

DOI: 10.47026/1810-1909-2020-3-24-45

УДК 621.311.004.12:51

ББК 31.27

Н.Л. БАЦЕВА, Ю.А. ФООС, А.В. ПАНКРАТОВ

## ОЦЕНКА ВЛИЯНИЯ ПОГРЕШНОСТИ В СИНХРОНИЗИРОВАННЫХ ВЕКТОРНЫХ ИЗМЕРЕНИЯХ УГЛОВ ПРИ НАПРЯЖЕНИЯХ НА ОЦЕНИВАНИЕ ПАРАМЕТРОВ РЕЖИМА ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ

**Ключевые слова:** электроэнергетическая система, оценивание состояния, телеизмерения, система мониторинга переходных режимов, синхронизированные векторные измерения, углы при напряжениях.

В качестве исходных данных для решения задачи оценивания состояния используются телеизмерения и телесигналы, поступающие от устройств телемеханики в оперативно-информационный комплекс. Недостатком срезов телеизмерений является то, что они не содержат углы при напряжениях, которые необходимы для оценивания режимных параметров при решении ряда технологических задач. Внедрение системы мониторинга переходных режимов предоставило возможности для совершенствования решения задачи оценивания состояния по данным синхронизированных векторных измерений, поступающих от устройств синхронизированных векторных измерений. Однако сбои на спутниковом канале устройств синхронизированных векторных измерений, а также высокая загруженность сетей коммуникации приводят к возникновению погрешностей в массивах синхронизированных векторных измерений. Вопрос о точности решения задачи оценивания состояния при влиянии погрешностей в синхронизированных векторных измерениях углов при напряжениях на режимные параметры не до конца изучен и находится на стадии исследования. Оценивание состояния производится с помощью алгоритмов, основанных на математических методах. Существующие алгоритмы не позволяют учесть синхронизированные векторные измерения углов при напряжениях и требуют модификации. В статье представлен модифицированный алгоритм, разработанный на основе метода Гаусса–Ньютона, позволяющий совместно использовать телеизмерения и синхронизированные векторные измерения, оценить влияние погрешностей в синхронизированных векторных измерениях углов при напряжениях на оценивание режимных параметров, определить допустимые интервалы погрешностей по условиям обеспечения корректной оценки параметров режима, сделать вывод о целесообразности применения синхронизированных векторных измерений углов в задаче оценивания состояния. Алгоритм апробирован с помощью вычислительных экспериментов при оценивании таких режимных параметров, как активная и реактивная мощности нагрузки, модуль напряжения, потоки мощностей. На основе исследований выявлены интервалы погрешностей углов, за пределами которых учёт углов при напряжениях будет способствовать повышению точности оценивания состояния. Определены параметры режима, наиболее сенсорные к увеличению погрешностей в синхронизированных векторных измерениях углов.

**Введение.** Решение задачи оценивания состояния (ОС) электроэнергетических систем (ЭЭС) заключается в определении параметров режима, удовлетворяющих уравнениям установившегося режима (УР) и близких к телеизмерениям (ТИ) параметров режима, получаемым от систем сбора и передачи информации (ССПИ) [3, 7]. ОС может производиться по параметрам режима, со-

ответствующим либо одному временному срезу – статическое ОС, либо по нескольким временным срезам с прогнозом режимных параметров в следующий момент времени – динамическое ОС. Статья посвящена статическому ОС.

Расчёты ОС отличаются от расчётов УР тем, что изначально предполагается наличие погрешностей в ТИ, обусловленных несовершенством измерительных систем, методов измерений и каналов передачи информации. Ослабление влияния погрешностей достигается, например, за счёт избыточности измерений, число которых превышает число продольных и поперечных составляющих узловых напряжений [13]; использования не только уравнений баланса мощности для узлов схемы, но и уравнений перетоков мощностей для ветвей схемы, напряжений нагрузочных, генераторных и сетевых узлов; применения алгоритмов анализа и синтеза топологической наблюдаемости ЭЭС [6].

Оценивание состояния необходимо для решения широкого спектра технологических задач:

- получения информации о потреблении электроэнергии и мощности в деловом процессе по выявлению «узких мест» в энергосистеме (энергорайоне);
- рассмотрения диспетчерских заявок;
- определения объёма мероприятий по регулированию напряжения на этапе управления режимом;
- расчёта перетоков активной и реактивной мощностей перед производством переключений с целью проверки последствий принимаемых решений;
- расчёта максимально допустимых и аварийно допустимых перетоков мощности;
- экспертного анализа аварийных ситуаций.

Расчёты ОС производятся в программных комплексах (ПК), таких как Космос, Космос+, RastrWin, PORTOS. Кроме того, модуль ОС является составной частью программно-технических комплексов (ПТК) Систем мониторинга запасов устойчивости (СМЗУ) и Централизованных систем противоаварийной автоматики (ЦСПА), а от точности ОС зависит объем выбора управляющих воздействий [4, 12].

Для решения задачи ОС в качестве исходных данных используют ТИ, поступающие от устройств телеметрии Remote Terminal Unit (RTU), с относительно невысокой дискретностью: от одного до десяти измерений в минуту, часто при отсутствии соответствия ТИ и телесигналов (ТС) в одном временном срезе; моменты времени регистрации каждого измерения для различных параметров режима могут отличаться [5, 20]; ТИ RTU не содержат таких параметров, как углы при напряжениях и токах, что является недостатком для решения задач 4-6, для которых особенно необходим контроль близости текущего режима к предельно допустимому режиму.

В настоящее время на объектах электроэнергетики продолжается внедрение современных ССПИ [10]. С внедрением системы мониторинга переходных режимов (СМНР) [9, 11, 16] для решения задачи ОС могут быть ис-

пользованы синхронизированные векторные измерения (СВИ), которые синхронизированы во времени с помощью глобальных навигационных спутниковых систем, передаются в темпе до 50 кадров СВИ в секунду, содержат измерения абсолютных углов при напряжениях и токах [11, 20], что способствует повышению точности ОС.

В состав СМПР входят два устройства: устройство синхронизированных векторных измерений (УСВИ) и концентратор векторных данных (КСВД) [11].

УСВИ регистрирует режимные параметры, получаемые от трансформаторов тока (ТТ) и трансформаторов напряжения (ТН), присваивает каждому параметру метку времени в момент времени регистрации. После первичной обработки в КСВД СВИ передаются через коммуникационную сеть в центр обработки данных (ЦОД).

Несмотря на достоинства СВИ, авторы работ [2, 18, 19, 21–23, 25, 27–29] отмечают наличие в них систематической и случайной погрешностей и указывают на источники возникновения погрешностей по уровням:

- уровень энергообъекта: рассинхронизация по времени при сбоях в спутниковых системах; появление ошибок из-за низкого класса точности измерительных трансформаторов, к вторичным цепям которых подключены УСВИ; использование УСВИ от различных производителей;

- уровень коммуникационной сети: наличие пропусков в СВИ в связи с высокой загруженностью каналов связи; сбои в работе коммуникационного оборудования; задержки времени доставки данных.

Некоторые статьи и доклады посвящены целенаправленно исследованиям СВИ модулей напряжений и углов при напряжениях. В работе [28] исследуются подходы оптимального распределения величины погрешности в СВИ модулей напряжений и углов при напряжениях в зависимости от количества измерений, но влияние величины погрешности на режимные параметры не исследуется.

В работе [19] авторами проведены эксперименты и установлено, что погрешность в измерениях углов при напряжениях влияет на распределение потоков мощностей в ЭЭС.

Авторы работы [2] считают, что углы при напряжениях использовать для решения задачи ОС нецелесообразно, но не указаны интервалы значений углов, в которых погрешность их измерения не повлияет на результат ОС.

Авторы статей [27, 29], напротив, доказывают, что даже небольшая погрешность в СВИ углов приведёт к некорректному решению задачи ОС и предлагают методы устранения погрешностей. Например, в [27] сформулирован итерационный метод ОС, в котором в качестве оценочных переменных используются значения фаз напряжения и тока. Важным аспектом этого метода является возможность исправлять постоянные или случайные фазовые смещения, которые могут существовать в некоторых УСВИ. В [29] погрешность измерений в СВИ углов устраняется с помощью модификации алгоритма ОС, связанного с исключением из расчёта балансирующего узла (БУ), в котором величина угла принимается эталонной.

Из анализа литературных источников следует, что вопрос влияния погрешностей в СВИ углов при напряжениях на результат ОС актуален и остается на стадии исследования.

Задача ОС решается на основе математических методов Ньютона и его модификаций, контрольных уравнений, внутренней точки, описанных и апробированных, например, в [3, 7, 8, 15]. В настоящей статье для оценивания влияния погрешности в СВИ углов при напряжениях на параметры режима используется модифицированный авторами алгоритм, созданный на основе математического метода Гаусса–Ньютона [7], используемого в блоке ОС ПТК верхнего уровня ЦСПА Объединённого диспетчерского управления энергосистемами (ОЭС) Сибири. Модификация алгоритма состоит в том, что при формировании вектора состояния учитываются измерения не только модулей напряжения, но и фаз узловых напряжений. Это позволяет учесть СВИ углов при напряжениях, оценить влияние погрешности в СВИ углов на режимные параметры, выявить границы интервалов  $\Delta\delta \in [\delta_{\min}; \delta_{\max}]$ , за пределами которых должен производиться учёт углов при напряжениях для повышения точности ОС, сделать вывод о целесообразности применения углов при напряжениях при решении задачи ОС.

**Исходные данные и методы.** Вычислительные эксперименты проводились на схеме ЭЭС (рис. 1), используемой для проведения тестовых расчётов в ПТК верхнего уровня ЦСПА.

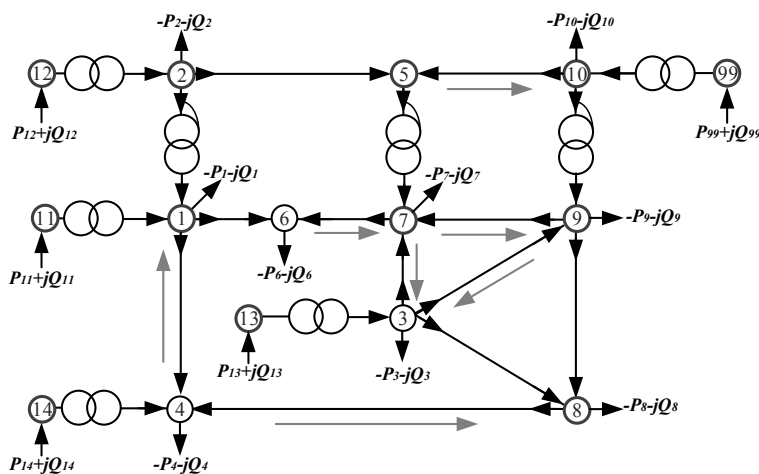


Рис. 1. Тестовая схема ЭЭС

На схеме показаны направления активной и реактивной мощностей в узлах генерации 11, 12, 13, 14, в нагрузочных узлах 1, 2, 3, 4, 6, 7, 8, 9, 10, а также направления перетоков мощностей по связям. Стрелками серого цвета отдельно показаны перетоки реактивной мощности, направление которых не совпадает с направлением перетоков активной мощности. Балансирующий узел – 99, узел 5 не имеет инъекций мощности, поэтому является сетевым.

Параметры сетевых элементов представлены в табл. 1.

Таблица 1

**Параметры линий электропередачи, автотрансформаторов (АТ) и трансформаторов**

№ ветви	R, Ом	X, Ом	B, мкСм	$k_T$
Линии электропередачи				
1-4	5,91	64,06	-700	-
1-6	2,95	32,03	-350	-
2-5	1,52	31,03	-400	-
3-8	4,22	45,76	-500	-
3-9	5,91	64,06	-700	-
3-7	11,40	123,52	-1350	-
6-7	2,95	32,03	-350	-
8-4	5,91	64,06	-700	-
9-7	5,91	64,06	-700	-
9-8	2,53	27,46	-300	-
10-5	5,31	108,8	-1400	-
Автотрансформаторы и трансформаторы				
1-11	0,04	2,10	-	0,048
2-1	0,49	29,55	-	0,440
2-12	0,07	4,95	-	0,031
3-13	0,20	10,50	-	0,058
4-14	0,05	2,65	-	0,069
5-7	0,49	29,55	-	0,440
10-9	0,49	29,55	-	0,440
10-99	0,03	2,04	-	0,031

Дополнительно в табл. 2 представлены технические характеристики АТ – связи 2-1; 5-7; 10-9.

Таблица 2

**Технические характеристики АТ АОЦТН-333000/750/330**

Параметр	Значение параметра
Номинальная мощность $S_{ном}$	333 МВ А
Номинальное напряжение обмотки высокого напряжения $U_{Вном}$	750/ $\sqrt{3}$ кВ
Номинальное напряжение обмотки среднего напряжения $U_{Сном}$	330/ $\sqrt{3}$ кВ
Место размещения устройства регулирования напряжения под нагрузкой (РПН)	В нейтрали ВН
Диапазон регулирования напряжения	$\pm 20 \times [-12,2\%; +9,9\%]$

Режимные параметры узлов и связей в базовом режиме (БР) представлены в табл. 3 и 4.

Большинство алгоритмов расстановки УСВИ основаны на том, что измеренные режимные параметры в одних узлах (связях) схемы позволяют рассчитать режимные параметры в других узлах (связях), что обеспечивает наблюдаемость текущего режима [14, 17, 26]. Однако в настоящее время количество УСВИ, установленных на энергообъектах, недостаточно для решения задачи ОС только на основе СВИ. Поэтому в узлах ЭЭС, где УСВИ не установлены, используются измерения параметров режима, полученные от RTU.

Таблица 3

Режимные параметры узлов в БР

№ узла	$U_{ij}^{BP}$ , кВ	$\delta_{ij}^{BP}$ , °	$P_{ij}^{BP}$ , МВт	$Q_{ij}^{BP}$ , Мвар
1	337,68	-11,87	-7590	-1045
2	778,94	-0,52	-220	-110
3	326,13	-3,50	-220	-55
4	341,09	-31,03	-3520	-825
5	760,30	-4,96	0	0
6	325,79	-14,81	-440	-55
7	321,12	-10,21	-1650	-825
8	310,14	-15,45	-550	-275
9	322,59	-7,29	-1100	-550
10	760,88	-2,45	-10670	-5390
11	15,90	-6,27	4400	1773,7
12	24,40	2,12	5720	1349,1
13	19,00	1,53	990	139,4
14	24,30	-27,85	2530	1355,4
99	24,10	0	12517,2	6403,4

Таблица 4

Режимные параметры связей в БР

Связь	$P_{ij}^{BP}$ , МВт	$P_{ji}^{BP}$ , МВт	$Q_{ij}^{BP}$ , Мвар	$Q_{ji}^{BP}$ , Мвар
99-10	-12517,158	12507,934	-6403,405	5736,810
10-9	-1605,163	1602,501	-754,257	593,706
10-5	-232,769	232,272	407,446	-392,259
12-2	-5719,999	5716,176	-1349,053	1073,090
2-1	-3993,276	3980,075	-632,470	163,631
2-5	-1502,900	1496,730	-330,621	441,631
5-7	-1729,002	1725,878	-833,892	645,523
11-1	-4400	4388,990	-1773,705	1288,370
1-4	-592,516	574,283	12,985	-129,994
1-6	-186,547	185,318	-92,728	117,915
13-3	-900,000	898,475	-139,416	59,376
3-8	-468,730	459,454	-92,100	42,150
3-9	-109,802	109,124	25,737	-40,572
3-7	-99,942	98,861	61,987	-67,700
14-4	-2530,000	2526,660	-1355,435	1178,394
7-6	-256,669	254,681	77,958	-62,915
9-7	-82,313	81,928	34,524	-33,818
9-8	-529,308	522,057	-118,804	70,146
8-4	-431,513	419,049	162,690	-223,406

В статье были исследованы два варианта расстановки измерительных устройств.

Вариант I (рис. 2) предусматривает совместное использование УСВИ и RTU. УСВИ установлены в узлах 1, 7, 8, 9 (узлы отмечены серым цветом), а RTU – в узлах 2, 5, 99, 10, 11, 12, 13, 14 (узлы отмечены черным цветом).

Для варианта I вектор измерений имеет вид

$$\hat{\mathbf{R}} = \{\bar{U}_1, \delta_1, \bar{U}_2, \bar{U}_5, \bar{U}_7, \delta_7, \bar{U}_8, \delta_8, \bar{U}_9, \delta_9, \bar{U}_{10}, \bar{U}_{11}, \bar{U}_{12}, \bar{U}_{13}, \bar{U}_{14}, \bar{U}_{99}, \bar{P}_1, \bar{Q}_1, \bar{P}_2, \bar{Q}_2, \bar{P}_7, \bar{Q}_7, \bar{P}_8, \bar{Q}_8, \bar{P}_9, \bar{Q}_9, \bar{P}_{10}, \bar{Q}_{10}, \bar{P}_{11}, \bar{Q}_{11}, \bar{P}_{12}, \bar{Q}_{12}, \bar{P}_{13}, \bar{Q}_{13}, \bar{P}_{14}, \bar{Q}_{14}, \bar{P}_{1-4}, \bar{Q}_{1-4}, \bar{P}_{1-6}, \bar{Q}_{1-6}\}.$$

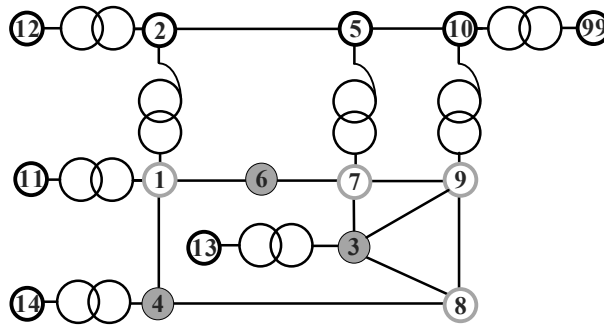


Рис. 2. Вариант I

Вариант II (рис. 3) предусматривает установку УСВИ в узлах 1, 2, 5, 7, 8, 9, 10, 11, 12, 13, 14, 99.

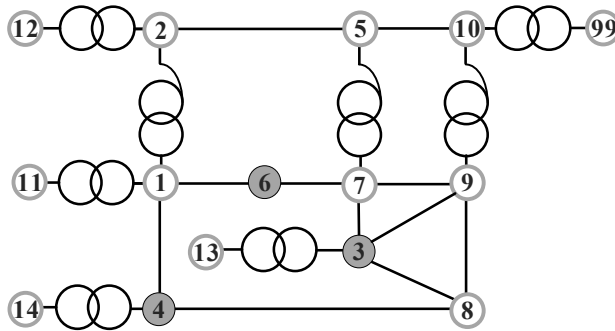


Рис. 3. Вариант II

Для варианта II вектор измерений имеет вид

$$\hat{\mathbf{R}} = \{\bar{U}_1, \delta_1, \bar{U}_2, \delta_2, \bar{U}_5, \delta_5, \bar{U}_7, \delta_7, \bar{U}_8, \delta_8, \bar{U}_9, \delta_9, \bar{U}_{10}, \delta_{10}, \bar{U}_{11}, \delta_{11}, \bar{U}_{12}, \delta_{12}, \bar{U}_{13}, \delta_{13}, \bar{U}_{14}, \delta_{14}, \bar{U}_{99}, \delta_{99}, \bar{P}_1, \bar{Q}_1, \bar{P}_2, \bar{Q}_2, \bar{P}_7, \bar{Q}_7, \bar{P}_8, \bar{Q}_8, \bar{P}_9, \bar{Q}_9, \bar{P}_{10}, \bar{Q}_{10}, \bar{P}_{11}, \bar{Q}_{11}, \bar{P}_{12}, \bar{Q}_{12}, \bar{P}_{13}, \bar{Q}_{13}, \bar{P}_{14}, \bar{Q}_{14}, \bar{P}_{1-4}, \bar{Q}_{1-4}, \bar{P}_{1-6}, \bar{Q}_{1-6}\}.$$

В обоих вариантах имеются частично ненаблюдаемые узлы 4, 6 и ненаблюдаемый узел 3. В вектор измерений не входят мощности нагрузки ( $P_4, Q_4, P_6, Q_6$ ), модули напряжений ( $U_4, U_6$ ) и углы при напряжениях ( $\delta_4, \delta_6$ ), но входят перетоки мощностей по ветвям, примыкающим к этим узлам, – ( $P_{16} + jQ_{16}$ ) и ( $P_{14} + jQ_{14}$ ).

Для моделирования ошибки измерений параметров, входящих в состав вектора измерений, использовалась формула

$$r_i = r_i^{BP} + rand \cdot \sigma_i,$$

где  $r_i$  – измеренное значение параметра режима в узле  $i$ ;  $r_i^{BP}$  – значение параметра в базовом режиме;  $rand$  – случайное число с распределением  $N(0, 1)$ , полученное с помощью генератора случайных чисел;  $\sigma_i$  – среднеквадратичное отклонение измерения.

Отдельное телеизмерение можно рассматривать как случайную величину с нормальным законом распределения, для которой применимо правило «трех сигм» [1]:

$$r_i - 3\sigma_i \leq r_i^{\text{BP}} \leq r_i + 3\sigma_i,$$

тогда стандартное отклонение рассчитывается по формуле из [24]:

$$\sigma_i = \frac{r_i^{\text{BP}} \cdot \text{error}\%}{3 \cdot 100},$$

где  $\text{error}\%$  – погрешность измерителя. Для измерений, полученных от RTU, ошибка измерителя составляет 2%, а для измерений, полученных от УСВИ, – 0,5% [24].

Алгоритм исследования включает в себя три этапа.

**Этап 1.** На вход разработанного в интегрированной среде Microsoft Visual Studio Enterprise 2017 программного обеспечения (ПО) подаются ТИ от RTU и СВИ от УСВИ. В СВИ углов при напряжениях вводится погрешность измерения угла  $\Delta\delta$ , тогда

$$\delta_i^{\text{СВИ}} = \delta_i^{\text{BP}} + \Delta\delta, \quad (1)$$

где  $\Delta_i^{\text{СВИ}}$  – измерение угла в узле  $i$ .

Интервалы погрешности  $\Delta\delta$ , определённые по условию сходимости итерационного процесса для БР, составляют: для варианта I –  $\Delta\delta \in [-4,7^\circ; +4,2^\circ]$ , для варианта II –  $\Delta\delta \in [-6,5^\circ; +5,4^\circ]$ .

Шаг изменения погрешности, равный абсолютной погрешности измерения угла  $\theta = 0,1^\circ$ , принят для обоих вариантов одинаковым. Интервалы и шаг изменения погрешности задаются перед проведением ОС, далее на каждом шаге производятся расчёт и анализ оценки параметров режима.

На первом этапе необходимо:

- задать интервал  $\Delta\delta$  и шаг  $\theta$  изменения погрешности;
- принять  $\Delta\delta = \delta_{\min}$ ;
- ввести погрешность измерения углов в исходный массив СВИ по (1).

**Этап 2.** На втором этапе решается задача ОС, которая сводится к определению вектора состояния  $\mathbf{U}$  размерностью  $2N-1$  ( $N$  – количество узлов ЭЭС), элементами которого являются модули и фазы напряжений в узлах:  $U_1; \delta_1; U_2; \delta_2; \dots; U_{n-1}; \delta_{n-1}; U_n; \delta_n$ . В узлах, где установлены RTU (вариант I), фазы напряжений равны нулю.

В настройках ПО задаются предельное число итераций  $k_{\max}$  и допустимая погрешность оценки величин векторов напряжений  $\varepsilon$ . Значение  $\varepsilon$  представляет собой разность оцененных значений напряжений в узлах ЭЭС на итерации  $k$  и  $k-1$  и характеризует сходимость итерационного процесса.

На втором этапе следует:

1. Задать номер итерации  $k = 0$ .
2. Составить вектор состояния  $\mathbf{U}$ . Значение напряжения в узле  $U_i = U_i^{\text{СВИ}}$  и  $\delta_i = \Delta_i^{\text{СВИ}}$  для узлов, где установлены УСВИ, либо  $U_i = U_i^{\text{RTU}}$  и  $\delta_i = 0$  для узлов, где установлены RTU. В случае если измерение напряжения в узле отсутствует, то принимается номинальное значение  $U_i^k = U_i^{\text{ном}}$  и  $\delta_i = 0$ .



3. Составить вектор измерений  $\hat{\mathbf{R}}^k$  размерностью  $M$ , соответствующей количеству измерений в массиве.

4. Составить вектор-функцию  $\mathbf{R}(U^k)$ , определяющую режимные параметры через узловые напряжения.

Зависимость перетоков активной и реактивной мощностей в ветви от напряжения определяют по формулам из [29]

$$P_{ij} = |U_i^k|^2 (g_{si} + g_{ij}) - |U_i^k| |U_j^k| (g_{ij} \cos \delta_{ij}^k - b_{ij} \sin \delta_{ij}^k);$$

$$Q_{ij} = |U_i^k|^2 (b_{si} + b_{ij}) - |U_i^k| |U_j^k| (g_{ij} \sin \delta_{ij}^k + b_{ij} \cos \delta_{ij}^k),$$

где  $P_{ij}$ ,  $Q_{ij}$  – перетоки активной и реактивной мощностей от узла  $i$  в узел  $j$ ;  $U_i$ ,  $U_j$  – модули напряжения в узлах;  $g_{si}$ ,  $b_{si}$  – собственные активная и реактивная проводимости узла  $i$ ;  $g_{ij}$ ,  $b_{ij}$  – активная и реактивная проводимости ветви  $ij$ ;  $\delta_{ij} = \delta_i - \delta_j$  – взаимный угол между напряжениями узлов  $i$  и  $j$ ;  $\delta_i$  и  $\delta_j$  – относительные углы при напряжениях узлов  $i$  и  $j$ , а активную и реактивную мощности  $i$ -го узла определяют по формулам

$$P_i = |U_i^k|^2 \left( N \cdot g_{si} + \sum_{j \in N_i}^N g_{ij} \right) - |U_i^k| \sum_{j \in N_i}^N |U_j^k| (g_{ij} \cos \delta_{ij}^k - b_{ij} \sin \delta_{ij}^k);$$

$$Q_i = |U_i^k|^2 \left( N \cdot b_{si} + \sum_{j \in N_i}^N b_{ij} \right) - |U_i^k| \sum_{j \in N_i}^N |U_j^k| (g_{ij} \sin \delta_{ij}^k + b_{ij} \cos \delta_{ij}^k).$$

5. Рассчитать вектор-функцию погрешности измерений

$$\mathbf{F}(U^k) = \hat{\mathbf{R}}^k - \mathbf{R}(U^k).$$

6. Составить матрицу весовых коэффициентов  $\mathbf{C}$ , учитывающую значимость и качество измеренного параметра относительно других параметров [3, 7].

При проведении вычислительных экспериментов значения весовых коэффициентов узлов и связей приняты на основе архива оценок режимов для рассматриваемой тестовой схемы и приведены в табл. 5.

Таблица 5

Весовые коэффициенты узлов и связей

Параметр	Значение весового коэффициента
Напряжение ступени 500 кВ и выше	3
Напряжение ступени 330 кВ	2
Нагрузка/генерация в узлах	10
Перетоки мощности в ВЛ 500 кВ и выше и АТ с высшим напряжением 750 и 500 кВ	15 МВА
Перетоки мощности в ВЛ 330 кВ и ниже	10 МВА

7. Рассчитать матрицу Якоби размером  $[M \times 2N - 1]$

$$\mathbf{J}^k = \frac{\partial \mathbf{F}(U^k)}{\partial U}.$$

8. Рассчитать матрицу Гессе  $\mathbf{H}^k$

$$\mathbf{H}^k = \mathbf{J}^T \cdot \mathbf{C} \cdot \mathbf{J}.$$

9. Рассчитать приведенный градиент функции

$$\nabla \Phi^k = \mathbf{J}^T \cdot \mathbf{C} \cdot F(U^k).$$

10. Определить вектор поправок

$$\Delta \underline{U}^k = (\mathbf{H}^k)^{-1} \cdot (-\nabla \Phi^k).$$

11. Уточнить узловые напряжения для итерации  $k + 1$

$$\underline{U}^{k+1} = \underline{U}^k + \Delta \underline{U}^k.$$

12. Рассчитать значение целевой функции  $\Phi^k(U)$

$$\Phi^k(U) = 0.5 F(U^k)^T \cdot \mathbf{C} \cdot F(U^k).$$

13. Проверить выполнение условий

$$\max |\Delta U^k| < \varepsilon; \quad \Phi^k(U) < \Phi^{k-1}(U).$$

Если условия выполняются, то уточнение узловых напряжений закончено и необходимо выполнить п. 15, если – нет, то перейти к п. 14.

14. Принять  $k = k + 1$ . Если  $k < k_{max}$ , то перейти к п. 15, иначе – расчет прекратить из-за расхождения итерационного процесса.

15. Вычислить несходимые параметры режима.

16. Принять  $\Delta \delta = \Delta \delta + \theta$ . Если  $\Delta \delta < \delta_{max}$ , то перейти к п. 3, иначе – завершить расчёт.

17. Произвести расчёт ошибки оценивания по среднеквадратичному отклонению (СКО):

$$\sigma = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n (r_i - \bar{r})^2}{n-1}},$$

где  $r_i$  – значение параметра режима;  $\bar{r}$  – среднее значение параметра режима в выборке;  $n$  – количество значений в выборке.

**Этап 3.** На третьем этапе анализируется влияние погрешности в СВИ углов при напряжениях на оценивание параметров режима.

**Эксперименты, результаты экспериментов и их обсуждение.** Для проведения всех вычислительных экспериментов примем допущение о постоянстве выработки активной и реактивной мощностей в генерирующих узлах.

**Эксперимент № 1. Оценка влияния погрешности в СВИ углов при напряжениях на ошибку ОС по активной и реактивной мощностям нагрузки.** В процессе работы ЭЭС мощность нагрузки может варьироваться в некотором диапазоне. Диапазоны могут определяться как условиями работы электрооборудования, его конструкцией, работой релейной защиты и автоматики, так и на основе опыта эксплуатации, данных статистики, нормативно-технической документации.

Для рассматриваемой схемы мощность нагрузки будет изменяться при переключении РПН АТ, поэтому определим СКО активной и реактивной мощностей нагрузки при полном использовании диапазона РПН АТ с контролем неизменности направления перетоков активной и реактивной мощностей по ветвям схемы (табл. 6).

Направление перетоков мощностей по связям не изменялось. Наименьшие значения СКО фиксируются в узле 2.

Таблица 6

**СКО активной и реактивной мощностей нагрузки  
при полном использовании диапазона РПН АТ**

№ узла	$\sigma P_{н}$ , МВт	$\sigma Q_{н}$ , Мвар
1	101,544	37,891
2	1,553	2,185
3	3,62	2,334
4	5,639	3,702
6	9,941	3,007
7	52,51	61,379
8	12,491	12,515
9	41,936	50,844
10	8,353	11,104

В табл. 7 и 8 для двух вариантов представлены диапазоны изменения угла для тех узлов, в которых СКО нарушается в связи с вводом погрешности в СВИ углов при напряжениях. Для сравнения приведены значения активной мощности нагрузки базового режима  $P_{н}^{BP}$  и  $Q_{н}^{BP}$ .

Таблица 7

**Влияние погрешности в СВИ углов при напряжениях на ошибку ОС  
по активной мощности нагрузки**

№ варианта	№ узла	$P_{н}^{BP}$ , МВт	$\Delta\lambda, ^\circ$	$P_{н}^{OC}$ , МВт	$\sigma P_{н}$ , МВт
I	2	220	+0,8	221,9	1,343
			-0,6	217,8	1,555
	3	220	+0,8	215,1	3,464
			-0,7	224,7	3,323
	4	3520	+1,2	3528	5,656
			-1,2	3511	6,363
II	2	220	+0,9	222,2	1,555
			-1,1	218,14	1,315
	3	220	+1	215,56	3,139
			-1	225,3	3,7476
	4	3520	+2,4	3527,6	5,4305
			-2,3	3512,7	5,1053

Таблица 8

**Влияние погрешности в СВИ углов при напряжениях на ошибку ОС  
по реактивной мощности нагрузки**

№ варианта	№ узла	$Q_{н}^{BP}$ , Мвар	$\Delta\lambda, ^\circ$	$Q_{н}^{OC}$ , Мвар	$\sigma Q_{н}$ , Мвар
I	2	110	+0,3	113,1	2,192
			-0,2	106,99	2,124
	3	55	+0,2	58,3	2,333
			-0,2	51,67	2,354
	4	825	+0,9	829,95	3,5
			-1,1	820,37	3,273
10	5390	+1,1	5405,2	10,748	
		-1,1	5374,8	10,68	
II	2	110	+0,6	112,8	1,9798
			-0,6	107,1	2,0506
	3	55	+0,8	58,156	2,2316
			-0,8	51,72	2,3193
	4	825	+1,8	830,06	3,5779
			-1,8	819,66	3,7759
	10	5390	+2,3	5405,7	11,144
			-2,5	5375	10,606

Остатки оценивания, вызванные вводом погрешности в СВИ углов, распределяются по сети в соответствии с заданными весовыми коэффициентами. Наибольшая ошибка оценивания активной и реактивной мощностей нагрузки фиксируется в ненаблюдаемом узле 3.

По результатам табл. 7 и 8 видно, что для повышения точности оценивания активной и реактивной мощностей нагрузки учёт углов при напряжениях должен производиться за границами интервалов  $\Delta\delta \in [-0,2^\circ; +0,2^\circ]$  при совместном использовании УСВИ и RTU и  $\Delta\delta \in [-0,6^\circ; +0,6^\circ]$  – при использовании только УСВИ.

**Эксперимент № 2. Влияние погрешности в СВИ углов при напряжениях на ошибку ОС модулей напряжения в узлах.** При проведении эксперимента следует принять во внимание, что наибольшее рабочее напряжение в сетях номинальным напряжением 330 кВ составляет 363 кВ, а в сетях номинальным напряжением – 750–787 кВ<sup>1</sup>.

Значения модулей напряжения в узлах схемы при работе РПН АТ на крайних ответвлениях приведены в табл. 9.

Таблица 9

Значения модулей напряжения в узлах при работе АТ на крайних ответвлениях

№ узла	$U^{BP}$ , кВ	№ ответвления	$U$ , кВ
1	337,3	1	327,754
		41	346,712
2	778,806	1	787,070
		41	758,390
3	326,21	1	319,877
		41	347,311
4	340,51	1	339,510
		41	341,884
5	761,126	1	773,380
		41	735,670
6	326,02	1	310,300
		41	344,380
7	321,881	1	300,200
		41	349,155
8	310,268	1	295,750
		41	334,560
9	322,753	1	298,310
		41	358,190
10	760,55	1	761,550
		41	758,834

По результатам табл. 9 видно, что при работе АТ на крайних ответвлениях модули напряжений не превышают наибольшие рабочие напряжения. Направление перетоков мощностей в ветвях схемы не изменялось.

<sup>1</sup> ГОСТ 721-77. Системы электроснабжения, сети, источники, преобразователи и приемники электрической энергии. Номинальные напряжения свыше 1000 В (с изм. № 1, 2, 3). Введ. 1978-07-01. М.: Изд-во стандартов, 2002. 8 с.

На рис. 4 узлы выделены цветом в соответствии с величиной ошибки оценивания модулей напряжения. Узлы с наибольшим значением СКО обозначены интенсивным черным цветом.

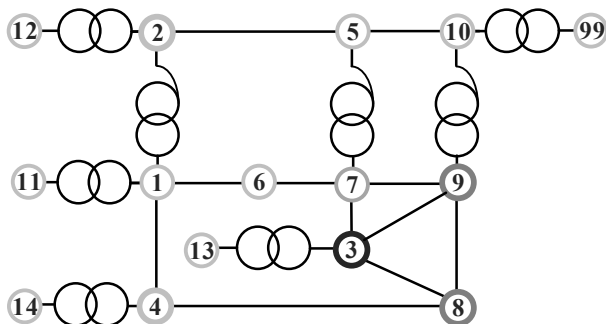


Рис. 4. Распределение ошибки оценивания модулей напряжения

Наибольшее влияние погрешность в СВИ углов оказывает на модуль напряжения в ненаблюдаемом узле 3, а также в узлах 8 и 9, электрически близких к нему.

В табл. 10 для двух вариантов представлены значения СКО модулей напряжения в узлах 3, 8 и 9 на границах интервала погрешности  $\Delta\delta$ , определённого по условию сходимости итерационного процесса.

Таблица 10

Влияние погрешности в СВИ углов при напряжениях на ошибку ОС модулей напряжения

№ варианта	№ узла	$U^{BP}$ , кВ	$\Delta\delta$ , °	$U^{OC}$ , кВ	$\sigma U$ , кВ
I	3	326,21	-4,7	333,65	5,26
			+4,2	319,97	4,142
	8	310,268	-4,7	306,74	2,48
			+4,2	313,54	2,313
	9	322,753	-4,7	320,72	1,437
			+4,2	324,37	1,143
II	3	326,21	-6,5	328,95	1,937
			+5,4	323,16	2,156
	8	310,268	-6,5	309,1	0,825
			+5,4	311,65	0,977
	9	322,753	-6,5	322,2	0,391
			+5,4	323,32	0,4

Наименьшее значение СКО для первого и второго вариантов получено в узле 9, поэтому для повышения точности оценивания модулей напряжения при совместном использовании УСВИ и RTU учёт углов при напряжениях должен производиться за границами интервала  $\Delta\delta \in [-4,7^\circ; +4,2^\circ]$ , а при использовании только УСВИ – за границами интервала  $\Delta\delta \in [-6,5^\circ; +5,4^\circ]$ .

**Эксперимент № 3. Влияние погрешности в СВИ углов при напряжениях на величину и изменение направления перетоков мощности.** Значения среднеквадратичных отклонений перетоков активной и реактивной мощ-

ностей в связях схемы при полном использовании диапазона РПН АТ для варианта I представлены в табл. 11.

Таблица 11

**СКО перетоков активной и реактивной мощностей при полном использовании диапазона РПН АТ для варианта I**

Связь	$\sigma P_{ij}$ , МВт	$\sigma Q_{ij}$ , МВар
99–10	216,769	315,372
10–9	137,436	251,116
10–5	88,11	75,676
12–2	0,417	764,172
2–1	47,217	929,947
2–5	46,098	88,762
5–7	41,905	133,995
11–1	1,614	817,124
1–4	28,700	18,269
1–6	26,273	51,467
13–3	0,115	124,57
3–8	2,843	36,097
3–9	11,657	63,265
3–7	10,79	27,423
14–4	0,119	98,123
7–6	35,708	46,956
9–7	36,648	11,283
9–8	46,809	92,300
8–4	31,753	51,979

Рассмотрим в качестве примера связь 3 – 7, включающую ненаблюдаемый узел 3 и имеющую наибольшую длину. Зная значения СКО перетоков активной ( $\sigma P_{ij}$ ) и реактивной ( $\sigma Q_{ij}$ ) мощностей (табл. 11), а также значения перетоков активной ( $P^{BP}$ ) и реактивной ( $Q^{BP}$ ) мощностей в БР (табл. 3), по формулам (2) можно найти значения параметров режима ( $P_{max}$ ,  $P_{min}$ ) и ( $Q_{max}$ ,  $Q_{min}$ ), которые и составят допустимый диапазон изменения параметров режима при ОС:

$$\sigma P_{ij} = \sqrt{\frac{\left(P^{BP} - \frac{P^{BP} + P_{max}}{2}\right)^2 + \left(P_{max} - \frac{P^{BP} + P_{max}}{2}\right)^2}{2 - 1}}; \tag{2}$$

$$\sigma Q_{ij} = \sqrt{\frac{\left(Q^{BP} - \frac{Q^{BP} + Q_{max}}{2}\right)^2 + \left(Q_{max} - \frac{Q^{BP} + Q_{max}}{2}\right)^2}{2 - 1}}.$$

На рис. 5 и 6 показаны графики зависимостей изменения значений перетоков активной  $P_{3-7}$  и реактивной  $Q_{3-7}$  мощностей в ветви 3–7 для варианта I на каждом шаге введения погрешности в измерение угла. Пунктирными линиями отмечены максимально и минимально допустимые значения параметров режима, найденные по формулам (2).

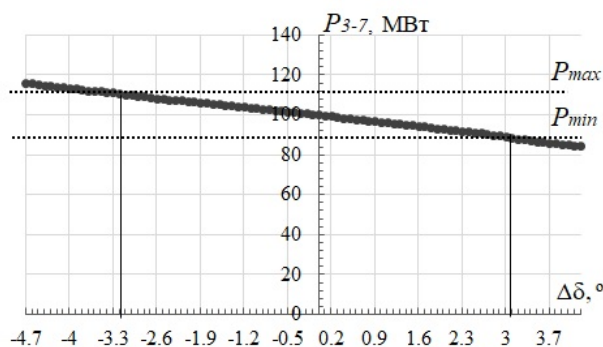


Рис. 5. График зависимости изменения значения перетока активной мощности  $P_{3-7}$  для варианта I

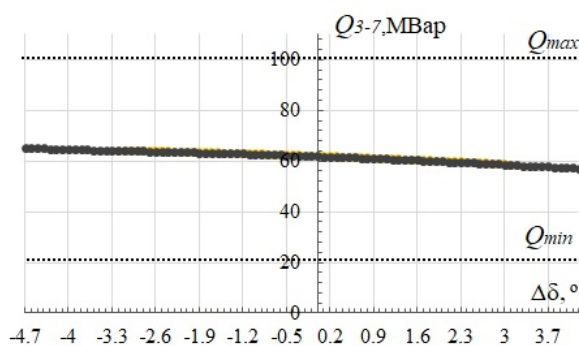


Рис. 6. График зависимости изменения значения перетока реактивной мощности  $Q_{3-7}$  для варианта I

Согласно рис. 5 для повышения точности оценивания перетока активной мощности  $P_{3-7}$  при совместном использовании УСВИ и RTU учёт углов при напряжениях должен производиться за пределами интервала  $\Delta\delta \in [-3,2^\circ; +3,1^\circ]$ . Из рис. 6 видно, что для перетока реактивной мощности  $Q_{3-7}$  нарушения допустимого диапазона изменения параметров режима при ОС не происходит, поэтому учёт углов при напряжениях должен производиться по условию сходимости итерационного процесса  $\Delta\delta \in [-4,7^\circ; +4,2^\circ]$ . Следует отметить, что в результате исследований ни в одной из связей нарушения допустимого диапазона изменения параметров режима для реактивной мощности не зафиксировано как для варианта I, так и для варианта II, поэтому интервал погрешности в СВИ углов ограничивается только для перетоков активной мощности.

После проведения всех расчётов окончательно установлено, что для повышения точности оценивания перетока активной мощности учёт углов при напряжениях должен производиться за пределами интервалов  $\Delta\delta \in [-0,2^\circ; +0,3^\circ]$  при совместном использовании УСВИ и RTU и  $\Delta\delta \in [-0,4^\circ; +0,4^\circ]$  – при использовании только УСВИ.

Увеличение погрешности в СВИ углов при напряжениях влияет только на изменение значений перетоков мощности в связях схемы. Направление перетоков мощности остаётся неизменным.

**Оценка качества работы модифицированного алгоритма для расчётов по оцениванию состояния режимных параметров.** Строгих правил для определения качества работы алгоритмов оценивания состояния не существует. Для рассматриваемых вариантов качество работы модифицированного алгоритма можно оценить:

- по числу итераций, необходимых для достижения заданной точности, которое в среднем составляет от 20 до 40 в зависимости от вида режима;
- на основе анализа СКО значений режимных параметров от их значений в БР. При качественной работе алгоритма отклонения значений режимных параметров в установившемся режиме работы должны быть невелики и не изменяться скачкообразно, если топология схемы и режим неизменны.

На рис. 7 для двух вариантов расстановки УСВИ приведены графики зависимости увеличения числа итераций от роста погрешности в СВИ углов.

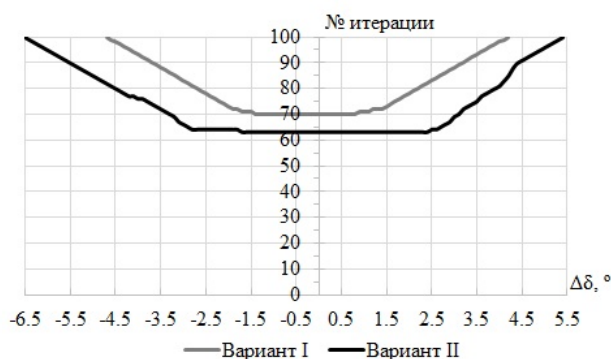


Рис. 7. Графики зависимостей увеличения числа итераций от роста погрешностей в СВИ углов

При отсутствии погрешности в СВИ углов  $\Delta\delta = 0^\circ$  число итераций  $k$  для варианта I равно 70, а для варианта II – 63, что превышает среднестатистическое число итераций для таких расчётов (20-40). При этом число итераций увеличивается с ростом погрешности в СВИ углов для обоих вариантов. Для варианта I рост числа итераций начинается за пределами интервала  $\Delta\delta \in [-1,4^\circ; +0,8^\circ]$ , для варианта II –  $\Delta\delta \in [-1,8^\circ; +2,5^\circ]$ .

Достаточно высокое число итераций по сравнению со среднестатистическим обусловлено медленной сходимостью метода Гаусса–Ньютона, в соответствии с которым увеличение количества узлов и связей в схеме повлияет на время выполнения расчётов.

Анализ СКО значений режимных параметров (табл. 7, 8, 10) показал небольшие отклонения от их значений в БР, а также отсутствие скачкообразных изменений параметров, что говорит о качественной работе алгоритма при



оценивании состояния ЭЭС, несмотря на низкую скорость сходимости итерационного процесса.

Результаты расчётов по всем экспериментам обобщены в табл. 12.

Таблица 12

**Границы интервалов, за пределами которых требуется учёт углов при напряжениях для точной оценки параметров режима**

№ эксперимента	Вариант I		Вариант II	
	$\Delta A_1, ^\circ$	$\Delta A_2, ^\circ$	$\Delta A_1, ^\circ$	$\Delta A_2, ^\circ$
1	-0,2	+0,2	-0,6	+0,6
2	-4,7	+4,2	-6,5	+5,4
3	-0,2	+0,3	-0,4	+0,4
Наименьший интервал	-0,2	+0,2	-0,4	+0,4

По результатам табл. 12 видно, что для варианта I интервал уже, чем для варианта II. Таким образом, обоснованное увеличение количества установленных УСВИ в узлах ЭЭС позволит не только обеспечить наблюдаемость ЭЭС, но и повысить устойчивость решения задачи ОС к возникновению погрешности в СВИ углов.

**Выводы.** В ходе исследований получены следующие научно-практические результаты:

1. Разработан и апробирован модифицированный алгоритм, основанный на методе Гаусса – Ньютона, позволяющий учитывать СВИ углов при напряжениях и производить эксперименты по оцениванию влияния погрешности в СВИ углов на точность оценивания режимных параметров. Алгоритм показал достаточно качественную работу при оценивании режимных параметров, хотя скорость сходимости итерационного процесса у него ниже, чем среднестатистическая. Этот факт говорит о том, что для решения последующих задач в области оценивания состояния метода Гаусса–Ньютона потребует пересмотра в применении.

2. С помощью алгоритма выявлены интервалы, за пределами которых учёт углов при напряжениях является целесообразным для повышения точности оценивания таких параметров режима, как активная и реактивная мощности нагрузки, модуль напряжения, перетоки мощностей по связям.

3. Выявлены наиболее чувствительные параметры к увеличению погрешности в СВИ углов – это реактивная мощность нагрузки и переток активной мощности по связи.

4. Результаты расчётов показали, что при совместном использовании УСВИ и RTU интервалы, за пределами которых учёт углов при напряжениях является целесообразным, уже, чем при использовании УСВИ, а сходимость итерационного процесса достигается при большем количестве итераций, что говорит о преимуществах использования УСВИ в качестве измерительных устройств.

5. Границы интервалов, за пределами которых требуется учёт углов, будут зависеть от конфигурации сети, режима работы, параметров элементов и степени наблюдаемости сети, но с помощью предложенного алгоритма можно будет не только установить эти границы, но и определить места установки измерительных устройств для повышения наблюдаемости и улучшения качества ОС.

## Литература

1. *Вторушин А.С., Грунин О.М., Петров А.Э.* Оценка состояния энергосистем в задачах противоаварийной автоматики // Известия НТЦ Единой энергетической системы. 2013. № 1(68). С. 99–104.
2. *Вторушин А.С., Шитлов В.К.* Использование синхронизированных векторных измерений в оценивании состояния электроэнергетических систем // Электроэнергетика глазами молодежи: сб. материалов IX Междунар. науч.-техн. конф. Казань: Казан. гос. энерг. ун-т, 2018. Т. 1. С. 213–216.
3. *Гамм А.З.* Статистические методы оценивания состояния электроэнергетических систем. М.: Наука, 1976. 220 с.
4. *Глазунова А.М., Аксаева Е.С., Съёмщиков Е.С.* Выработка управляющих воздействий с помощью искусственных нейронных сетей и модифицированного оценивания состояния [Электронный ресурс] // Современные направления развития систем релейной защиты и автоматики энергосистем. 2015: тр. 5-й Междунар. науч.-тех. конф. Сочи, 2015. URL: [cigre.ru/activity/conference...materials/S.2.1.pdf](http://cigre.ru/activity/conference...materials/S.2.1.pdf).
5. *Глазунова А.М., Колосок И.Н., Съёмщиков Е.С.* Обнаружение некорректных данных при управлении интеллектуальной энергосистемой методами динамического оценивания состояния // Электричество. 2017. № 2. С. 18–27.
6. *Голуб И.И., Хохлов М.В.* Алгоритмы синтеза наблюдаемости электроэнергетических систем на основе синхронизированных векторных измерений // Электричество. 2015. № 1. С. 26–33.
7. *Грунин О.М., Суворов И.Ф., Пушков К.А.* Совершенствование моделей и методов анализа установившихся режимов электрических систем // Электробезопасность. 2015. № 2. С. 17–21.
8. *Гурина Л.А., Зоркальцев В.И., Колосок И.Н., Коркина Е.С., Мокрый И.В.* Оценка состояния электроэнергетической системы: алгоритмы и примеры решения линеаризованных задач. Иркутск: ИСЭМ СО РАН, 2016. 37 с.
9. *Дунаева Е.А.* Программно-технические решения по обработке данных регистраторов СМРП // Инновационные научные исследования в современном мире: теория, методология, практика: сб. материалы I Междунар. науч.-практ. конф. Уфа: Научно-издательский центр «Вестник науки», 2019. С. 81–87.
10. *Жуков А., Куликов Ю., Демчук А., Мацкевич И.* Система мониторинга переходных режимов // Электроэнергия. Передача и распределение. 2010. № 2. С. 52–57.
11. *Иванов Ю.В., Черепов А.С., Дубинин Д.М.* Системный анализ архитектуры построения и свойств компонентов системы мониторинга переходных режимов // Энергия единой сети. 2016. № 3. С. 62–70.
12. *Колосок И.Н., Аксаева Е.С., Глазунова А.М.* Расчет максимально допустимых перетоков в контролируемых сечениях на основе методов оценивания состояния // Вестник Иркутского государственного технического университета. 2018. Т. 22, № 3(134). С. 145–153.
13. *Кочнева Е.С., Паздерин А.В.* Вычисление расчетных оценок с более низкой погрешностью по сравнению с измерениями // Материаловедение. Машиностроение. Энергетика: сб. науч. тр. Екатеринбург: Изд-во Уральского федерального ун-та, 2015. С. 582–587.
14. *Кузькина Я.И.* Обеспечение топологической наблюдаемости ЭЭС на основе синхронизированных векторных измерений // Системные исследования в энергетике: сб. науч. тр. Иркутск: Изд-во ИСЭМ СО РАН, 2015. С. 14–20.
15. *Максименко Д.М., Ерохин П.М., Неуймин В.Г., Шубин Н.Г.* Использование оптимизационных методов внутренней точки для оценивания состояния энергосистем // Известия НТЦ Единой энергетической системы. 2012. № 1(66). С. 39–46.
16. *Михайленко В.С., Рыбасова О.С., Костюкова С.С.* Перспективы применения устройств векторной регистрации для оптимизации работы электрической сети в режиме реального времени // Электроэнергетика глазами молодежи: сб. материалов VIII Междунар. науч.-техн. конф. Самара: Самар. нац. исслед. ун-та, 2017. С. 219–222.
17. *Хохлов М.В.* К выбору критерия оптимального размещения РМУ для задачи оценивания состояния ЭЭС // Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетике: сб. науч. тр. Иркутск: Изд-во ИСЭМ СО РАН, 2018. С. 382–391.
18. *Хохлов М.В.* Оценка параметров схемы замещения линии электропередачи по данным РМУ в условиях систематических ошибок измерений // Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетике: сб. науч. тр. Иркутск: Изд-во ИСЭМ СО РАН, 2015. С. 272–279.

19. Bartolomey P.I., Semenenko S.I. Power Systems State Estimation Acceleration on the Bases of the Synchronized Phasor Measurements in the Power System Steady State Control Tasks. *IEEE International Youth Scientific and Technical Conference Relay Protection and Automation (RPA)/IEEE*, 2018, pp. 1–10.
20. Hurtgen M., Maun J.C. Advantages of power system state estimation using phasor measurement units. Proc. of 16<sup>th</sup> Power Systems Computation Conference, 2008, pp. 1–7.
21. Ivanov I., Murzin A. Optimal filtering of synchronized current phasor measurements in a steady state. *IEEE International Conference on Industrial Technology (ICIT)*. IEEE, 2015, pp. 1362–1367.
22. Kolosok I.N., Korkina E.S., Mahnitko A.E. Detection of systematic errors in PMU measurements by the power system state estimation methods. Proc. of 56<sup>th</sup> Int. Sci. Conf. on Power and Electrical Engineering of Riga Technical University (RTUCON). IEEE, 2015, pp. 1–4.
23. Korres G.N., Manousakis N.M. A state estimator including conventional and synchronized phasor measurements. *Computers & Electrical Engineering*, 2012, vol. 38, no. 2, pp. 294–305.
24. Korres G.N., Manousakis N.M. State estimation and bad data processing for systems including PMU and SCADA measurements. *Electric Power Systems Research*, 2011, vol. 81, no. 7, pp. 1514–1524.
25. Kovalenko P.Y., Berdin A.S. Defining the parameters of a power transmission line equivalent circuit on the basis of phasor measurements. *Journal of Physics: Conference Series. IOP Publishing*, 2017, vol. 870, no. 1, pp. 1–7.
26. Shahriar M., Habiballah I., Hussein H. Optimization of phasor measurement unit (PMU) placement in supervisory control and data acquisition (SCADA)-based power system for better state-estimation performance. *Energies*, 2018, vol. 11, no. 3, p. 570.
27. Vanfretti L. et al. A framework for estimation of power systems based on synchronized phasor measurement data. *IEEE Power & Energy Society General Meeting. IEEE*, 2009, pp. 1–6.
28. Wang S. et al. Assessing Gaussian assumption of PMU measurement error using field data. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 2017, vol. 33, no 6, pp. 3233–3236.
29. Zhu J., Abur A. Bad data identification when using phasor measurements. *IEEE Lausanne Power Tech. IEEE*, 2007, pp. 1676–1681.

---

**БАЦЕВА НАТАЛЬЯ ЛЕНМИРОВНА** – кандидат технических наук, доцент Отделения электроэнергетики и электротехники Инженерной школы энергетики, Национальный исследовательский Томский политехнический университет, Россия, Томск (batsevan@tpu.ru).

**ФООС ЮЛИЯ АЛЕКСЕЕВНА** – аспирант, Национальный исследовательский Томский политехнический университет, Россия, Томск (JuliaAlekseevna6797@gmail.com).

**ПАНКРАТОВ АЛЕКСЕЙ ВЛАДИМИРОВИЧ** – кандидат технических наук, доцент Отделения электроэнергетики и электротехники Инженерной школы энергетики, Национальный исследовательский Томский политехнический университет, Россия, Томск (pank@tpu.ru).

---

Natalia L. BATSEVA, Julia A. FOOS, Aleksey V. PANKRATOV

#### EVALUATION OF THE ERROR

#### EFFECT IN SYNCHRONOUS VECTOR MEASUREMENTS OF ANGLES AT VOLTAGES ON ASSESSING THE DUTY PARAMETERS OF ELECTRIC POWER SYSTEMS

**Key words:** electric power system, state assessment, telemeasurements, system of monitoring transient states, synchronous vector measurements, angles at voltages.

*Telemeasurements and telesignals coming from telemechanics devices to the operational information complex are used as the initial data for solving the problem of state assessment. The disadvantage of telemeasurement chopping is that they do not contain angles at voltages that are necessary for assessing the mode parameters in solving a number of technological problems. Implementing the Transitional Modes Monitoring System has provided opportunities to improve solving the problem of state assessing by the data of*

synchronous vector measurements coming from synchronous vector measurement devices. However, failures on the satellite channel of synchronous vector measurement devices, as well as high load of communication networks result in errors in the arrays of synchronous vector measurements. The question of accuracy in solving the problem of state assessing at the influence of errors in synchronous vector measurements of angles at voltages on the mode parameters is not fully studied and is at the stage of research. State assessment is done using algorithms based on mathematical methods. The existing algorithms do not make it possible to take into account synchronized vector measurements of angles at voltages and require modification. The article presents a modified algorithm developed on the basis of the Gauss–Newton method, making it possible to use telemeasurements and synchronized vector measurements together, to evaluate the impact errors in synchronized vector measurements of angles at voltages on assessing the mode parameters, to determine allowable error intervals according to conditions of ensuring correct estimation mode parameters, to make the conclusion on advisability to use synchronized vector dimensions of angles in solving the problem of state assessing. The algorithm is tested using computational experiments when evaluating such mode parameters as active and reactive load power, voltage module, power flows. On the basis of studies, the error intervals of angles have been revealed, beyond which taking into account the angles at voltages will contribute to improving the accuracy of state estimation. The parameters of the mode that are the most sensory to the increase of errors in synchronized vector measurements of angles are determined.

#### References

1. Vtorushin A.S., Grunin O.M., Petrov A.E. *Otsenivanie sostoyaniya energosistem v zadachakh protivovariinnoi avtomatiki* [State estimation of power system in the tasks of emergency automation]. *Izvestiya NTTs Edinoi energeticheskoi sistemy*, 2013, no. 1(68), pp. 99–104.
2. Vtorushin A.S., Shipilov V.K. *Ispol'zovanie sinkhronizirovannykh vektornykh izmerenii v otsenivanii sostoyaniya elektroenergeticheskikh sistem* [Using synchronized phasor measurements in state estimation of electrical power system]. In: *Elektroenergetika glazami molodezhi: materialy IX Mezhdunarodnoi nauchno-tekhnicheskoi konferentsii* [Proc of 9<sup>th</sup> Int. Conf. «Power engineering as seen by the youths»]. Kazan, Kazan State Energy University Publ., 2018, vol. 1, pp. 213–216.
3. Gamm A.Z. *Statisticheskie metody otsenivaniya sostoyaniya elektroenergeticheskikh sistem* [Statistical methods for state estimation of electrical power system]. Moscow, Nauka Publ., 1976, 220 p.
4. Glazunova A.M., Aksaeva E.S., S"emshchikov E.S. *Vyrabotka upravlyayushchikh vozdeistvii s pomoshch'yu iskusstvennykh neironnykh setei i modifitsirovannogo otsenivaniya sostoyaniya* [Development of control actions using artificial neural networks and modified state estimation]. In: *Sovremennye napravleniya razvitiya sistem releinoi zashchity i avtomatiki energosistem. 2015: tr. 5-i Mezhdunar. nauch.-tekh. konf.* [Proc. of 5<sup>th</sup> Int. Conf. «Modern trends in the development of relay protection systems and automation of power systems»]. Sochi, 2015. Available at: [cigre.ru/activity/conference...materials/S.2.1.pdf](http://cigre.ru/activity/conference...materials/S.2.1.pdf).
5. Glazunova A.M., Kolosok I.N., S"emshchikov E.S. *Obnaruzhenie nekorrektnykh dannykh pri upravlenii intellektual'noi energosistemoi metodami dinamicheskogo otsenivaniya sostoyaniya* [Detection of incorrect data in the management of an intelligent power system by methods of dynamic state estimation]. *Elektrichestvo*, 2017, no. 2, pp. 18–27.
6. Golub I.I., Xoxlov M.V. *Algoritmy sinteza nablyudaemosti elektroenergeticheskikh sistem na osnove sinkhronizirovannykh vektornykh izmerenii* [The algorithms of the synthesis of power systems observability based on phasor measurements]. *Elektrichestvo*, 2015, no. 1, pp. 26–33.
7. Grunin O.M., Suvorov I.F., Pushkov K.A. *Sovershenstvovanie modelei i metodov analiza ustanovivshichsya rezhimov elektricheskikh sistem* [Model and method development of steady-state regime analysis of power systems]. *Elektrobezopasnost'*, 2015, no. 2, pp. 17–21.
8. Gurina L.A., Zorkal'cev V.I., Kolosok I.N., Korkina E.S., Mokryi I.V. *Otsenivanie sostoyaniya elektroenergeticheskoi sistemy: algoritmy i primery resheniya linearizovannykh zadach* [Power System State Estimation: algorithms and examples of linearized task calculations]. Irkutsk, 2016, 37 p.
9. Dunaeva E.A. *Programmno-technicheskie resheniya po obrabotke dannykh registratorov SMPR* [Software and hardware solutions for data processing from WAMS]. *Innovacionnye nauchnye*

*issledovaniya v sovremenno m mire: teoriya, metodologiya, praktika* [Proc. of 1<sup>th</sup> Int. Conf. «Innovative scientific researches in the modern world: theory, methodology, practice»]. Ufa, 2019, pp. 81–87.

10. Zhukov A., Kulikov Yu., Demchuk A., Maczkevich I. *Sistema monitoringa perexodnykh rezhimov* [Wide-area measurement system]. *Elektroenergiya. Peredacha i raspredelenie*, 2010, no. 2, pp. 52–57.

11. Ivanov Yu.V., Cherepov A.S., Dubinin D.M. *Sistemnyi analiz architektury postroeniya i svoistv komponentov sistemy monitoringa perehodnykh rezhimov* [The system analysis of architectural composition and component characteristics of wide-area measurement system]. *Energiya edinoi seti*, 2016, no. 3, pp. 62–70.

12. Kolosok I.N., Aksaeva E.S., Glazunova A.M. *Raschet maksimal'no dopustimyykh peretokov v kontroliruemyykh secheniyakh na osnove metodov ocenivaniya sostoyaniya* [The maximum allowed power flow calculations for interchanges based on state estimation methods]. *Vestnik Irkutskogo gosudarstvennogo tekhnicheskogo universiteta*, 2018, vol. 22, no. 3(134), pp. 145–153.

13. Kochneva E.S., Pazderin A.V. *Vychislenie raschetnykh otsenok s bolee nizkoi pogreshnost'yu po sravneniyu s izmereniyami* [Calculation of estimation with lower error as against remote measurements]. *Materialovedenie. Mashinostroenie. Energetika: sb. nauch. tr.* [Materials Science. Mechanical engineering. Energy: Collected papers]. Ekaterinburg, Ural Federal University Publ., 2015, pp. 582–587.

14. Kuzkina Ya.I. *Obespechenie topologicheskoi nablyudaemosti EES na osnove sinchronizirovannykh vektornykh izmerenii* [Topological observability control of a power system based on phasor measurements]. *Sistemnye issledovaniya v energetike: sb. nauch. tr.* [System researches for power engineering: Collected papers]. Irkutsk, 2015, pp. 14–20.

15. Maksimenko D.M., Erohin P.M., Neujmin V.G., Shubin N.G. *Ispol'zovanie optimizacionnykh metodov vnutrennei tochki dlya ocenivaniya sostoyaniya energosistem* [Usage of Optimisation Interior Point Methods for Power System State Estimation]. *Izvestiya NTC Edinoi energeticheskoi sistemy*, 2012, no. 1(66), pp. 39–46.

16. Mixailenko V.S., Rybasova O.S., Kostyukova S.S. *Perspektivy primeneniya ustroystv vektornoj registratsii dlya optimizatsii raboty elektricheskoi seti v rezhime real'nogo vremeni* [Prospects for the use of vector registration devices to optimize the operation of the electrical network in real time]. *Elektroenergetika glazami molodezhi: materialy VIII Mezhdunarodnoi nauchno-tekhnicheskoi konferentsii* [Proc of 8<sup>th</sup> Int. Conf. «Power engineering as seen by the youths»]. Samara, Samara National Research University Publ., 2017, pp. 219–222.

17. Chochlov M.V. *K vyboru kriteriya optimal'nogo razmeshheniya PMU dlya zadachi ocenivaniya sostoyaniya EES* [To the choice of the PMU optimum allocation criteria for a power system state estimation task]. In: *Metodicheskie voprosy issledovaniya nadezhnosti bol'shich sistem energetiki: sb. nauch. tr.* [The methodological aspects of large power system reliability researches: Collected papers]. Irkutsk, 2018, pp. 382–391.

18. Chochlov M.V. *Ocenivanie parametrov shemy zameshheniya linii elektroperedachi po dannym PMU v usloviyakh sistematicheskikh oshibok izmerenii* [Estimation of power line equivalent circuit parameters by PMU data with regular telemetry errors]. In: *Metodicheskie voprosy issledovaniya nadezhnosti bol'shich sistem energetiki: sb. nauch. tr.* [The methodological aspects of large power system reliability researches: Collected papers]. Irkutsk, 2015, pp. 272–279.

19. Bartolomey P.I., Semenenko S.I. Power Systems State Estimation Acceleration on the Bases of the Synchronized Phasor Measurements in the Power System Steady State Control Tasks. *IEEE International Youth Scientific and Technical Conference Relay Protection and Automation (RPA)/IEEE*, 2018, pp. 1–10.

20. Hurtgen M., Maun J.C. Advantages of power system state estimation using phasor measurement units. Proc. of 16<sup>th</sup> Power Systems Computation Conference, 2008, pp. 1–7.

21. Ivanov I., Murzin A. Optimal filtering of synchronized current phasor measurements in a steady state. *IEEE International Conference on Industrial Technology (ICIT)*. IEEE, 2015, pp. 1362–1367.

22. Kolosok I.N., Korkina E.S., Mahnitko A.E. Detection of systematic errors in PMU measurements by the power system state estimation methods. Proc. of 56<sup>th</sup> Int. Sci. Conf. on Power and Electrical Engineering of Riga Technical University (RTUCON). IEEE, 2015, pp. 1–4.

23. Korres G.N., Manousakis N.M. A state estimator including conventional and synchronized phasor measurements. *Computers & Electrical Engineering*, 2012, vol. 38, no. 2, pp. 294–305.

24. Korres G.N., Manousakis N.M. State estimation and bad data processing for systems including PMU and SCADA measurements. *Electric Power Systems Research*, 2011, vol. 81, no. 7, pp. 1514–1524.

25. Kovalenko P.Y., Berdin A.S. Defining the parameters of a power transmission line equivalent circuit on the basis of phasor measurements. *Journal of Physics: Conference Series. IOP Publishing*, 2017, vol. 870, no. 1, pp. 1–7.

26. Shahriar M., Habiballah I., Hussein H. Optimization of phasor measurement unit (PMU) placement in supervisory control and data acquisition (SCADA)-based power system for better state-estimation performance. *Energies*, 2018, vol. 11, no. 3, p. 570.

27. Vanfretti L. et al. A framework for estimation of power systems based on synchronized phasor measurement data. *IEEE Power & Energy Society General Meeting. IEEE*, 2009, pp. 1–6.

28. Wang S. et al. Assessing Gaussian assumption of PMU measurement error using field data. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 2017, vol. 33, no 6, pp. 3233–3236.

29. Zhu J., Abur A. Bad data identification when using phasor measurements. *IEEE Lausanne Power Tech. IEEE*, 2007, pp. 1676–1681.

---

**NATALIA L. BATSEVA** – Candidate of Technical Sciences, Associate Professor of Power Engineering Department, National Research Tomsk Polytechnic University, Russia, Tomsk ([batsevan@tpu.ru](mailto:batsevan@tpu.ru)).

**JULIA A. FOOS** – Post-Graduate Student, National Research Tomsk Polytechnic University, Russia, Tomsk ([JuliaAlekssevna6797@gmail.com](mailto:JuliaAlekssevna6797@gmail.com)).

**ALEKSEY V. PANKRATOV** – Candidate of Technical Sciences, Associate Professor of Power Engineering Department, National Research Tomsk Polytechnic University, Russia, Tomsk ([pank@tpu.ru](mailto:pank@tpu.ru)).

---

**Формат цитирования:** Бацева Н.Л., Фоос Ю.А., Панкратов А.В. Оценка влияния погрешности в синхронизированных векторных измерениях углов при напряжениях на оцениваемые параметры режима электроэнергетических систем // Вестник Чувашского университета. – 2020. – № 3. – С. 24–45. DOI: 10.47026/1810-1909-2020-3-24-45.