

29. Шалин А.И., Трофимов А.С. Эффективность и надежность релейной защиты энергосистем. — Relay Protection and Substation Automation of Modern Power Systems. — CIGRE. Cheboksary, 9–13 September 2007.

30. Андреев В.А. Релейная защита и автоматика систем электроснабжения. — М: Высшая школа, 1991.

31. Копьев В.Н. Релейная защита: принципы выполнения и применения. — Томск: Изд-во Томского политехн. ун-та, 2010.

[13.03.13]

Авторы: Фам Чунг Шон окончил в 2002 г. электромеханический факультет Ханойского гор-

но-геологического университета Вьетнама. Аспирант Национального исследовательского Иркутского государственного технического университета (НИИрГТУ).

Воропай Николай Иванович окончил в 1966 г. электромеханический факультет Ленинградского политехнического института. Чл.-корр. РАН. Директор Института систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН и заведующий кафедрой электроснабжения и электротехники НИИрГТУ.

* * *

Модифицированное оценивание состояния для решения диспетчерских задач при управлении режимами электроэнергетической системы¹

ГЛАЗУНОВА А.М., АКСАЕВА Е.С.

Представлен нетрадиционный подход к задаче оценивания состояния. Для реализации этого подхода необходима модификация классического метода оценивания состояния. Дано краткое описание задачи классического оценивания состояния и показаны отличия между классическим и модифицированным методами. Подробно описана исходная информация для решения задачи модифицированного оценивания состояния (МОС). Приведен алгоритм вычисления весовых коэффициентов псевдоизмерений максимально допустимых перетоков. Рассматривается критерий МОС. При минимизации этого критерия учитываются ограничения в виде контрольных уравнений. Описан способ формирования контрольных уравнений, приведены алгоритм вычисления параметров результирующего режима и критерий, позволяющий оценить качество полученных результатов. Представлена схема, состоящая из пяти ЭЭС, и рассмотрены примеры применения модифицированного оценивания состояния для двух сценариев функционирования этих ЭЭС.

Ключевые слова: энергосистемы, оценивание состояния, измерения, переток мощности

Оперативное управление — это непрерывное управление текущим режимом, осуществляемое диспетчерским персоналом. Одной из задач оперативно-диспетчерского управления является визуальный контроль текущего режима и его коррекция при неизбежных отклонениях условий работы электроэнергетических систем (ЭЭС). Эффектив-

A nontraditional approach to the state estimation problem is presented. Certain modification of the classic state estimation method is necessary for implementing the proposed approach. The classic state estimation problem is briefly described, and the differences between the classic and modified method are shown. The initial information required for solving the modified state estimation problem is described in detail. An algorithm for calculating the weighting factors of pseudo measurements of the maximum admissible power flows is presented. The criterion used in the modified method is considered. Constraints in the form of control equations are taken into account in minimizing this criterion. A method for constructing the control equations is described; an algorithm for calculating the parameters of the resulting operating mode is given, and a criterion for estimating the quality of the obtained results is suggested. A power pool configuration comprising five electric power systems is presented, and examples illustrating the use of the modified state estimation approach are considered for two operating scenarios of these power systems.

Key words: power systems, state estimation, measurements, power flow

ность управления режимами ЭЭС увеличивается при объединении этих систем. Становится возможным взаимное использование резерва мощности; взаимопомощь энергосистем при компенсации случайных отклонений от расчетного баланса мощности; использование эффекта снижения суммарного максимума нагрузки. При решении этих задач одним из главных требований является поддержка должного уровня надежности и устойчивости функционирования энергосистем. Контроль устойчивости работы осуществляется на основе расчетов

¹ Работа выполнена в рамках интеграционного проекта СО РАН №01201260514 «Методы оценивания состояния интеллектуальных электроэнергетических систем со сложной иерархической структурой».

максимально допустимого перетока (МДП) активной мощности в контролируемых сечениях. Заблаговременные расчеты максимально допустимых значений и существующие диспетчерские инструкции в случае непредвиденной ситуации не гарантируют, что действия диспетчерского персонала будут рациональны и не повлекут за собой ошибочных управляющих решений [1]. Уточнение МДП при схемно-режимных ограничениях текущего режима позволит диспетчеру принимать решения, опираясь на реальные МДП, что обеспечит использование максимально возможной в данных условиях пропускной способности сети. Максимальное использование пропускной способности ЭЭС повышает эффективность управления режимами объединенной ЭЭС.

Вычисление МДП в межсистемных связях выполняется с учетом текущих условий. Действия дежурного диспетчера, направленные на управление одним объектом, могут влиять на процессы управления другими объектами. Поэтому выработка оптимальных управляющих воздействий возможна только при наличии оценки параметров режима всей системы. Такая информация может быть получена с помощью расчета текущего режима методами оценивания состояния (ОС) [2]. При диспетчерском управлении режимами объединенной ЭЭС существуют такие задачи, которые для бесперебойного снабжения электроэнергией всех потребителей требуют незамедлительного решения о перераспределении потоков мощностей. Процесс выработки решения усложняется тем, что в нем принимают участие несколько диспетчеров. В этих условиях решение должно выработываться на базе компромиссного подхода. В случае непредвиденной потери генерирующей мощности в одной из объединенных ЭЭС диспетчеры других ЭЭС должны быстро принять решение о предоставлении резервной мощности и о пути передачи мощности в дефицитную ЭЭС.

При аварийном отключении линии также необходимо быстрое решение вопроса о перераспределении потоков мощности в линиях. Для выработки оптимального решения с точки зрения всех участников этого процесса требуется собрать и проанализировать большой объем информации об объединенных ЭЭС. Чтобы не подвергать диспетчеров дополнительному стрессу во время выработки управляющих воздействий, им необходимо предоставить не только информацию о факте произошедшего события, но и подсказку о том, как исправить ситуацию с наименьшими потерями для всех. Для решения поставленной задачи используется нетрадиционный подход к задаче оценивания состояния режима электроэнергетической системы.

Этот подход предполагает модификацию метода классического оценивания состояния. Модифицированное оценивание состояния (МОС) вырабатывает рекомендации в виде набора управляющих воздействий, способствующих получению оптимального для всех ЭЭС установившегося режима. Другой задачей, которая может быть решена с помощью МОС, является задача вычисления свободной пропускной способности (СПС) в линиях [3]. В условиях конкурентного рынка электроэнергии необходимо использовать компромиссный подход для определения СПС. Увеличение загрузки линии одной ЭЭС не должно повлечь за собой уменьшение выгоды для другой ЭЭС. Лучшим решением этой проблемы является вычисление оптимальных СПС во всех заданных линиях одновременно. Критерий оптимальности вырабатывается всеми участниками.

Оценивание состояния методом контрольных уравнений. Оценивание состояния электроэнергетической системы – это расчет установившегося режима, который выполняется по оперативной информации, полученной с помощью системы SCADA и регистраторов комплексных электрических величин [4]. Оперативная информация представляется в виде вектора измерений

$$\bar{y} = (U_i, P_i, Q_i, P_{ij}, Q_{ij}, d_i), \quad (1)$$

где U_i – модули узловых напряжений; P_i, Q_i – инъекции активных и реактивных мощностей в узлах; P_{ij}, Q_{ij} – потоки мощностей в трансформаторах и линиях; d_i – фазы напряжений в тех узлах схемы, где установлены регистраторы.

Существует несколько методов оценивания состояния режимов ЭЭС. В каждом из методов важнейшим условием является достижение минимальной разности между полученными оценками параметров режима \bar{y} и измеренными значениями \bar{y} при соблюдении законов Ома и Кирхгофа. В ИСЭМ СО РАН разработан метод оценивания состояния на базе контрольных уравнений [5], в котором минимизируется критерий, представляющий собой взвешенную сумму наименьших квадратов

$$J(y) = (y - \bar{y})^T R_y^{-1} (y - \bar{y}), \quad (2)$$

где R_y – ковариационная матрица ошибок измерений при соблюдении ограничений в виде контрольных уравнений $w_k(y) = 0$.

Контрольные уравнения – это уравнения установившегося режима, в которые входят только измеренные параметры режима. На рис. 1 показана

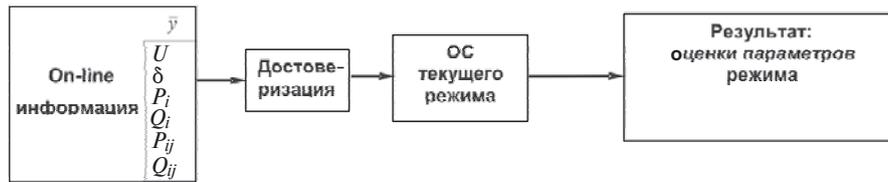


Рис. 1. Схема алгоритма классического метода ОС

укрупненная схема алгоритма классического метода ОС.

Информация, полученная от SCADA и WAMS [4] (on-line информация), проверяется в блоке достоверизации, где подавляются ошибочные данные. Далее выполняется классическое ОС. Результатом классического метода оценивания состояния является текущий установившийся режим.

Вычисление максимально допустимого перетока с помощью оценивания состояния. Для оценивания состояния результирующего режима выполняется модификация классического метода ОС на базе контрольных уравнений (КУ) [5]. На рис. 2 показана укрупненная схема алгоритма модифицированного метода ОС.

Для решения задачи ОС модифицированным методом исходные данные формируются из on-line и расчетной информации. Так же как и в классическом оценивании состояния, on-line информация проверяется в блоке достоверизации. В блоке «Анализ ограничений» выполняется анализ текущих ограничений с целью выбора из базы данных корректных для текущих ограничений весовых коэффициентов. Задача анализа текущих ограничений в статье не рассматривается. Значения псевдоизмерений (ПИ) МДП не зависят ни от текущих ограничений, ни от параметров режима, поэтому добавляются в вектор измерений без дополнитель-

ного анализа. По сформированному вектору исходных данных выполняется оценивание состояния модифицированным методом, результатом которого является результирующий установившийся режим.

Исходная информация для модифицированного ОС. On-line информация – это данные, полученные от системы SCADA и WAMS [4]. В векторе измерений (1) выделяются корректируемые \bar{y}^K и некорректируемые \bar{y}^H измерения. Вектор измерений выглядит следующим образом:

$$\bar{y} = (\bar{y}^H, \bar{y}^K).$$

Расчетная информация – это данные, которые вычисляются заранее и хранятся в базе данных. Различают постоянную и переменную части расчетной информации. Постоянная расчетная информация – значения ПИ МДП и пределы корректируемых параметров режима – остается неизменной во всех схемно-режимных ситуациях ЭЭС. Переменная информация – весовые коэффициенты ПИ МДП ($1/s_{\text{МДП}}^2$) – может изменяться при изменении режимной ситуации в ЭЭС. Правильный подбор весовых коэффициентов ПИ МДП определяет получение оптимального результата модифицированного оценивания состояния [6]. При вы-



Рис. 2. Схема алгоритма модифицированного метода ОС

числении весовых коэффициентов учитываются режимные ограничения, обеспечивающие надежность электроснабжения.

Одним из важнейших показателей режима, влияющих на качество электроэнергии и надежность электроснабжения, является напряжение [7]. При оперативном вычислении МДП должна быть обеспечена допустимость напряжения по ограничениям вида

$$U_i^{\min} < U_i < U_i^{\max}, \quad (3)$$

где U_i – напряжение в контрольной точке; U_i^{\min} и U_i^{\max} – нижний и верхний допустимые пределы изменения.

Другим критерием надежной работы ЭЭС является обеспечение технического резерва генерирующих мощностей электрических станций. По функциональному назначению резерв генерирующей мощности разделяется на ремонтный и оперативный. Для режима реального времени учитывается только оперативный резерв активной мощности – резерв мощности, размещенный на работающих агрегатах и агрегатах со временем ввода в работу до 5 мин. Ограничения, накладываемые на располагаемую мощность электростанции:

$$P_l(U, d) \leq P_l^{\text{пред}}, \quad (4)$$

где $P_l^{\text{пред}} = P_l^{\text{раб}} + P_l^{\text{рез}}$; $P_l^{\text{раб}}$ – располагаемая мощность электростанции за вычетом мощности оборудования, выведенного в ремонт; $P_l^{\text{рез}}$ – оперативный резерв мощности.

При вычислении МДП учитывается наличие резервов регулируемой реактивной мощности в ЭЭС. Ограничения на значение реактивной мощности

$$Q_j^{\min} < Q_j(U, d) < Q_j^{\max}, \quad (5)$$

где j – узлы, в которых регулируется реактивная мощность.

Весовые коэффициенты ПИ МДП определяются в off-line в результате N расчетов ОС одного и того же режима рассматриваемой ЭЭС модифицированным методом с учетом (3)–(5). Каждый расчет выполняется с разными весовыми коэффициентами ПИ МДП. Диапазон возможных значений весовых коэффициентов ПИ МДП $1/s_{ij}^2$ разбивается на N точек. Наибольшее значение принимается равным $1/(0,1s_{ij}^2)$, наименьшее

$1/(50s_{ij}^2)$, где s_{ij}^2 – дисперсия ошибки измерения перетока активной мощности. В первом расчете весовые коэффициенты ПИ МДП принимаются равными наибольшему значению. На рис. 3 показана структурная схема вычисления весовых коэффициентов ПИ МДП для одного режима.

Каждый расчет состоит из двух этапов. Сначала решается задача ОС без учета ограничений (3)–(5). Дисперсии ошибок некорректируемых измерений s_y^2 задаются исходя из погрешностей метрологического тракта. Чем точнее измеряется параметр режима, тем меньше дисперсия. Дисперсии ошибок корректируемых измерений s_k^2 задаются в соответствии с условием $s_k^2 > s_y^2$.

После завершения итерационного процесса проверяются условия (3)–(5) и в случае их выполнения вычисляется критерий

$$j_{\text{МДП}} = \sqrt{\frac{k_0}{1}} (P_{ij}^{\text{ПИ МДП}} - P_{ij}^{\text{МДП}}(U, d))^2 \text{ @ min}, \quad (6)$$

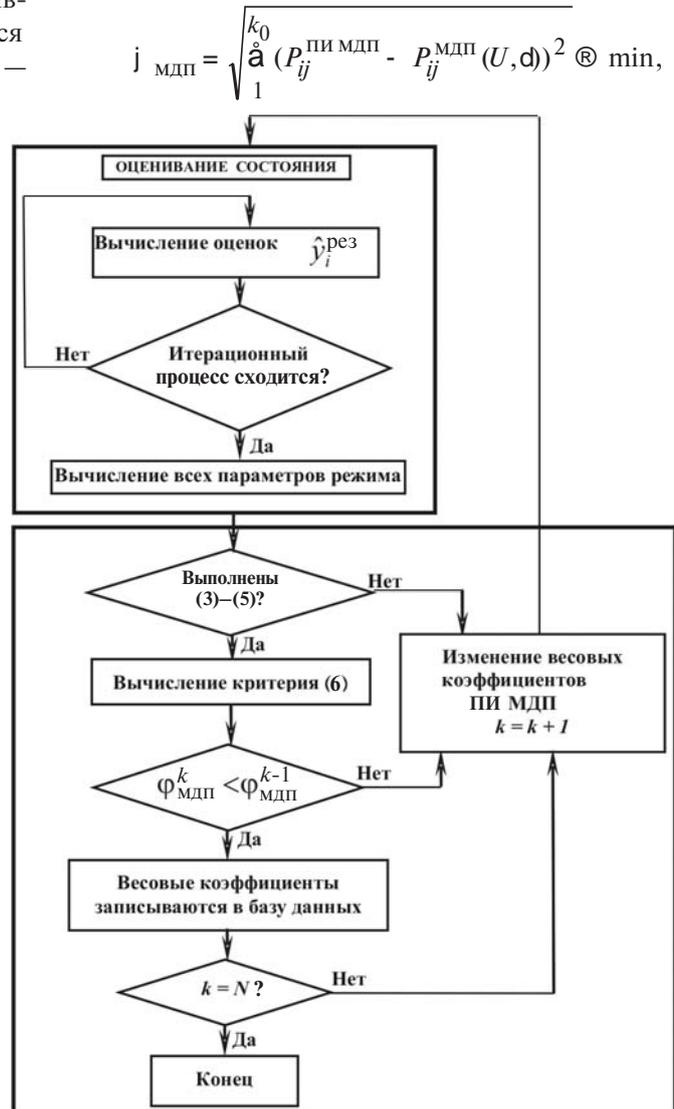


Рис. 3. Структурная схема вычисления весовых коэффициентов ПИ МДП для одного режима

где k_0 – число ПИ МДП мощности.

Если критерий (6) в текущем расчете меньше, чем в предыдущем, то весовые коэффициенты ПИ МДП записываются в базу данных. Затем изменяются весовые коэффициенты ПИ МДП, и снова оценивается режим, проверяются ограничения и вычисляется критерий (6). По окончании N расчетов в базе данных остаются весовые коэффициенты, которые обеспечивают оптимальный результат модифицированного оценивания состояния рассматриваемого режима в реальном времени.

Модифицированное оценивание состояния на базе контрольных уравнений. Критерий модифицированного метода ОС. Для решения задачи оценивания состояния результирующего режима модифицированным методом минимизируется критерий (при ограничениях в виде контрольных уравнений):

$$J = \frac{1}{2} [(y^{\$рез} - y^{рез}(x))^T R_{рез}^{-1} (y^{\$рез} - y^{рез}(x))], \quad (7)$$

где $x = (U, d)$ – вектор состояния (набор параметров режима, который однозначно определяет все остальные параметры режима); $y(x)$ – явная зависимость измеренных параметров режима от вектора состояния; $y^{\$рез} = (y^{\$H}, y^{\$K}, P_{ij}^{\$МДП})$ – результирующий

вектор оценок измерений; $R_{рез}^{-1} = \begin{pmatrix} \hat{e} R_y^{-1} \hat{u} \\ \hat{e} R_K^{-1} \hat{u} \\ \hat{e} R_{МДП}^{-1} \hat{u} \end{pmatrix} y^{\$K}$ –

оценки измеренных корректируемых параметров режима; $y^{\$H}$ – оценки измеренных некорректируемых параметров режима; $P_{ij}^{\$МДП}$ – вектор оценок ПИ МДП; R_y – диагональная матрица дисперсий ошибок некорректируемых измерений; R_K – то же корректируемых измерений; $R_{МДП}$ – диагональная матрица, состоящая из $s_{МДП}^2$.

Формирование контрольных уравнений. В основу получения системы КУ положена теорема о том, что каждый вектор n -мерного пространства E_n может быть представлен, и притом единственным образом, в виде линейной комбинации векторов базиса [9]. Любая совокупность n линейно независимых векторов n -мерного пространства называется базисом этого пространства. Линейная комбинация может быть получена методом Краута.

Контрольные уравнения формируются в процессе решения системы нелинейных уравнений

$$(y^{\$рез} - y^{рез}(x)) = 0,$$

которая после линеаризации имеет вид

$$HDx = y^{\$рез} - y^{рез}(x),$$

где $H = \partial y^{\$рез} / \partial x$ – матрица Якоби.

К прямоугольной матрице H применяется треугольное разложение Краута. В результате этого разложения матрица H представляется в виде верхней U_{11} , нижней L_{11} треугольных матриц и прямоугольной матрицы L_{21} (рис. 4). Размерность матрицы L_{21} ($m_1 \cdot (2n - 2)$), где $m_1 = m + k_0 - (2n - 2)$, m – число измерений.

Измерения, вошедшие в квадратную матрицу, называются базисными $y_j^{\$}$. Остальные измерения являются избыточными $y_k^{изб}$. Каждое избыточное измерение представляется в виде линейной комбинации базисных измерений:

$$Dy_k^{изб} = \sum_{j=1}^{2n-2} a_{kj} Dy_j^{\$}, \quad (8)$$

где коэффициенты вычисляются по [5]:

$$D = L_{21} L_{11}^{-1}.$$

Число избыточных измерений определяет число КУ:

$$w = (y_k^{изб} - y_k^{изб}(x)) - \sum_{j=1}^{2n-2} a_{kj} (y_j^{\$} - y_j^{\$(x)}) = 0, \quad (9)$$

где коэффициенты в КУ для базисных измерений равны коэффициентам, полученным при составлении линейной комбинации базисных измерений; коэффициенты для избыточных измерений равны единице.

Расчет результирующего установившегося режима выполняется следующим образом – вычисляются:

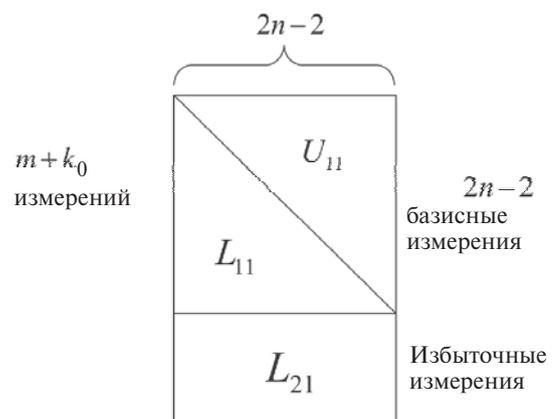


Рис. 4. Триангуляция прямоугольной матрицы H по методу Краута

оценки параметров режима, входящих в вектор измерений;

- компоненты вектора состояния;
- все параметры режима по вектору состояния.

Для учета ограничений в виде контрольных уравнений при определении оценок измерений и псевдоизмерений составляется функция Лагранжа:

$$J = \frac{1}{2} [(y^{рез} - y^{рез}(x))^T R_{рез}^{-1} (y^{рез} - y^{рез}(x)) + l^T w(y^{рез})]$$

В результате некоторых преобразований [5] получаем вектор искомых оценок:

$$y^{рез(i+1)} = y^{рез(i)} - R_{рез} \frac{\partial w}{\partial y_i} \frac{\partial \dot{u}}{\partial \dot{u}}^T$$

$$\frac{\partial \dot{u}}{\partial y_i} \frac{\partial w}{\partial y_i} \frac{\partial \dot{u}}{\partial \dot{u}}^T R_{рез}^{-1} \frac{\partial \dot{u}}{\partial \dot{u}} w(y_i^{рез}), \quad (10)$$

где i – номер итерации.

Оценки базисных измерений (рис. 4) используются для определения вектора состояния. По полученному вектору состояния вычисляются перето-

ки активной и реактивной мощности в линиях и трансформаторах. Затем рассчитываются инъекции активной и реактивной мощности в каждом узле. На рис. 5 показана структурная схема алгоритма ОС, в которой выделены модифицированные блоки.

В блоке 1 составляется результирующий вектор из измерений (on-line информации) и ПИ МДП (часть расчетной информации). В блоке 2 формируются КУ, в которые входят измерения и ПИ МДП. Наличие ПИ МДП в контрольных уравнениях увеличивает невязку этого КУ. В блоке 3 происходит распределение полученной невязки между компонентами КУ обратно пропорционально их весовым коэффициентам. Новым здесь является то, что заранее подобранные весовые коэффициенты ПИ МДП позволяют увеличить активные перетоки в контролируемых линиях до максимально допустимых значений. Все остальные параметры режима, включая корректируемые параметры, остаются в заданных пределах. В блоке 4 вычисляются оценки параметров результирующего установившегося режима.

Качество результатов модифицированного оценивания состояния ОС определяется по критерию

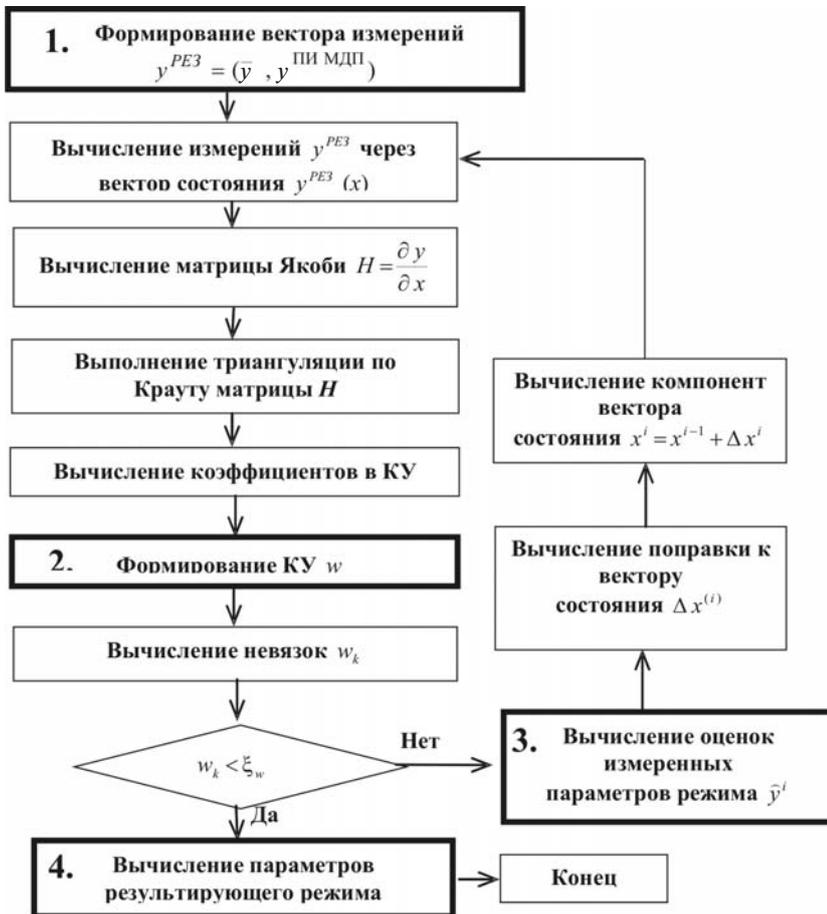


Рис. 5. Структурная схема алгоритма ОС

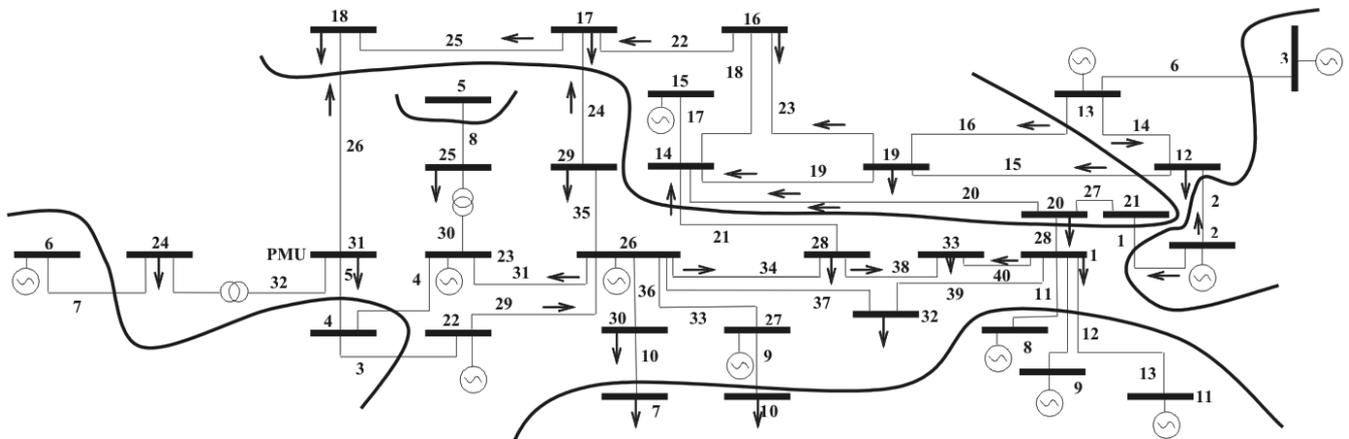


Рис. 6. Тестовая схема

$$j = \sqrt{\frac{k_0 (P_{ij}^{ПИ МДП} - P_{ij}^{МДП}(x))^2}{1 \cdot S_{МДП}^2} + \frac{k_1 (\bar{y}_i - y(x))^2}{1 \cdot S_y^2} + 1000k}, \quad (11)$$

где $k_1 = m - k_2 - k_0$, m – число измерений; k_2 – число корректируемых измерений; k – число нарушенных ограничений (3)–(5). Чем меньше j , тем лучше качество результатов оценивания состояния.

Практические результаты. Расчеты были выполнены на схеме, представляющей собой объединение пяти ЭЭС (рис. 6): ЭЭС № 1 (узлы 14–21), ЭЭС № 2 (узлы 2–6), ЭЭС № 3 (узлы 12, 13), ЭЭС № 4 (узлы 7–11), ЭЭС № 5 (узлы 1, 24–33). Схема состоит из 33 узлов, 40 связей, нескольких замкнутых контуров, двух трансформаторов. В данной схеме имеется 13 межсистемных связей. В диспетчерский пункт поступает 100 измерений. Большую часть электроэнергии ЭЭС № 1 получает из ЭЭС № 5.

Работоспособность предложенного метода была продемонстрирована для двух сценариев.

Первый: произошло аварийное отключение межсистемной линии 17–29. Требуется быстрое перераспределение потоков мощности для непрерывного снабжения потребителей электроэнергии ЭЭС № 1.

Второй: в ЭЭС № 1 необходима дополнительная мощность 400 МВт; ЭЭС № 5 готова предоставить эту мощность.

Для решения задачи с помощью МОС требуется подготовительный этап, который выполняется в режиме off-line. Для каждой ситуации, связанной с необходимостью перераспределять потоки мощности, анализируются несколько вариантов передачи мощности. Для всех вариантов выполняется настройка программы МОС с целью определения оптимальных с точки зрения критерия (11) МДП, которые можно передать по всем выбранным линиям одновременно. Выбор между вариантами осуществляется в соответствии с критерием

$$j_{\Pi} = \hat{a} (P_i^H - P_i^{\Pi}) \otimes \min, \quad (12)$$

где P_i^H – инъеция в нормальном режиме; P_i^{Π} – оценка инъеции в послеаварийном режиме.

Результатом подготовительного этапа является формирование расчетной информации.

В режиме on-line вырабатывается оптимальное решение о пути передачи мощности из одной системы в другую на основе анализа on-line информации и текущих ограничений.

Отключение линии. Off-line. В рамках первого сценария были рассмотрены два варианта передачи мощности. Согласно 1-му варианту большая часть мощности должна быть передана по линиям 26–28, 28–14, 14–16, 16–17; согласно 2-му варианту – по линиям 26–23, 23–4, 4–31, 31–18, 18–17. Значение критерия j_{Π} и потери мощности в линиях при разных вариантах распределения потоков мощности вследствие отключения линии 17–29 представлены далее:

Метод оценивания состояния	Критерий j_{Π} , МВт	Потери, МВт
Классический	350	70
Модифицированный		
1-й вариант	282	80
2-й вариант	371	90

Из приведенных данных видно, что лучшим результатом с точки зрения критерия (12) – бесперебойное снабжение потребителей – является результат по 2-му варианту МОС. На рис. 7 представлены значения отклонений параметров от параметров послеаварийного режима, вычисленных модифицированным методом ОС для первого варианта (кривая 1) и от параметров послеаварийного режима, вычисленных классическим методом (кривая 2). Анализ двух кривых показывает, что с помощью процедуры МОС можно перераспределить потоки таким образом, что значения инъеций во всех узлах останутся в пределах точности измерений.

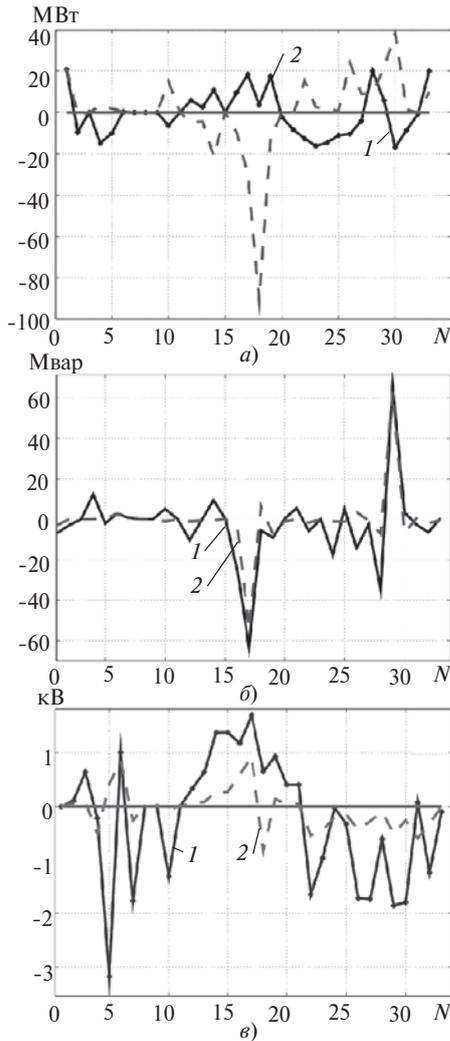


Рис. 7. Отклонения инъекций активной мощности (а), инъекций реактивной мощности (б) и модуля напряжений (в) в узлах нормального режима от соответствующих параметров послеаварийного режима: 1 – вычисление методом МОС (для 1-го варианта); 2 – классическим методом ОС

Анализ отклонений инъекций реактивной мощности и напряжений (рис. 7, б, в) в узлах показывает, что для бесперебойного снабжения потребителей необходимо скорректировать реактивную мощность в узлах 17, 28, 29 и напряжение в узле 5. Псевдоизмерения МДП для линий 26–28, 28–14, 14–16, 16–17, весовые коэффициенты МДП, ограничения типа (5) для узлов 17, 28, 29 и типа (3) для узла 5 записываются в базу данных.

Отключение линии. On-line. По результатам анализа on-line информации и текущих ограничений из параметров базы данных формируется расчетная информация и выполняется МОС, результатом которого является перечень управляющих воздействий: в узле 17 – уменьшить потребление реактивной мощности на 60 Мвар; в узлах 28, 29 – увеличить генерацию реактивной мощности на 30 и 60 Мвар соответственно; в узле 5 уменьшить модуль напряжения на 3 кВ. При использовании управляющих воздействий, предложенных методом

МОС, инъекции во всех узлах останутся в пределах точности измерений.

Увеличение нагрузки. Off-line. Передача дополнительной мощности из ЭЭС № 5 (узел 26) в ЭЭС № 1 (узел 14) возможна при максимальном использовании пропускной способности линий, связывающих эти ЭЭС. Для второго сценария линии 26–28 и 28–14 являются контролируемыми. Узлом, из которого берется дополнительная мощность, является узел 26. Анализ длины линий 26–28 и 28–14 показал, что эти линии являются короткими. Значения ПИ берутся из справочника и равны 972

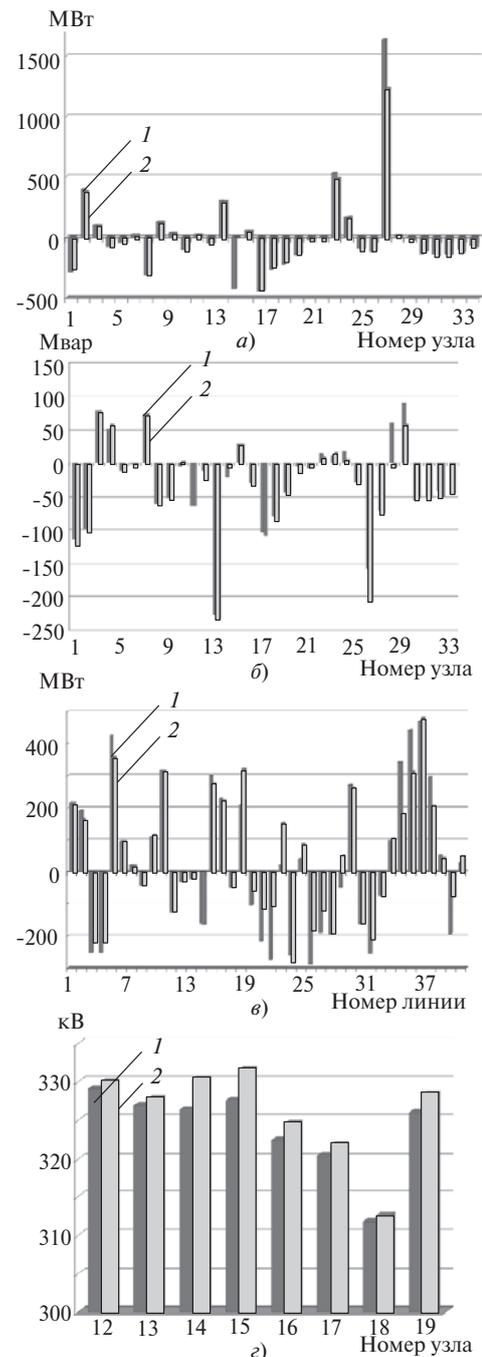


Рис. 8. Активная мощность (а), реактивная (б), переток активной мощности (в) и модуль напряжения (г): 1 – результирующий режим; 2 – текущий

МВт. Весовые коэффициенты псевдоизмерений перетоков в линиях 26–28 и 28–14 вычисляются при соблюдении ограничений: $P_{26} \leq 1700$ МВт; $297 \text{ кВ} < U_i < 363 \text{ кВ}$; $\bar{Q}_j - 50 \text{ Мвар} < Q_j < \bar{Q}_j + 50 \text{ Мвар}$ (где i, j – номер узла в ЭЭС № 1 и ЭЭС № 5). Вычисленная расчетная информация записывается в базу данных.

Увеличение нагрузки. On-line. Для выполнения ОС модифицированным методом формируется вектор измерений $y^{\text{рез}}$ из on-line и расчетной информации. On-line информация – это 100 измерений, расчетная информация – из базы данных.

Результаты расчета параметров текущего и результирующего УР показаны на рис. 8.

Из рис. 8,а видно, что значения активной мощности изменились в двух узлах: увеличилась в узле 14, которому была необходима дополнительная мощность, и в узле 26, который предоставил эту мощность. Значения инъекции активной мощности во всех остальных узлах схемы в результирующем и текущем режимах остались в пределах точности. Это означает, что обязательства перед всеми потребителями выполнены. Из рис. 8,б видно, что произошло перераспределение перетоков по линиям. Неизменными остались перетоки по линиям, которые связывают рассматриваемые системы с системами, не участвующими в сценарии. Дополнительная мощность в ЭЭС № 1 передается по нескольким линиям. По линиям 26–28 и 28–14 может быть передано 160 и 164 МВт дополнительно. Реактивная мощность изменилась в узле 26 (потребление уменьшилось на 50 Мвар) и в 28, 29 узлах (генерация увеличилась на 50 и 30 Мвар). Наибольшее отклонение модуля напряжения в узлах 14 и 15 (3,5 кВ).

В процессе выполнения сценария было передано 400 МВт мощности из ЭЭС № 5 (узел 26) в ЭЭС № 1 (узел 14) без нарушения режимных ограничений. Для этого было скорректировано значение реактивной мощности в узлах 14, 28, 29 (рис. 8,б); уменьшен модуль напряжения на 3,5 кВ в узлах 14 и 15 (рис. 8,з); увеличен модуль напряжения на 2,5 кВ в узлах 27 и 26.

При отключении межсистемной линии электропередачи перетоки мощности были перераспределены таким образом, что все потребители оказались обеспечены электроэнергией. В результате выполнения модифицированного оценивания состояния для решения данной задачи были выработаны следующие управляющие воздействия:

- уменьшить потребление реактивной мощности на 60 Мвар в узле 17;
- увеличить генерацию реактивной мощности на 30 и 60 Мвар в узлах 28, 29 соответственно;
- уменьшить модуль напряжения на 3 кВ в узле 5.

При включении новой нагрузки (400 МВт) в одной из систем необходимая мощность была передана из другой системы без нарушения режимных ограничений. В результате МОС, выполненного для решения вопроса о передаче дополнительной мощности по межсистемным линиям, были выработаны следующие управляющие воздействия:

- скорректировать значение реактивной мощности в узлах 14, 28, 29;

- уменьшить модуль напряжения на 3,5 кВ в узлах 14 и 15;

- увеличить модуль напряжения на 2,5 кВ в узлах 27, 26.

Заключение. Предложенный метод модифицированного оценивания состояния является быстрым и гибким инструментом для определения максимально допустимого перетока в режиме реального времени в результате того, что:

- максимально допустимый переток определяется по измерительной информации;

- многократные расчеты установившегося режима заменяются разовой настройкой программы модифицированного оценивания состояния, т.е. считыванием из базы данных параметров, соответствующих текущим условиям работы ЭЭС;

- вероятностная постановка задачи оценивания состояния позволяет перераспределять резервы реактивной мощности между узлами в рамках заданных ограничений и выдерживать модули напряжений в заданных пределах.

К достоинствам МОС относится отсутствие процедуры утяжеления установившегося режима при вычислении максимально допустимого перетока, что делает ненужной информацию о пути утяжеления установившегося режима.

Предложенный метод был апробирован на двух задачах: перераспределение перетоков мощности при отключении линии и передача дополнительной мощности по линиям электропередачи в случае потери ресурса генерации или включения новой нагрузки. С помощью модифицированного оценивания состояния были выработаны управляющие воздействия, обеспечивающие бесперебойное снабжение потребителей электроэнергией.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Манов Н.А., Чукарев Ю.Я., Успенский М.И. и др. Новые информационные технологии в задачах оперативного управления электроэнергетическими системами – Екатеринбург: УрО РАН, 2002.
2. Гамм А.З., Глазунова А.М., Гришин Ю.А. и др. Развитие алгоритмов оценивания состояния электроэнергетической системы – Электричество, 2009, № 6.
3. Аксаева Е.С., Глазунова А.М. Экспресс-оценка загруженности линий электропередачи в режиме реального времени. – Вестник ИрГТУ, 2012, № 8.
4. Phadke A.G. Synchronized Phasor Measurements. A Historical Overview. – IEEE/PES Transmission and Distribution Conference, 2002, vol. 1.

5. Гамм А.З., Колосок И.Н. Обнаружение грубых ошибок телеизмерений в электроэнергетических системах. — М.: Наука, 2000.
6. Aksaeva E.S., Glazunova A.M. On-line Determination of Total Transfer Capability of Controlled Lines. — International conference on liberalization and modernization of power systems: Smart technologies for joint operation of power grid, Irkutsk (Russia), 6–10 August 2012.
7. Веников В.А., Глазунов А.А., Жуков Л.А и др. Электрические системы. Электрические сети. Учеб. для электроэнерг. спец. вузов/Под ред. В.А. Веникова, В.А. Строева, 2-е изд., перераб. и доп. — М.: Высшая школа, 1998.
8. Жданов П.С. Вопросы устойчивости электрических систем. — М.: Энергия, 1979.
9. Демидович Б.П., Марон И.А. Основы вычислительной математики. — М.: Наука, 1970.
10. Аксаева Е.С. Экспресс-оценка полной пропускной способности контролируемого сечения электроэнергетической системы. — Тр. Конференции молодых ученых ИСЭМ СО РАН «Системные исследования в энергетике», Иркутск, 2012.

[21.06.13]

Авторы: Глазунова Анна Михайловна окончила энергетический факультет Иркутского политехнического института в 1982 г. В 2002 г. защитила кандидатскую диссертацию «Применение методов искусственного интеллекта для решения задач обработки измерительной информации в ЭЭС» в Институте систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН. Старший научный сотрудник ИСЭ им. Л.А. Мелентьева СО РАН.

Аксаева Елена Сергеевна окончила энергетический факультет Иркутского государственного технического университета в 2009 г. Инженер ИСЭ им. Л.А. Мелентьева СО РАН.