

УДК 621.315.175

## О ВОЗМОЖНОСТИ СНИЖЕНИЯ ПОТЕРЬ ЭНЕРГИИ В ЛЭП ПУТЕМ РЕГУЛИРОВАНИЯ ПОТОКА РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ

*А.С. Степанов, Р.А. Калина, А.А. Степанова, М.А. Калина*

*Степанов Александр Сергеевич* – д-р техн. наук, доцент, зам. директора Института электроэнергетики, электроники и нанотехнологий Северо-Кавказского федерального университета. E-mail: stepas1955@mail.ru

*Калина Роман Анатольевич* – аспирант Северо-Кавказского федерального университета. E-mail: redberry211@rambler.ru

*Степанова Анна Александровна* – аспирант Северо-Кавказского федерального университета. E-mail: ziatc\_anny@mail.ru

*Калина Марина Алексеевна* – канд. техн. наук, доцент Северо-Кавказского федерального университета. E-mail: redberry211@rambler.ru

*Stepanov Alexander Sergeevich* – Doctor of Technical Sciences, professor, Associate Professor, Deputy Director of Institute of Electric Power Engineering, Electronics and Nano-technologies, North-Caucasus Federal University. E-mail: stepas1955@mail.ru

*Kalina Roman Anatolevich* – post-graduate student, North-Caucasus Federal University. E-mail: redberry211@rambler.ru

*Stepanova Anna Aleksandrovna* – post-graduate student, North-Caucasus Federal University. E-mail: ziatc\_anny@mail.ru

*Kalina Marina Alekseevna* – Candidate of Technical Sciences, assistant professor, North-Caucasus Federal University. E-mail: redberry211@rambler.ru

*Анализ уточненных выражений для определения потерь мощности в ЛЭП показывает, что существует определенный переток реактивной мощности, обеспечивающий минимум потерь активной мощности. Поддержание такого оптимального перетока позволяет значительно снизить потери энергии в ЛЭП 330 – 750 кВ.*

**Ключевые слова:** линия электропередачи, потери мощности и энергии, реактивная мощность.

*Analysis of refined expression for determination of power losses in transmission lines shows that there is a flow of reactive power, which provides a minimum of active power losses. The maintenance of optimal flow can significantly reduce the energy loss in the transmission line 330 – 750 kV.*

**Key words:** transmission line, power and energy loss, reactive power.

**КАК ПОКАЗАНО** в работе [1], на основе уравнений длинной линии можно получить расчетное выражение для определения потерь активной мощности в линиях электропередачи (ЛЭП):

$$\Delta P = \frac{P_2^2 + Q_2^2}{U_2^2} H_{Ia} + U_2^2 H_{Ua} + P_2 H_{Pa} + Q_2 H_{Qa}, \quad (1)$$

где  $P_2$ ,  $Q_2$ ,  $U_2$  – активная и реактивная мощность и напряжение в конце электропередачи, а параметры  $H$  вычисляются по формулам

$$\left. \begin{aligned} H_{Ia} &= \frac{Z_c}{2} (\operatorname{sh} 2\beta L \cos \xi - \sin 2\alpha L \sin \xi); \\ H_{Ua} &= \frac{1}{2Z_c} (\operatorname{sh} 2\beta L \cos \xi + \sin 2\alpha L \sin \xi); \\ H_{Pa} &= \operatorname{ch} 2\beta L \cos^2 \xi + \cos 2\alpha L \sin^2 \xi - 1; \\ H_{Qa} &= \frac{\sin 2\xi}{2} (\operatorname{ch} 2\beta L - \cos 2\alpha L). \end{aligned} \right\} \quad (2)$$

Здесь  $L$  – длина ЛЭП;  $Z_c$ ,  $\xi$  – модуль и аргумент её волнового сопротивления;  $\alpha$  – коэффициент затухания прямой и обратной волн;  $\beta$  – коэффициент изменения фазы волны на единицу длины ЛЭП.

В монографии [2] проанализирована возможность снижения потерь мощности в ЛЭП за счет регулирования уровня напряжения и показано, что минимальных потерь мощности можно добиться, если изменять напряжение по следующему закону:

$$U_2 = \sqrt{k_U P_2},$$

где  $k_U$  – коэффициент, зависящий от конструктивных параметров электропередачи. В работе [1] он равен

$$k_U = \sqrt{\frac{4H_{Ia}^2}{4H_{Ua}H_{Ia} - H_{Qa}^2}}.$$

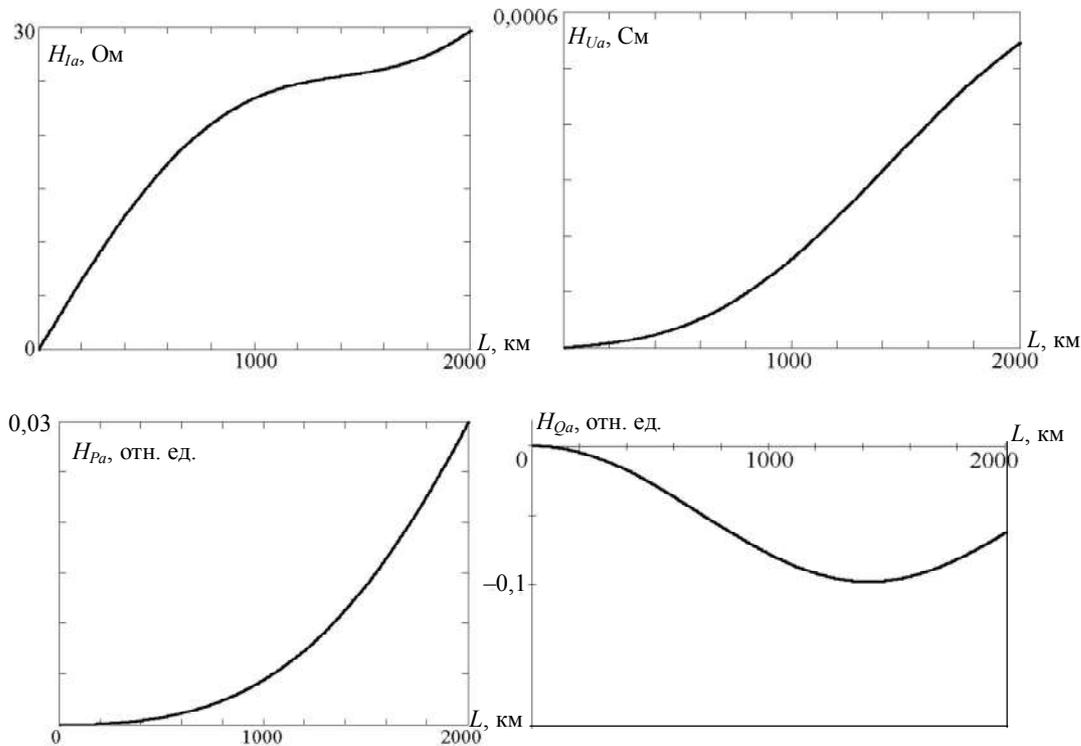


Рис. 1. Графики зависимостей  $H(L)$  для ЛЭП 500 кВ

Однако как показано в [2], данный подход малоэффективен из-за узости возможного диапазона изменения  $U_2$  и несовершенства существующих средств регулирования напряжения под нагрузкой автотрансформаторов. Отмечается, что «при существующих ограничениях диапазона изменения напряжения метод снижения потерь активной мощности путем регулирования напряжения в конце линии целесообразно применять только для протяженных линий ультравысокого напряжения. Однако и там могут возникать сложности с созданием необходимого оборудования. Для линий более низких классов напряжения применение этого метода представляется нецелесообразным» [2].

В настоящей работе рассмотрены возможности снижения потерь мощности в ЛЭП путем регулирования потока реактивной мощности, а не напряжения.

Анализ поведения параметров  $H$  в зависимости от длины электропередачи показывает, что первые три параметра из (2) всегда положительны и возрастают с ростом длины ЛЭП, а параметр  $H_{Qa}$  – всегда отрицателен и убывает с ростом длины электропередачи. Были проанализированы зависимости  $H$  от  $L$  для реальных погонных параметров ЛЭП ( $r_0$ ,  $x_0$ ,  $g_0$ ,  $b_0$ ) номинальным напряжением от 10 до 750 кВ [3], и во всех случаях вышеуказанные тенденции поведения  $H$  повторялись.

В качестве примера на рис. 1 приведены графики  $H(L)$  для ЛЭП номинальным напряжением 500 кВ, выполненной проводом 3хАС-300, с погонными параметрами  $r_0 = 0,033$  Ом/км,  $x_0 = 0,31$  Ом/км,  $g_0 = 3,6 \cdot 10^{-8}$  См/км,  $b_0 = 3,97 \cdot 10^{-6}$  См/км.

Как следует из уравнения (1), потери мощности в ЛЭП имеют два слагаемых, зависящих от потока реактивной мощности: одно – от квадрата  $Q_2$ , другое – пропорциональное  $Q_2$ . График зависимости потерь мощности  $\Delta P$  от потока реактивной мощности  $Q_2$  для вышеописанной ЛЭП 500 кВ длиной 500 км при нагрузке  $P_2 = 500$  МВт показан на рис. 2, откуда видно, что имеется некоторое оптимальное значение потока реактивной мощности, отличное от нуля, при котором потери мощности в ЛЭП минимальны. Взяв производную от  $\Delta P$  по  $Q_2$  в уравнении (1) и приравняв ее к нулю, получим выражение для вычисления этого значения потока реактивной мощности:

$$Q_{2\text{опт}} = -U_2^2 \frac{H_{Qa}}{2H_{Ia}}. \quad (3)$$

Как следует из выражения (3), оптимальный поток реактивной мощности не зависит от передаваемой активной мощности, а определяется только уровнем напряжения и конструктивными характеристиками ЛЭП.

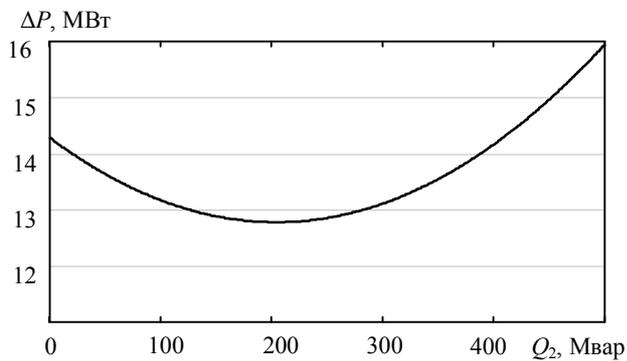


Рис. 2. Зависимость потерь мощности в ЛЭП 500 кВ от потока реактивной мощности

Исследование влияния на значение  $Q_{2\text{опт}}$  изменения удельных параметров ЛЭП ( $r_0$ ,  $x_0$ ,  $g_0$ ,  $b_0$ ) показало, что в рамках возможных пределов их изменения оптимальная реактивная мощность растет с ростом  $r_0$  и  $b_0$  и уменьшается с ростом  $x_0$  и  $g_0$ . Зависимость  $Q_{2\text{опт}}$  от длины линии имеет сложный характер, однако до 800 км она практически линейна, как показано на рис. 3 для линии 500 кВ.

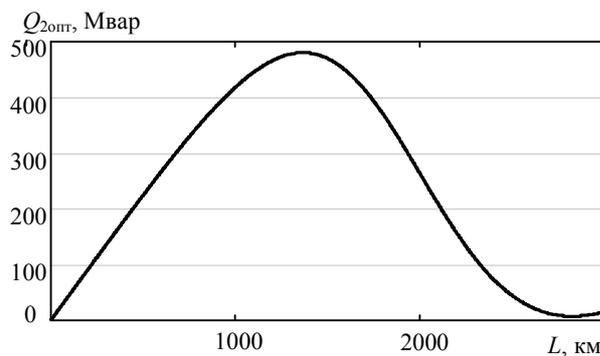


Рис. 3. Зависимость  $Q_{2\text{опт}}$  от длины ЛЭП

Чтобы оценить эффективность поддержания в конце ЛЭП потока реактивной мощности на уровне  $Q_{2\text{опт}}$ , сравним этот режим с режимом полной компенсации реактивной мощности в конце ЛЭП, т.е. с режимом, характеризующимся значением  $Q_2 = 0$ .

Если в уравнение (1) вначале подставить значение  $Q_2 = 0$ , а затем – выражение для  $Q_{2\text{опт}}$  из (3) и вычесть из первого результата второй, то получится выражение для разницы в потерях мощности между двумя рассматриваемыми режимами:

$$\delta P = \Delta P_0 - \Delta P_{\text{опт}} = U_2^2 \frac{H_{Qa}^2}{4H_{Ia}}. \quad (4)$$

Из уравнения (4) следует, что выигрыш в потерях мощности оптимального режима по сравнению с режимом полной компенсации не зависит от передаваемой активной мощности, а,

как и величина  $Q_{2\text{опт}}$ , определяется только уровнем напряжения и конструктивными характеристиками ЛЭП.

Если рассмотреть процент этого выигрыша  $\delta P$  от  $\Delta P_0$ , то для рассмотренной выше ЛЭП 500 кВ его зависимость от нагрузки  $P_2$  имеет вид, показанный на рис. 4. Как видно из графика, выигрыш в потерях мощности при поддержании потока реактивной мощности на уровне  $Q_{2\text{опт}}$  по сравнению с режимом полной компенсации ( $Q_2 = 0$ ) даже в самых нагруженных режимах составляет около 5 %.

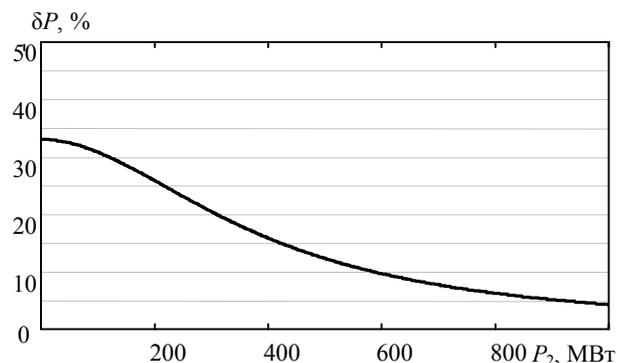


Рис. 4. Зависимость выигрыша в потерях мощности от нагрузки ЛЭП 500 кВ

В таблице приведены результаты расчетов рассмотренных в данной работе параметров для ряда ЛЭП разного номинального напряжения.

Таблица

Расчетные данные для ЛЭП

$U_{\text{ном}}$ , кВ	Марка провода	$L$ , км	$Q_{2\text{опт}}$ , Мвар	$\delta P$ , МВт
35	АС-70	30	0,05	0,000025
110	АС-240	80	1,35	0,0014
220	АС-240	120	7,54	0,017
330	2хАС-240	300	58,4	0,535
500	3хАС-300	500	224,4	3,03
750	4хАС-500	1000	851,1	13,98

Рассмотренные выше свойства потока реактивной мощности и его влияние на потери активной мощности в ЛЭП делают актуальным решение задачи управления этим потоком с целью минимизации потерь мощности и энергии. Как видно из данных, приведенных в таблице, оптимальное управление линиями электропередачи напряжением 330 – 750 кВ может обеспечить существенный эффект в снижении потерь мощности и энергии. Очевидно, что устройства, способные обеспечить управление потоком реактивной мощности с целью минимизации потерь,

должны создаваться на принципах, характерных для так называемых «гибких линий» [4].

#### ЛИТЕРАТУРА

1. Степанов А.С., Маругин В.И., Степанова А.А. О составляющих потерь мощности в линиях электропередач // Вест. Сев-КавГТУ. 2010. № 3 (24). С. 105 – 108.

2. Рыжов Ю.П. Дальние электропередачи сверх-высокого напряжения. М., 2007. 488 с.

3. Справочник по проектированию электрических сетей / под ред. Д.Л. Файбисовича. М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2006. 352 с.

4. Narain G. Hingorani, Laszlo Gyugyi. Understanding FACTS. Concepts and Technology of Flexible AC Transmission systems. John Wiley & Sons Ltd., Publication, 1999. 428 с.

Поступила в редакцию

6 февраля 2014 г.

УДК 621.311

## К ВОПРОСУ О ВЕРОЯТНОСТНОМ ОЦЕНИВАНИИ СОСТОЯНИЯ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ

*В.И. Маругин, А.С. Степанов*

*Маругин Валерий Игоревич* – ст. преподаватель Северо-Кавказского федерального университета. E-mail: iai@stv.runnet.ru

*Marugin Valery Igorevich* – Senior Lecturer, North-Caucasus Federal University. E-mail: iai@stv.runnet.ru

*Степанов Александр Сергеевич* – д-р техн. наук, доцент, зам. директора Института электроэнергетики, электроники и нанотехнологий Северо-Кавказского федерального университета. E-mail: stepas1955@mail.ru

*Stepanov Alexander Sergeevich* – Doctor of Technical Sciences, professor, Associate Professor, Deputy Director of Institute of Electric Power Engineering, Electronics and Nano-technologies, North-Caucasus Federal University. E-mail: stepas1955@mail.ru

*Рассмотрена постановка задачи оценивания состояния распределительной сети 6 – 35 кВ, как определение вероятностных характеристик режимных параметров.*

*Ключевые слова:* электрическая сеть, параметры режима, оценивание состояния, вероятностные характеристики.

*Consider the problem of estimation of distribution network 6-35 kV as a problem of definition of probabilistic characteristics of mode parameters.*

*Key words:* electrical network, mode options, estimation, probabilistic characteristics.

**К**ЛАССИЧЕСКАЯ постановка задачи оценивания состояния электроэнергетической системы [1] предполагает составление системы уравнений балансов активной и реактивной мощности в каждом узле сети:

$$W(Z, D) = 0, \quad (1)$$

где  $Z$  – совокупность параметров режима сети (мощности генерации и нагрузки, перетоки по ветвям, модули и фазы напряжения в узлах);  $D$  – совокупность параметров элементов сети (сопротивления, проводимости, коэффициенты трансформации).

Количество уравнений в системе (1) равно  $2(N-1)$ , где  $N$  – число узлов сети, а количество

параметров режима в совокупности  $Z$  – вдвое больше и равно  $4(N-1)$ . Поэтому для однозначного определения всех параметров режима сети  $2(N-1)$  параметров из совокупности  $Z$  должны быть заданы в качестве исходных данных (они образуют совокупность  $Y$ ), тогда остальные параметры режима, образующие совокупность  $X$ , могут быть найдены путем решения системы (1).

При решении задачи оценивания состояния используются значения телеизмерений части параметров из совокупности  $Z$ , образующие вектор  $V$ , причем, для успешного решения задачи как минимум необходимо, но не достаточно, чтобы размерность вектора  $V$  была не меньше размерности  $Y$ .

Особенностью нынешнего состояния сетей 6 – 35 кВ является отсутствие необходимого количества телеизмерений, т.е. для этих сетей обычно не выполняется необходимое условие превышения размерности вектора  $V$  над размерностью вектора  $Y$ . Это означает, что распределительные сети 6 – 35 кВ в классической трактовке являются ненаблюдаемыми [2]. В связи с этим в работе [3] предложено ввести понятие вероятностной (доверительной) наблюдаемости, означающее возможность системы предоставлять информацию о текущем состоянии в форме доверительных интервалов режимных параметров, соответствующих некоторой вероятности.

Например, границы доверительного интервала напряжения на шинах низкого напряжения некоторой  $l$ -й подстанции согласно [4] могут быть определены как

$$\begin{aligned} U_{l\min} &= U_l(1-t\gamma_l); \\ U_{l\max} &= U_l(1+t\gamma_l), \end{aligned}$$

где  $U_l$  – расчетное значение напряжения в узле  $l$ ;  $\gamma_l$  – относительная среднеквадратическая погрешность расчета;  $t$  – параметр, определяющий значение интервала и соответствующей ему вероятности.

Величина

$$\gamma_l = \sqrt{\mathbf{D}U_l} / \mathbf{M}U_l,$$

где  $\mathbf{D}U_l$ ,  $\mathbf{M}U_l$  – соответственно дисперсия и математическое ожидание напряжения.

Как указано в [4], при принятии гипотезы о нормальном распределении погрешности вероятности 90 %, например, соответствует  $t = 1,643$ , вероятности 95 % –  $t = 1,960$ , 99,9 % –  $t = 3,290$ .

Еще одной особенностью распределительных сетей следует признать наличие большой доли неопределенности параметров совокупности  $D$  (сопротивлений, проводимостей, коэффициентов трансформации), связанной с рядом объективных (погодные условия) и субъективных (неточности в схемах) факторов.

В связи с вышеизложенным в работах [5, 6] предложены следующие выражения для определения математического ожидания и дисперсии напряжения  $U_j$  в узле  $j$  ветви  $l$ , соединяющей узлы  $i$  и  $j$  в схеме замещения распределительной электрической сети 6 – 35 кВ:

$$\mathbf{M}U_j = \mathbf{M}U_i \left[ 1 - V_{1l} (1 + \gamma_{Ui}^2) \right] +$$

$$\begin{aligned} &+ \frac{1}{\mathbf{M}U_i} \left[ \mathbf{M}R_l \mathbf{M}P_{ij} (\rho_{UR} \gamma_{Ui} \gamma_{Rl} + \rho_{PU} \gamma_{Ui} \gamma_{Pij} - \rho_{PR} \gamma_{Pij} \gamma_{Rl}) + \right. \\ &\left. + \mathbf{M}X_l \mathbf{M}Q_{ij} (\rho_{UX} \gamma_{Ui} \gamma_{Xl} + \rho_{QU} \gamma_{Ui} \gamma_{Qij} - \rho_{QX} \gamma_{Qij} \gamma_{Xl}) \right]; \quad (2) \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \mathbf{D}U_j &= \mathbf{D}U_i (1 + V_{1l})^2 + 2V_{1l}^2 \gamma_{Ui}^4 \mathbf{M}^2 U_i + V_{2l} (1 + \gamma_{Ui}^2) + \\ &+ \frac{\mathbf{M}^2 R_l \mathbf{M}^2 P_{ij}}{\mathbf{M}^2 U_i} \gamma_{Rl}^2 (1 + \gamma_{Ui}^2 + \gamma_{Pij}^2) + \\ &+ \frac{\mathbf{M}^2 X_l \mathbf{M}^2 Q_{ij}}{\mathbf{M}^2 U_i} \gamma_{Xl}^2 (1 + \gamma_{Ui}^2 + \gamma_{Qij}^2), \quad (3) \end{aligned}$$

где

$$V_{1l} = \frac{\mathbf{M}R_l \mathbf{M}P_{ij} + \mathbf{M}X_l \mathbf{M}Q_{ij}}{\mathbf{M}^2 U_i};$$

$$V_{2l} = \frac{\mathbf{M}^2 R_l \mathbf{D}P_{ij} + \mathbf{M}^2 X_l \mathbf{D}Q_{ij}}{\mathbf{M}^2 U_i};$$

$R_l$ ,  $X_l$  – активное и индуктивное сопротивления ветви  $l$ ;  $P_{ij}$ ,  $Q_{ij}$  – потоки активной и реактивной мощности, втекающие в ветвь  $l$  со стороны узла  $i$ ;  $\rho_{UR}$ ,  $\rho_{PU}$ ,  $\rho_{PR}$ ,  $\rho_{UX}$ ,  $\rho_{QU}$ ,  $\rho_{QX}$  – коэффициенты корреляции между соответствующими величинами;  $\gamma_{Rl}$ ,  $\gamma_{Xl}$ ,  $\gamma_{Ui}$ ,  $\gamma_{Pij}$ ,  $\gamma_{Qij}$  – относительные среднеквадратические погрешности определения параметров схемы замещения и параметров режима.

Если ветвь  $l$  содержит трансформатор с коэффициентом трансформации  $K_{\Pi} = U_i / U_j$ , то полученное по приведенным выражениям значение математического ожидания напряжения должно быть поделено на этот коэффициент, а значение дисперсии – поделено на его квадрат.

Для математического ожидания и дисперсии потока активной мощности в начале ветви по данным ее конца предлагаются выражения:

$$\begin{aligned} \mathbf{M}P_{ij} &= \mathbf{M}P_{ji} + V_{3l} (1 + 3\gamma_{Uj}^2 - 2\rho_{UR} \gamma_{Uj} \gamma_{Rl}) + \\ &+ \frac{\mathbf{M}R_l}{\mathbf{M}^2 U_j} \left[ \mathbf{D}P_{ji} (\gamma_{Pji} + 2\rho_{PR} \gamma_{Rl} - 4\rho_{PU} \gamma_{Uj}) + \right. \\ &\left. + \mathbf{D}Q_{ji} (\gamma_{Qji} + 2\rho_{QR} \gamma_{Rl} - 4\rho_{QU} \gamma_{Uj}) \right]; \quad (4) \end{aligned}$$

$$\mathbf{D}P_{ij} = \mathbf{D}P_{ji} \left( 1 + 4 \frac{\mathbf{M}P_{ji}}{\mathbf{M}^2 U_j} \mathbf{M}R_l \right) +$$

$$+ V_{3l}^2 \left[ 2\gamma_{Uj}^2 (2 + 9\gamma_{Uj}^2) + \gamma_{Rl}^2 (1 + 4\gamma_{Uj}^2) \right] +$$

$$\begin{aligned}
& + \frac{\mathbf{M}^4 P_{ji} \gamma_{Pji}^2}{\mathbf{M}^4 U_j} \mathbf{M}^2 R_l (2 + 8\gamma_{Uj}^2 + 2\gamma_{Rl}^2 + \gamma_{Pji}^2) + \\
& + \frac{\mathbf{M}^4 Q_{ji} \gamma_{Qji}^2}{\mathbf{M}^4 U_j} \mathbf{M}^2 R_l (2 + 8\gamma_{Uj}^2 + 2\gamma_{Rl}^2 + \gamma_{Qji}^2), \quad (5)
\end{aligned}$$

где  $V_{3l} = \frac{\mathbf{M}^2 P_{ji} + \mathbf{M}^2 Q_{ji}}{\mathbf{M}^2 U_j} \mathbf{M} R_l$ .

Выражения вероятностных характеристик для мощности, потребляемой включенной в узле  $i$  проводимостью  $G_i$ , имеют вид

$$\mathbf{M} P_i = \mathbf{M}^2 U_i \mathbf{M} G_i (1 + \gamma_{Ui}^2 + 2\rho_{UG} \gamma_{Ui} \gamma_{Gi}); \quad (6)$$

$$\mathbf{D} P_i = \mathbf{M}^4 U_i \mathbf{M}^2 G_i [4\gamma_{Ui}^2 + 2\gamma_{Ui}^4 + (1 + 4\gamma_{Ui}^2) \gamma_{Gi}^2]. \quad (7)$$

Расчетные выражения (2) – (7) в совокупности с аналогичными выражениями для  $\mathbf{M} Q_{ij}$ ,  $\mathbf{D} Q_{ij}$ ,  $\mathbf{M} Q_i$  и  $\mathbf{D} Q_i$  образуют вероятностную модель режима распределительной сети и позволяют разрабатывать алгоритмы решения задачи оценивания состояния в вероятностной постановке.

При этом в качестве уравнений балансов мощности системы (1) могут быть использованы уравнения вероятностных характеристик потоков мощности в конце ветви  $i-j$  ( $\mathbf{M} P_{ji}$ ,  $\mathbf{D} P_{ji}$ ,  $\mathbf{M} Q_{ji}$ ,  $\mathbf{D} Q_{ji}$ ) с учетом вероятностных характеристик питаемых узлов нагрузки и потерь в проводимостях, подключенных в узле  $j$ :

$$\begin{aligned}
\mathbf{M} P_{ji} &= \mathbf{M} P_j + \sum_{l=1}^{n_{ij}} \mathbf{M} P_l; \\
\mathbf{D} P_{ji} &= \mathbf{D} P_j + \sum_{l=1}^{N_{ij}} \mathbf{D} P_l + 2 \sum_{k < m} \rho_{km} \sqrt{\mathbf{D} P_k \mathbf{D} P_m},
\end{aligned}$$

где  $n_{ij}$  – количество ветвей, питающихся по ветви  $i-j$ ;  $N_{ij}$  – число узлов нагрузки, получающих питание по ветви  $i-j$ ;  $\rho_{km}$  – коэффициент корреляции между мощностями узлов нагрузки  $k$  и  $m$ .

По аналогичным формулам рассчитываются математическое ожидание и дисперсия потока реактивной мощности в конце ветви.

Характеристики потоков мощности в начале ветви ( $\mathbf{M} P_{ij}$ ,  $\mathbf{D} P_{ij}$ ,  $\mathbf{M} Q_{ij}$ ,  $\mathbf{D} Q_{ij}$ ) определяются по

вероятностным характеристикам мощности в конце ветви с учетом потерь мощности по формулам (4) и (5).

Математическое ожидание и дисперсию потока реактивной мощности  $Q_{ij}$  можно найти по аналогичным (4), (5) формулам, если в последних поменять мощности  $P$  на  $Q$ , а вместо активного сопротивления ветви  $R_l$  подставить ее индуктивное сопротивление  $X_l$ .

В качестве критерия оценивания в данном случае, как и в классической постановке задачи [1], может быть использована формула взвешенных наименьших квадратов:

$$\Phi = \sum_{i=1}^m \frac{1}{\mathbf{D} V_i} (V_i - \mathbf{M} Y_i)^2, \quad (8)$$

где  $m$  – размерность вектора  $V$ ;  $\mathbf{M} Y_i$  – рассчитанное математическое ожидание режимного параметра, соответствующего телеизмерению  $V_i$ ;  $\mathbf{D} V_i$  – заданная дисперсия, характеризующая погрешность его измерения.

Задача минимизации функции (8) может быть решена методом Ньютона во внешнем цикле по отношению к итерационной процедуре расчета режима, описанной в работе [6].

## ЛИТЕРАТУРА

1. Гамм А.З. Статистические методы оценивания состояния электроэнергетических систем. М.: Наука, 1976. 220 с.
2. Гамм А.З., Голуб И.И. Наблюдаемость электроэнергетических систем. М.: Наука, 1990. 200 с.
3. Степанов А.С. Местные электрические сети 6-10 кВ: методы и алгоритмы расчета, анализа и управления. Благовещенск: Изд-во АмГУ, 2001. 136 с.
4. Вентцель Е.С. Теория вероятностей. М.: Наука, 1964. 576 с.
5. Степанов А.С., Маругин В.И., Пейзель В.М. Расчеты режимов распределительных электрических сетей в условиях неопределенности исходной информации // Изв. вузов. Электромеханика. 2012. № 2. С. 40 – 42.
6. Маругин В.И., Пейзель В.М., Степанов А.С. Оценивание режимных параметров распределительных электрических сетей в вероятностной форме // Изв. вузов. Электромеханика. 2013. № 2. С. 58 – 60.