

Гибридная трехфазно-однолинейная режимная модель для оценки состояния электроэнергетической системы

ПАЗДЕРИН А.В., МУХЛЫНИН Н.Д., БАННЫХ П.Ю., ПОЛЯКОВ И.Д.

Рассматривается новая постановка задачи оценивания состояния, т.е. расчета установившегося режима электроэнергетической системы по данным телеизмерений. Она предполагает возможность расчета параметров электрического режима в трехфазной постановке для участков сети, оснащенных трехфазными измерениями. На тех участках сети, где отсутствуют трехфазные измерения, но имеются однолинейные измерения или степень несимметрии параметров режима незначительна, оценивание состояния проводится в однолинейной постановке. Отличительной особенностью данной постановки задачи является использование в качестве искомым переменных потоков мощности в ветвях схемы сети. Это существенно облегчает решение задачи и создает дополнительные преимущества, которые особенно важны для распределительных сетей. Предложена и описана гибридная трехфазно-однолинейная режимная модель для решения задачи оценивания состояния. Использование в качестве независимых переменных потоков мощности в ветвях схемы сети (потоковая модель) позволяет в зависимости от доступной измерительной информации на участке или элементе сети и требований к решаемой задаче применять фазную или линейную форму описанной модели. Переход из одних координат в другие осуществляется без существенного изменения самой расчетной модели. Анализ погрешности модели был проведен на тестовой схеме сети. Расчеты показали: если в точке раздела трехфазного и однолинейного представления сети различия между фазными напряжениями не превышают 10%, то предложенная модель может быть использована для расчета электрического режима.

Ключевые слова: электрические сети, телеизмерения, электрический режим, оценивание состояния, трехфазная модель, погрешность расчета, математическая модель

Получение сбалансированного режима работы электрической сети по данным телеизмерений выполняется на основе решения хорошо известной задачи оценивания состояния (ОС) [1]. Близость расчетного режима к фактически существующему определяется точностью и достоверностью измерений. Математической мерой такой близости является целевая функция задачи ОС. Наиболее популярна для ОС функция суммы квадратов взвешенных ошибок измерений [1, 2]. До недавнего времени в задаче ОС использовались однолинейные измерения и соответствующая им однолинейная модель установившегося режима. Использование однолинейных (усредненных по трем фазам) измерений было обусловлено, прежде всего, отсутствием фазных измерений в связи с низкой пропускной способностью каналов связи. В рамках однолинейной модели принимается допущение о симметричности режима работы электрической сети. Для сетей классов напряжения 110 кВ и выше степень несимметрии очень мала, и такое допущение не приводит к значительным погрешностям моделирования. В распределительных сетях 35 кВ и ниже ре-

жимы могут обладать высокой степенью несимметрии, и ее учет представляет интерес в том числе и с точки зрения диспетчерского управления [3].

С появлением распределенной генерации и развитием концепции умных цифровых сетей меняются принципы построения распределительных сетей. От радиальных распределительных сетей они трансформируются в сети с двухсторонним питанием с перспективой образования сложноразветвленных кольцевых структур [4]. Информационно-измерительные системы контроля технологических параметров электрической сети совершенствуются достаточно быстро [4]. Устаревшие аналоговые комплексы телеизмерений заменяются на более современные цифровые, которые ориентированы на передачу измерений по всем трем фазам.

В настоящее время используются как усредненные по фазам (однолинейные) измерения, так и измерения по каждой фазе в отдельности. Экспертные оценки показывают, что соотношение современных цифровых трехфазных комплексов телеизмерений и устаревших однолинейных аналоговых находится на уровне 70% на 30% в пользу

современных. Однако до полного оснащения всех объектов трехфазными измерениями может потребоваться еще много лет. В этой связи актуальной задачей является разработка математической модели и соответствующих программных средств расчета установившихся режимов в трехфазной и однолинейной постановках. Та часть электрической сети, которая обеспечена трехфазными измерениями, должна рассчитываться в трехфазной постановке, а часть сети, которая охвачена только однолинейными измерениями, может рассчитываться на основе однолинейной модели установившегося режима. Далее предлагается режимная модель, обладающая такими возможностями, которая называется «гибридной трехфазно-однолинейной» (ГТО) моделью установившегося режима работы электрической сети.

Программные комплексы (ПК) для ОС используют математический аппарат, основанный на классической модели установившегося режима, вектор состояния которой определяется комплексами узловых напряжений и наиболее часто представляется в полярной системе координат модулями узловых напряжений и их углами $V = \{U; \delta\}$ [5]. На основе классической модели разработано большое число алгоритмов для расчета установившихся режимов как в линейной [6, 7], так и в трехфазной постановках [8, 9]. Кроме того, для решения задачи ОС в качестве альтернативы классической режимной модели получили развитие режимные модели, использующие синхронизированные векторные измерения [10–14].

В статье предложена альтернативная режимная модель, у которой вектор искомым переменных сформирован на основе потоков мощности в ветвях схемы и которая получила название «потоковая модель» (ПМ). Она позволяет в простой алгоритмической форме реализовать возможность совместного расчета фазных и линейных участков сети в рамках единой расчётной процедуры ОС.

Развитие информационно-измерительных систем является неотъемлемой частью внедрения современных технологий на различных уровнях электрических сетей. Измерительные трансформаторы связаны с единым универсальным устройством сбора и передачи информации (УСПИ) посредством аналогового или цифрового преобразователя, который обеспечивает обработку сигналов токов и напряжений. Аналоговые преобразователи осуществляют передачу измерительной информации в УСПИ только в виде средних значений режимных параметров (однолинейных измерений) по правилам, установленным «Регламентом использования параметров фазных токов и линейных напряжений в ОИК» АО «СО ЕЭС» [15]. Такие преобразователи

считаются устаревшими и постепенно заменяются на цифровые. В зависимости от потребностей цифровые преобразователи могут быть гибко сконфигурированы на передачу заданного набора измерительной информации. Архитектура измерительной системы, относящейся к полевному уровню, является примерно одинаковой как для распределительных сетей 6–20 кВ, так и для сетей более высоких классов напряжения.

Существует техническая возможность трансляции в SCADA-систему верхнего уровня через УСПИ всех измеряемых параметров режима, представленных в таблице. Однако в практической деятельности полный пакет измерений не передается, и это значительно уменьшает объем передаваемой информации, что особенно важно в рамках договоров на передачу данных. В таблице представлены используемые на практике группы измеряемых параметров электрического режима в зависимости от класса номинального напряжения. Для сверхвысоких напряжений 220 кВ и выше передача фазных измерений не очень актуальна в связи с малой несимметрией режимных параметров [16]. В сетях 0,4 кВ степень несимметрии может быть очень большой, однако средства и системы управления и диспетчеризации в таких сетях развиваются слабо. Распределительные сети напряжением 6–35 кВ можно выделить в особую группу. Их УСПИ являются, как правило, источниками трехфазной режимной информации.

В реальных условиях наличие достаточно большой амплитудно-фазной несимметрии токов и напряжений, достигающей в распределительных сетях по обратной k_{U2} и нулевой k_{U0} последовательностям до 30 и 40% соответственно [3], диктует необходимость использования для расчета трехфазных математических моделей [8, 9].

Поэтому расчет режима в сетях должен осуществляться совместно на основе решения задачи ОС с использованием всей имеющейся в сетях измерительной информации. На данный момент совместная оценка режима в распределительной и высоковольтных сетях является перспективной в части повышения наблюдаемости всей системы. Этому также способствует использование единых для электрических сетей всех классов напряжения информационных моделей (Common Information Model – CIM), включающих доступ ко всем доступным измерениям с датчиков телеметрии и телесигнализации.

Область применения гибридной трехфазно-однолинейной модели связана с расчетами и ОС не только в распределительных сетях и сетях более высоких классов напряжений отдельно, но и с их совместным расчетом в связи с появлением сложно-

Передаваемые режимные параметры	Число передаваемых параметров	Напряжение энергообъектов, кВ		
		0,4	6–35 (110)	110 и выше
Действующие значения фазных токов	I_A, I_B, I_C	+	+	-
Действующее значение среднего фазного тока	\bar{I}_Φ	-	+	+
Ток прямой последовательности	I_1	+	+	-
Ток обратной последовательности	I_2	+	+	+
Ток нулевой последовательности	I_0	+	+	+
Действующие значения фазных напряжений	U_A, U_B, U_C	+	+	-
Действующее значение среднего фазного напряжения	\bar{U}_Φ	-	+	-
Действующее значение линейных напряжений	U_{AB}, U_{BC}, U_{AC}	-	+	-
Действующее значение среднего линейного напряжения	$\bar{U}_л$	-	+	+
Напряжение прямой последовательности	U_1	+	+	-
Напряжение обратной последовательности	U_2	+	+	+
Напряжение нулевой последовательности	U_0	+	+	+
Активная и реактивная мощности фаз	P_A, P_B, P_C Q_A, Q_B, Q_C	+	+	+
Суммарная активная и реактивная мощности	P, Q	-	+	+
Полные мощности фаз	S_A, S_B, S_C	-	+	-
Полная суммарная мощность	S	+	+	-
Активная и реактивная мощности нулевой последовательности	P_0, Q_0	+	+	+
Всего передаваемых параметров (минимум)	32			

замкнутых электрических схем в сетях 6–35 кВ. Это является ключевым достоинством предлагаемой гибридной модели и открывает новые перспективы для ее использования в комплексных программных решениях по расчету и анализу установившихся режимов электрических сетей практически всех классов напряжения, а также ее применения в micro-SCADA таких энергообъектов, как электрические станции и подстанции.

В качестве искомого расчетного вектора переменных в ГТО режимной модели используются потоки активной и реактивной мощности в ветвях схемы. Такой расчетный вектор имеет большую размерность по сравнению с традиционным вектором состояния уравнений установившегося режима. Расчетный алгоритм потоковой модели (ПМ) [17] использует подход, аналогичный задаче энергораспределения [18]. Выбор потоковых координат как основы для ГТО модели обоснован рядом ключевых преимуществ ПМ [19]. По сравнению с классической режимной моделью ПМ нечувствительна к неоднородности параметров схемы замещения сети, а ее система уравнений существенно лучше обусловлена. Это позволяет рассчитывать модели, имеющие длинные и короткие линии, сопротивление которых может отличаться в сотни раз, а также схемы, содержащие ветви с нулевым сопротивлением ветвей (например, с силовыми выключателями). Это важно при наличии измерений

у межсекционных и шиносоединительных выключателей. Другим преимуществом ПМ является возможность проводить удаление из схемы сети ненаблюдаемых фрагментов путем их эквивалентирования. Использование ПМ позволяет предотвратить появление фиктивных ветвей при эквивалентировании, т.е. сохранять исходную топологию в остающейся части схемы сети [19].

Однолинейные измерения используются, если на участке сети присутствуют усредненные трехфазные измерения. Согласно теории ОС каждому измерению ставится в соответствие аналитическое выражение, записанное через параметры расчетного вектора режимной модели. Потоковая модель использует расчетный вектор, который содержит потоки активной и реактивной мощности в условных началах всех ветвей схемы, а также модули узловых напряжений $X_{ос.л} = \{P_B^H; Q_B^H; U_y\}$. Аналитические выражения для измерений можно разделить на три группы.

Первая группа уравнений описывает собственные измерения переменных расчетного вектора. К ней относятся измерения активных и реактивных потоков в условных началах ветвей, а также измерения действующих значений узловых напряжений. Аналитические выражения для них записываются в виде равенства значения измерения и соответствующего ему параметра расчетного вектора:

$$P_{ij}^{\text{ИЗМ}} = P_{ij}^{\text{H}}; Q_{ij}^{\text{ИЗМ}} = Q_{ij}^{\text{H}}; U_i^{\text{ИЗМ}} = U_i. \quad (1)$$

Вторая группа представляет собой аналитические выражения для измерений мощности в условном конце ветви схемы сети. Здесь используются балансовые уравнения в ветвях схемы сети. Изменение потока в конце ветви выражается через поток начала ветви:

$$P_{ij}^{\text{ИЗМ}} = P_{ij}^{\text{K}} = P_{ij}^{\text{H}} - \Delta P_{ij}; \quad (2a)$$

$$Q_{ij}^{\text{ИЗМ}} = Q_{ij}^{\text{K}} = Q_{ij}^{\text{H}} - \Delta Q_{ij}, \quad (26)$$

где $P_{ij}^{\text{K}}, Q_{ij}^{\text{K}}$ – трехфазные потоки активной и реактивной мощности конца ветви; $\Delta P_{ij}, \Delta Q_{ij}$ – технические потери активной и реактивной мощности в ветви ij .

Третья группа уравнений записывается для узловых измерений активной $P_i^{\text{ИЗМ}}$ и реактивной $Q_i^{\text{ИЗМ}}$ мощности. Используя уравнения узловых и линейных балансов, эти измерения записываются через условные начала втекающих в узел i потоков в ветвях от всех $N_{\text{вТ}}$ узлов и от всех вытекающих из узла i потоков в ветвях ко всем $N_{\text{выТ}}$ узлам в зависимости от типа измерения в узле (нагрузка или генерация). Эти уравнения записываются отдельно по активной и реактивной мощности с учетом соответствующих знаков в следующем виде:

$$P_i^{\text{ИЗМ}} = \sum P_{ji}; \quad (3a)$$

$$Q_i^{\text{ИЗМ}} = \sum Q_{ji}, \quad (36)$$

где P_{ji}, Q_{ji} – потоки мощностей, втекающих и вытекающих из узла i .

Ввиду того, что в расчётной модели в качестве вектора неизвестных приняты мощности условного начала ветвей, в уравнениях (3) мощность конца выражается через мощность начала и потери в соответствии с выражением (2).

Технические потери в выражениях (2) и (3) в продольных $r_{ij} + jx_{ij}$ и поперечных $g_i + jb_i$ элементах схемы сети в зависимости от использования в них П-образной или Г-образной схемы замещения могут быть рассчитаны по известным выражениям:

$$\Delta S_{ij} = \Delta P_{ij}^r + j\Delta Q_{ij}^r = \frac{(P_{ij}^{\text{H}})^2 + (Q_{ij}^{\text{H}})^2}{(U_{ij}^{\text{H}})^2} (r_{ij} + jx_{ij}); \quad (4a)$$

$$\Delta S_i^{(\text{ш})} = \Delta P_i^{g^{(\text{ш})}} + j\Delta Q_i^{b^{(\text{ш})}} = (U_i^{\text{H}})^2 (g_i + jb_i), \quad (46)$$

где U_i – действующее линейное значение узлового напряжения в узле i начала ветви.

Для повышения точности оценки режимных параметров и удобства расчета напряжений аналитические уравнения для измерений могут быть дополнены группой выражений для падений напряжения в ветвях схемы сети. Для радиальной сети число этих уравнений M , а для кольцевой сети $N-1$:

$$U_j^{\text{K}} = \sqrt{(U_i^{\text{H}} - \Delta V_{ij}')^2 + (\Delta V_{ij}'')^2}, \quad ij=1,2,\dots,M=N-1, \quad (5)$$

где U_j^{K} – линейное напряжение в узле j конца ветви; M – число измерений, собранных по электрической сети; N – число узлов в модели электрической сети.

Продольная и поперечная составляющие падения напряжения выражаются как

$$\Delta V_{ij}' = \frac{P_{ij}^{\text{H}} r_{ij} + Q_{ij}^{\text{H}} x_{ij}}{U_i^{\text{H}}}; \quad (6a)$$

$$\Delta V_{ij}'' = \frac{P_{ij}^{\text{H}} x_{ij} - Q_{ij}^{\text{H}} r_{ij}}{U_i^{\text{H}}}. \quad (66)$$

Для выполнения условий наблюдаемости поточковой задачи ОС в замкнутых кольцевых электрических схемах уравнения (1)–(5) должны быть дополнены контурными уравнениями, описывающими распределение активной и реактивной мощности в кольце [20]. Поэтому для каждого из L_k замкнутого контура справедливы следующие выражения:

$$\sum_{i,j \in L_k} \arctg \left(\frac{\Delta V_{ij}''}{U_i - \Delta V_{ij}'} \right) = 0, \quad k=1,2,\dots,L_k = M - (N-1); \quad (7)$$

$$\sum_{i,j \in L_k} \Delta U_{ij} = 0, \quad k=1,2,\dots,L_k = M - (N-1). \quad (8)$$

В задаче ОС контурные уравнения (7) и (8) для потоков активной и реактивной мощности лучше заменять линейными измерениями хотя бы в одной из ветви каждого контура сети, так как погрешность расчета потоков по данным параметров схемы замещения элементов сети может значительно превосходить точность установленных измерительных комплексов.

Фазные измерения. При наличии фазных измерений аналитические выражения записываются для каждой фазы через параметры фазного расчетного вектора поточковой модели $X_{\text{ос.ф}} = \{P_{\text{ВА}}^{\text{H}}; P_{\text{ВВ}}^{\text{H}}; P_{\text{ВС}}^{\text{H}}; Q_{\text{ВА}}^{\text{H}}; Q_{\text{ВВ}}^{\text{H}}; Q_{\text{ВС}}^{\text{H}}; U_{\text{yA}}; U_{\text{yB}}; U_{\text{yC}}\}$, включающего потоки

активной и реактивной мощности в каждой из фаз, фазные значения модулей узловых напряжений.

При этом будут изменяться выражения для продольных потерь:

$$\begin{aligned} \Delta P_A &= \frac{[(P_A^H)^2 - (Q_A^H)^2] r_{AA}}{(U_A^H)^2} - \\ &\frac{[P_A^H Q_B^H - P_B^H Q_A^H] \operatorname{Im}(Z_{AB} e^{j\delta_{AB}}) +}{U_A^H U_B^H} \rightarrow \\ &\rightarrow \frac{[P_A^H P_B^H - Q_B^H Q_A^H] \operatorname{Re}(Z_{AB} e^{j\delta_{AB}}) +}{U_A^H U_B^H} \rightarrow \\ &\frac{[P_A^H Q_C^H - P_C^H Q_A^H] \operatorname{Im}(Z_{AC} e^{j\delta_{AC}}) +}{U_A^H U_C^H} \rightarrow \\ &\rightarrow \frac{[P_A^H P_C^H - Q_A^H Q_C^H] \operatorname{Re}(Z_{AC} e^{j\delta_{AC}})}{U_A^H U_C^H}; \end{aligned} \quad (9a)$$

$$\begin{aligned} \Delta Q_A &= \frac{[(P_A^H)^2 - (Q_A^H)^2] x_{AA}}{(U_A^H)^2} - \\ &\frac{[P_B^H Q_A^H - P_A^H Q_B^H] \operatorname{Re}(Z_{AB} e^{j\delta_{AB}}) +}{U_A^H U_B^H} \rightarrow \\ &\rightarrow \frac{+[P_A^H P_B^H + Q_A^H Q_B^H] \operatorname{Im}(Z_{AB} e^{j\delta_{AB}}) +}{U_A^H U_B^H} \rightarrow \\ &\frac{[P_C^H Q_A^H - P_A^H Q_C^H] \operatorname{Re}(Z_{AC} e^{j\delta_{AC}}) +}{U_A^H U_C^H} \rightarrow \\ &\rightarrow \frac{[P_A^H P_C^H + Q_A^H Q_C^H] \operatorname{Im}(Z_{AC} e^{j\delta_{AC}})}{U_A^H U_C^H}, \end{aligned} \quad (9b)$$

где P_A, P_B, P_C – активная мощность в фазах A, B и C в начале ветви; Q_A, Q_B, Q_C – реактивная мощность в фазах A, B и C в начале ветви.

В выражении для падения напряжения (5) продольная и поперечная составляющие будут выражаться как

$$\begin{aligned} \Delta V'_{ij} &= \frac{P_A^H r_{AA} + Q_A^H x_{AA}}{U_A^H} + \\ &+ \frac{Q_B^H \operatorname{Im}(Z_{AB} e^{j\delta_{AB}}) + P_B^H \operatorname{Re}(Z_{AB} e^{j\delta_{AB}})}{U_B^H} + \end{aligned}$$

$$+ \frac{Q_C^H \operatorname{Im}(Z_{AC} e^{j\delta_{AC}}) + P_C^H \operatorname{Re}(Z_{AC} e^{j\delta_{AC}})}{U_C^H}; \quad (10a)$$

$$\begin{aligned} \Delta V''_{ij} &= \frac{Q_A^H r_{AA} + P_A^H x_{AA}}{U_A^H} + \\ &+ \frac{P_B^H \operatorname{Im}(Z_{AB} e^{j\delta_{AB}}) - Q_B^H \operatorname{Re}(Z_{AB} e^{j\delta_{AB}})}{U_B^H} + \\ &+ \frac{P_C^H \operatorname{Im}(Z_{AC} e^{j\delta_{AC}}) - Q_C^H \operatorname{Re}(Z_{AC} e^{j\delta_{AC}})}{U_C^H}. \end{aligned} \quad (10b)$$

Формулы (9) и (10) приведены для фазы A , выражения для фаз B и C могут быть получены при соответствующей сменой индексов.

Трехфазно-однолинейный переход в пограничных точках. Одним из преимуществ использования ПМ в ГТО модели является обеспечение простого перехода из однолинейной расчетной модели в трехфазную благодаря использованию балансовых выражений и расчетного вектора, не содержащего углов. Для узлов перехода от однофазной модели к трехфазной предлагается использовать специальный преобразовательный блок (ПБ). Главной функцией этого блока, условно устанавливаемого в узле на границе перехода из трехфазной расчетной части модели в однолинейную, является преобразование фазных напряжений и потоков в линейные величины. Такой переход представлен на рис. 1.

В условиях отсутствия информации об углах между фазами напряжений и использования данных с традиционных датчиков телеметрии фазно-линейный переход для напряжений в преобразовательном блоке осуществляется на основе правил, указанных в регламенте [17], а именно:

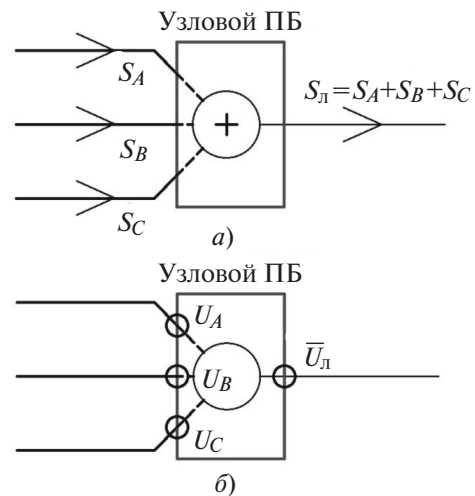


Рис. 1. Принцип работы узлового преобразовательного блока: а – преобразование потоков мощности; б – преобразование напряжений в узле

$$\bar{U}_л = \frac{U_A + U_B + U_C}{\sqrt{3}}, \quad (11)$$

где $\bar{U}_л$ – линейное напряжение; U_A, U_B, U_C – действующие значения модулей фазных напряжений.

Преобразовательный блок в отношении активной и реактивной мощности позволяет легко переходить из фазной части расчетной модели в линейную и наоборот следующим образом:

$$P_л = P_A + P_B + P_C; \quad (12a)$$

$$Q_л = Q_A + Q_B + Q_C. \quad (12б)$$

Уравнения для преобразовательного блока дополняют набор аналитических выражений, компоновка которых и способ решения приведены далее.

Решение системы уравнений гибридной трехфазно-однолинейной модели. Задача ОС решается на основе поиска экстремума целевой функции (ЦФ) Лагранжа $L_{ос}$, состоящей из взвешенной суммы квадратов относительных ошибок всех измерений и дополненной ограничениями-равенствами [1]. Полный расчетный вектор ГТО модели будет включать в себя составляющие однолинейного и трехфазного векторов $X_{ос} = [X_{ос.ф}, X_{ос.л}]^T$, тем самым позволяя в единой расчетной процедуре определять параметры линейной и фазной части сети. Все измерения ЦФ задачи ОС выражаются через параметры данного вектора. Поиск экстремума нелинейной относительно выражения для расчета потерь ЦФ осуществляется итерационным методом Ньютона с решением следующей линеаризованной системы уравнений в приращениях:

$$\begin{bmatrix} \mathbf{H}^T \mathbf{A} \mathbf{H} & \mathbf{R}^T \\ \mathbf{R} & \mathbf{0} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \mathbf{X}_{ос} \\ \mathbf{L} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \mathbf{H}^T \mathbf{A} \mathbf{Z}_{изм} \\ \mathbf{Y}^{\Phi} \end{bmatrix}, \quad (13)$$

где \mathbf{H} – матрица линеаризованных коэффициентов частных производных от измерений; $\mathbf{Z}_{изм}$ – вектор значений измерений; \mathbf{A} – диагональная матрица

весовых коэффициентов измерений; \mathbf{Y}^{Φ} – вектор значений фиксируемых ограничений-равенств; \mathbf{L} – вектор неопределенных множителей Лагранжа λ ; \mathbf{R} – матрица коэффициентов частных производных от ограничений-равенств.

Также следует отметить, что в задаче ОС ПМ обладает и другими важными преимуществами, связанными с возможностью проведения расчетной процедуры без необходимости ввода базисных и балансирующих узлов, ПМ позволяет отказаться от расчета реактивных потоков мощности или энергии и/или напряжений при отсутствии соответствующих измерений за счет снижения точности расчета технических потерь [23]. Последнее достоинство актуально при совместном расчете высоковольтных и распределительных сетей в условиях разной информационной оснащенности их элементов.

Погрешности моделирования на однолинейных участках при наличии несимметрии, но при отсутствии фазных измерений анализировались на тестовой схеме, представленной на рис. 2. Схема включает однофазное представление сети 110 кВ, трехфазное представление сети 10 кВ и однолинейный фрагмент сети 10 кВ, где доступны только усредненные однолинейные измерения. Для анализа погрешности были сгенерированы различные варианты режимов с несимметричными нагрузками, на основании которых получены численные результаты.

В случае пренебрежения взаимоиנדукцией в выражениях (9) и (10) математическая модель становится эквивалентна расчету на основе классической однолинейной схемы. Для оценки погрешности была проведена серия тестовых расчетов. Результаты расчетов представлены на рис. 3,а, где каждая точка на графике соответствует несимметричному режиму. По оси абсцисс представлены значения среднеквадратичного отклонения напряжения, а по оси ординат – значения погрешности, которая

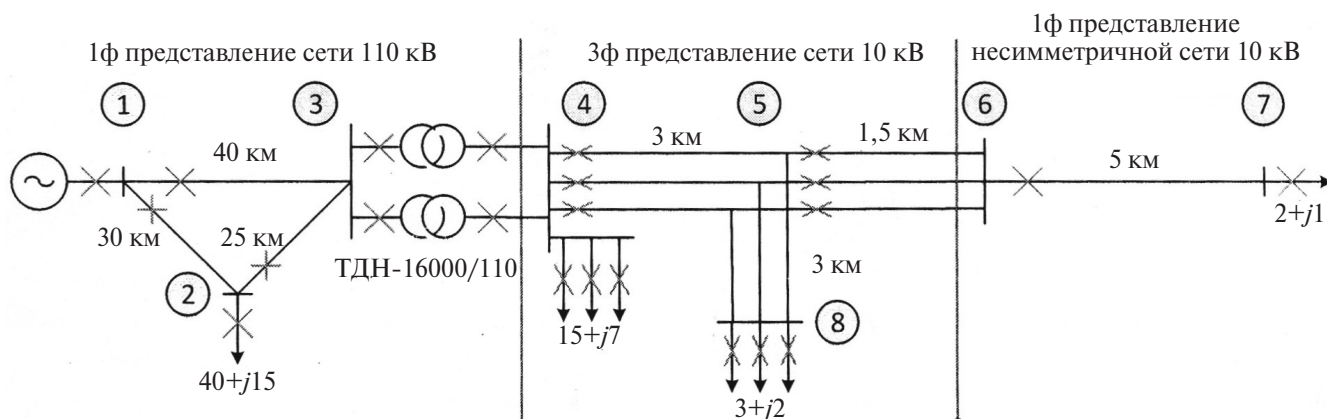


Рис. 2. Тестовая схема электрической сети

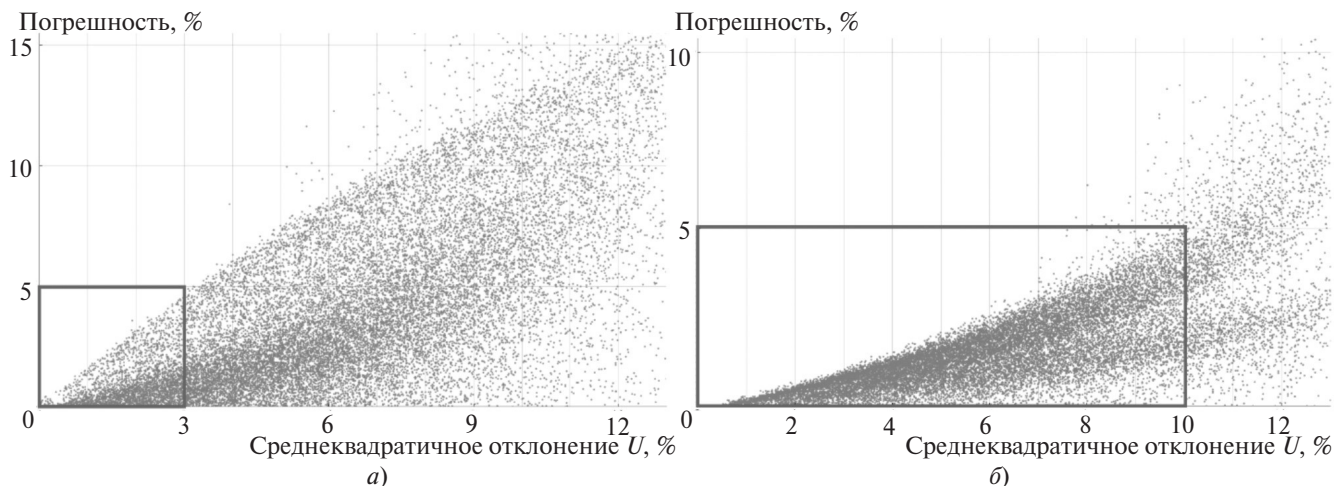


Рис. 3. Погрешность расчета обусловленная: а – неучетом взаимоиנדукции фаз; б – несимметрией фазных напряжений в точке раздела трехфазного и однолинейного представления сети

привносится этим допущением по сравнению с эталонным расчетом. Как можно видеть, если среднеквадратичное отклонение напряжений на концах фидеров начинает превышать 3%, то погрешность превышает 5%. Можно считать это границей применимости однолинейных моделей с допустимой погрешностью.

Для анализа погрешности, которую создает ГТО модель, полученные с ее помощью результаты ОС сравнивались с эталонной, полностью трехфазной, моделью сети без допущений. Результаты расчета представлены на рис. 3,б. В данном случае по оси абсцисс приведено среднеквадратичное отклонение в пограничной точке между трехфазной и однофазной моделями (сторона низшего напряжения понижающего трансформатора). Как можно видеть, если в пограничной точке напряжения начинают отличаться более чем на 10%, то погрешность начинает превышать 5%. Если напряжения начинают отличаться более чем на 15%, то итерационная процедура расчета начинает расходиться и решение не может быть получено. Таким образом, на основании расчетов можно сделать вывод, что предложенный подход может быть применён, если выполняется базовое допущение о несимметрии в распределительных сетях и симметричном режиме работы магистральных сетей.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Гамм А.З. Статистические методы оценивания состояния электроэнергетических систем. М.: Наука, 1976, 220 с.
2. Егоров А.О., Кочнева Е.С., Паздерин А.В., Скворцов П.Г. Использование метода контрольных уравнений для анализа достоверности и наблюдаемости измерений электроэнергии. – Электрические станции, 2011, № 11, с. 42–46.
3. Дед А.В. К проблеме современного состояния уровней показателей несимметрии напряжений и токов в сетях 0.4 кВ. – Омский научный вестник, 2017, №2 (152), с. 63–65.

4. Мухлынин Н.Д., Паздерин А.В. Перспективные топологии и информационное обеспечение в распределительных сетях. – Вестник науки Сибири, 2015, № 1 (15), с. 72–76.
5. Идельчик В.И. Электрические системы и сети. – М.: Энергоатомиздат, 1989, 592 с.
6. Аюев Б.И., Давыдов В.В., Ерохин П.М., Неуймин В.Г. Вычислительные модели потокораспределения в электрических системах. М.: Флинта: Наука, 2008, 256 с.
7. Abur A., Gymež-Expysito A. Power System State Estimation: Theory and Implementation. Marcel Dekker, 2004, 336 pp.
8. Rudnick H. and Munoz M. Influence of modeling in load flow analysis of three phase distribution systems. Colloquium in South America, 1990. – Proceedings of the 1990 IEEE, Argentina, Brazil, Chile, 1990, pp. 173–176.
9. Chusovitín P., Polyakov I. and Pazderin A. Three-phase state estimation model for distribution grids. – 2016 IEEE Intern. Conf. on the Science of Electrical Engineering (ICSEE), Eilat, 2016, pp. 1–5.
10. Коркина Е.С. Развитие методов ОС ЭЭС на основе интеграции данных SCADA и PMU: автореф. дис.... канд. тех. наук. – Иркутск, 2009, 26 с.
11. Haughton D.A. and Heydt G.T. A Linear State Estimation Formulation for Smart Distribution Systems. – IEEE Transactions on Power Systems, May 2013, vol. 28, No. 2, pp. 1187–1195.
12. Пальцев А.С. Использование данных PMU при решении задачи оценивания состояния ЭЭС на основе мультиагентных технологий. – Вестник СПбГПУ, 2008, № 1, с. 64–68.
13. Jukomski Robert, Okoc Tomasz, Wilkosz Kazimierz. Power system modelling, 2011, pp. 252.
14. PSS SINCAL Load Flow Manual/Load Flow Calculations in Electrical Networks. Published by SIEMENS AG Freyeslebenstraße 1, 91058 Erlangen.
15. Регламент использования параметров фазных токов и линейных напряжений в ОИК «СК-2007» филиала АО «СО ЭЭС» ОДУ Урала и филиалов АО «СО ЭЭС» РДУ операционной зоны ОДУ Урала.
16. Акимжанов Т.Б. Разработка методики расчета добавочных потерь в воздушных линиях электропередач и оценки их уровня в электрических сетях: дис.... канд. тех. наук. – Томск, 2015, 168 с.
17. Мухлынин Н.Д., Паздерин А.В. Поточковая модель оценивания состояния и оптимизации режимов работы распределительных сетей. – Изв. вузов. Проблемы энергетики, 2016, № 9–10, с. 3–15.
18. Паздерин А.В. Решение задачи энергораспределения в электрической сети на основе методов оценивания состояния. – Электричество, 2004, № 12, с. 2–7.

19. Мухлынин Н.Д., Паздерин А.В. Решение задачи оценивания состояния режима работы распределительной сети. — Новое в российской электроэнергетике (электронный журнал), 2017, № 6, с. 55–65.

20. Гамм А.З., Колосок И.Н. Обнаружение грубых ошибок телеизмерений в электроэнергетических системах. Новосибирск: Наука, 2000, 152 с.

[15.12.2018]

Авторы: **Паздерин Андрей Владимирович** окончил электротехнический факультет Уральского политехнического института (УПИ – ныне Уральский Федеральный университет – УрФУ) в 1982 г. В 2005 г. защитил докторскую диссертацию в Уральском государственном техническом университете (УГТУ–УПИ). Заведующий кафедрой «Автоматизированные электрические системы» (АЭС) УрФУ.

Мухлынин Никита Дмитриевич окончил магистратуру Уральского энергетического института УрФУ в 2012 г. В 2018 г. в УрФУ защитил кандидатскую диссертацию «Управление распределительными сетями с использованием потоковой модели установившегося режима». Ведущий инженер кафедры АЭС УрФУ.

Баных Павел Юрьевич окончил специалитет Уральского энергетического института УрФУ в 2014 г. В 2018 г. окончил аспирантуру УрФУ. Инженер лаборатории «Управление развитием интеллектуальных электроэнергетических систем Smart Grid» при кафедре АЭС УрФУ.

Поляков Илья Дмитриевич окончил специалитет Уральского энергетического института УрФУ в 2014 г. В 2018 г. окончил аспирантуру УрФУ.

Elektrichestvo, 2019, No. 3, pp. 15–23

DOI:10.24160/0013-5380-2019-3-15-23

A Hybrid Three-Phase and Single-Line Operation Mode Analysis Model for an Electric Power System

PAZDERIN Andrey V. (Ural Federal University – UrFU, Yekaterinburg, Russia) – Head of the Department «Automated Electrical systems (AES)», Dr. Sci. (Eng.)

MUKHLYNIN Nikita D. (UrFU, Yekaterinburg, Russia) – A Lead Engineer of the Dept. AES, Cand. Sci. (Eng.)

BANNYKH Pavel Yu. (UrFU, Yekaterinburg, Russia) – Engineer of «Development management of Smart Grid» of the Dept. AES

POLYAKOV Il'ya D. (UrFU, Yekaterinburg, Russia) – Finished postgraduate course in 2018

The article considers a new formulation of the state estimation problem, i.e., calculating the electric power system operation mode based on remote measurement data. The suggested approach implies the possibility of computing the electric operation mode parameters in a three-phase formulation for the grid parts equipped with three-phase measurement instruments. As regards the grid parts that are not fitted with such instrumentation, but in which single-line measurements are available, or which are characterized by an insignificant imbalance of operation mode parameters, their state is estimated in the single-line formulation. A distinguishing feature of such problem formulation is that the AC power flows in the grid circuit branches are used as the sought variables. The use of this approach essentially simplifies the problem and brings about additional advantages that are especially important for distribution networks. A hybrid three-phase and single-line operation mode analysis model for solving the state estimation problem is proposed and described. Owing to the use of AC power flows in the grid circuit branches as independent variables (a flow model), it becomes possible to use the phase or line form of the described model depending on the available measurement information in the grid part or component and the requirements posed to the problem being solved. The change over from one system of coordinates to another is made without making essential changes in the analysis model itself. The model errors were analyzed on a test network circuit. The analysis results have shown that the proposed model can be used for calculating the electric operation mode if the phase voltages at the interface between the three-phase and single-line grid submodels do not differ from each other by more than 10%.

Key words: *electric networks, remote measurements, electric operation mode, state estimation, three-phase model, calculation errors, mathematical model*

REFERENCES

1. **Gamm A.Z.** *Statisticheskiye metody otsenivaniya sostoyaniya elektroenergeticheskikh sistem* (Statistical methods for assessing the state of electric power systems). Moscow, Nauka, 1976, 220 p.
2. **Yegorov A.O., KachnevaYe.S., Pazderin A.V., Skvortsov P.G.** *Elektricheskiye stantsii – in Russ. (Power Plants)*, 2011, No. 11, pp. 42–46.
3. **Ded A.V.** *Omskiy nauchnyi vestnik – in Russ. (Omsk Scientific Bulletin)*, 2017, № 2 (152), pp. 63–65.
4. **Mukhlynin N.D., Pazderin A.V.** *Vestnik nauki Sibiri – in Russ. (Scientific Bulletin of Siberia)*, 2015, No. 1 (15), pp. 72–76.
5. **Idel'chik V.I.** *Elektricheskiye sistemy i seti* (Electrical systems and Networks). Moscow, Energoatomizdat, 1989, 592 p.
6. **Ayuyev B.I., Davydov V.V., Yerokhin P.M., Neuymin V.G.** *Vychislitel'nye modeli potokoraspredeleniya v elektricheskikh sistemakh* (Computational models of flow distribution in electrical systems). Moscow, Flinta, Nauka, 2008, 256 p.
7. **Abur A., Gymez-Expysito A.** *Power System State Estimation: Theory and Implementation*. Marcel Dekker, 2004, 336 pp.
8. **Rudnick H. and Munoz M.** Influence of modeling in load flow analysis of three phase distribution systems. Colloquium in South America, 1990. – Proceedings of the 1990 IEEE, Argentina, Brazil, Chile, 1990, pp. 173–176.
9. **Chusovitin P., Polyakov I. and Pazderin A.** Three-phase state estimation model for distribution grids. – 2016 IEEE Intern. Conf. on the Science of Electrical Engineering (ICSEE), Eilat, 2016, pp. 1–5.
10. **Korkina Ye.S.** *Razvitiye metodov OS EES na osnove integratsii dannykh SCADA i PMU: avtoref. diss.... kand. tekhn. nauk* (Development of ECO EES methods based on the integration of SCADA and PMU: Author's abstract. diss.... Cand. Sci. (Eng)). Irkutsk, 2009, 26 p.
11. **Haughton D.A. and HeydtG.T.** A Linear State Estimation Formulation for Smart Distribution Systems. – IEEE Transactions on Power Systems, May 2013, vol. 28, No. 2, pp. 1187–1195.
12. **Pal'tsev A.S.** *Vestnik SPbGPU – in Russ. (Bulletin of the St. Petersburg State Polytechnic University)*, 2008, No. 1, pp. 64–68.
13. **Jukomski Robert, Okoc Tomasz, Wilkosz Kazimierz.** Power system modelling, 2011, pp. 252.
14. **PSS SINCAL** Load Flow Manual/Load Flow Calculations in Electrical Networks. Published by SIEMENS AG Freyeslebenstraße1, 91058 Erlangen.
15. **Reglament ispol'zovaniya parametrov faznykh tokov i lineinykh napryazhenii v OIK «SK-2007» filial AJ «SO EES» ODU Uralaifiliala AO «SO EES» RDU operatsionnoi zony ODU Urala** (Regulations on the use of parameters of phase currents of linear voltages in OIK SK-2007 of the branch of JSC SO UES ODU Ural and branches of the SO UES RDU operating zone ODU Ural).
16. **Akimzhanov T.B.** *Razrabotka metodiki rascheta dobavochnykh poter' v vozdukhnykh liniyakh elektroperedach i otsenki ikh urovnya v elektricheskikh setyakh: diss.... kand. tekhn. nauk* (Development of methods for calculating the additional losses in overhead power lines and assessing their level in electrical networks: Diss.... Cand. Sci. (Eng.)). Tomsk, 2015, 168 p.
17. **Mukhlynin N.D., Pazderin A.V.** *Izv. vuzov. Problemy energetiki – in Russ. (News of higher educational institutions. Problems of Power Engineering)*, 2016, No. 9–10, pp. 3–15.
18. **Pazderin A.V.** *Elektrichestvo – in Russ. (Electricity)*, 2004, No. 12, pp. 2–7.
19. **Mukhlynin N.D., Pazderin A.V.** *Novoe v rossiyskoi elektroenergetike (elektronnyi zhurnal) – in Russ. (New in the Russian Electric Power Industry (electronic journal))*, 2017, No. 6, pp. 55–65.
20. **Gamm A.Z., Kolosok I.N.** *Obnaruzheniye grubyykh oshibok telezmereniy v elektroenergeticheskikh sistemakh* (Detection of gross errors of telemetry in power systems). Novosibirsk, Nauka, 2000, 152 p.

[15.12.2018]