

# электрoэнергетика

УДК 621.311

## ОПТИМИЗАЦИЯ НОРМАЛЬНЫХ РЕЖИМОВ ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ

Инж. ПОСПЕЛОВ Е. Г., засл. деят. науки и техники Республики Беларусь,  
докт. техн. наук, проф. ПОСПЕЛОВ Г. Е.

*Белорусский национальный технический университет*

Одной из важнейших проблем энергетики следует считать повышение экономичности энергетических предприятий, в том числе и линий электропередачи. Уменьшение технологического расхода энергии электропередач приобрело первостепенное значение среди мероприятий экономии топлива.

Выясняя условия повышения экономичности линии электропередачи, необходимо рассматривать ее как важнейший структурный элемент энергосистемы. Следует различать режимную экономичность – экономичность для всей объединенной энергосистемы в целом и технологическую экономичность – экономичность для каждого элемента энергосистемы при соблюдении режимной экономичности (внутренняя оптимизация) [1]. В данной статье уделяется внимание в основном выявлению условий технологической экономичности линий электропередачи – оптимизации режимов линии электропередачи. Некоторые из этих условий были указаны [2] при анализе структуры потерь линии электропередачи. Для уточнения условий экономичности нормальных режимов линии электропередачи обратимся, прежде всего, к понятию максимального КПД линии передачи, который определяется как самое большое значение КПД при изменении нагрузки в достаточно широких пределах и неизменном напряжении одного из концов линии, т. е.  $\eta_m$ , удовлетворяющее уравнениям [3]:

$$\frac{\partial \eta}{\partial P_2} = 0 \quad \text{и} \quad \frac{\partial \eta}{\partial q_2} = 0, \quad (1)$$

где  $\eta$  – КПД линии электропередачи;

$$\eta = \frac{P_2}{P_2 + \Delta P}, \quad (2)$$

и величина потерь мощности в линии  $\Delta P$  может быть определена по формулам [3]. После дифференцирования выражения (2) согласно условию (1) и соответствующих преобразований можно получить формулу максимального КПД линии (приложение 1):

$$\eta_m = \frac{1}{2\sqrt{\alpha_x \alpha_y - \beta^2 + \gamma}}, \quad (3)$$

где

$$\alpha_x = B_d D_d - B_m D_m; \quad \alpha_y = A_d C_d + A_m C_m; \quad (4)$$

$$\beta = B_d C_m + A_m D_m; \quad \gamma = 2A_m C_m + 2B_d C_d + 1,$$

$A_d, B_d, C_d, D_d, A_m, B_m, C_m, D_m$  – действительные и мнимые составляющие обобщенных постоянных линии передачи.

Из анализа выражений (3) и (4) следует, что максимальный КПД относится к характеристикам линии электропередачи; его значение определяется сопротивлениями и проводимостями линии и ее компенсирующих устройств и свойственно каждой электропередаче.

Значения протекающих в конце линий активной и реактивной мощностей, при которых будет максимальный КПД, в относительных единицах на базе натуральной мощности определились следующим образом:

$$P_{2\eta_m} = \sqrt{\frac{\alpha_x}{\alpha_y} - \frac{\beta^2}{\alpha_y^2}}; \quad (5)$$

$$q_{2\eta_m} = \frac{\beta}{\alpha_y}. \quad (6)$$

Для дальностей передачи 200–1500 км  $P_{2\eta_m}$  изменяется примерно в пределах 0,1–0,9 и  $q_{2\eta_m}$  – 0–0,6; максимальному КПД соответствуют сравнительно небольшие активные нагрузки и невысокие значения коэффициента мощности (0,4–0,8). Режим работы линии с максимальным КПД для протяженных электропередач представляет практический интерес в режимах малых и средних нагрузок. Для таких электропередач при нагрузках, не соответствующих максимальному КПД, заметно увеличиваются относительные потери активной мощности и ухудшаются эксплуатационные экономические показатели электропередачи. Поэтому необходимо существенно использовать возможности для повышения режимной экономичности электропередачи. Одна из таких возможностей – обеспечение минимума потерь активной мощности за счет регулирования реактивной мощности линии и соответственно регулирования напряжений по концам линии передачи, а при наличии ограничений – относительного минимума потерь. В качестве параметра, определяющего указанный режим, удобнее принять перепад напряжений линии передачи или при фиксированном напряжении в ее конце  $U_2$  – напряжение в начале линии  $U_1$ . Тогда из уравнения

$$\frac{d\Delta P}{dU_1} = 0 \quad (7)$$

получим соответствующее условие этого режима.

Активные мощности в начале и в конце линии электропередачи через обобщенные постоянные можно представить соответственно выражениями:

$$P_1 = U_1^2 \frac{D}{B} \sin \alpha_{11} + \frac{U_1 U_2}{B} \sin(\Theta_{12} - \alpha_{12}); \quad (8)$$

$$P_2 = -U_2^2 \frac{A}{B} \sin \alpha_{22} + \frac{U_1 U_2}{B} \sin(\Theta_{22} + \alpha_{22}), \quad (9)$$

где  $U_1$  и  $U_2$  – модули напряжений в начале и в конце линии электропередачи;  $\Theta_{12}$  – угол сдвига между векторами напряжений  $U_1$  и  $U_2$ ;  $A, B, C, D$  – модули обобщенных постоянных линии электропередачи;  $\alpha_{11} = 90^\circ - \psi_B + \psi_D$ ;  $\alpha_{22} = 90^\circ - \psi_B - \psi_A$ ;  $\alpha_{12} = 90^\circ - \psi_B$ ;  $\psi_A, \psi_B, \psi_D$  – углы обобщенных постоянных  $A, B, D$ .

Из выражений (8) и (9) следует, что величина потерь активной мощности может быть определена по формуле

$$\Delta P = U_1^2 \frac{D}{B} \sin \alpha_{11} + U_2^2 \frac{A}{B} \sin \alpha_{22} + \frac{U_1 U_2}{B} \sin(\Theta_{12} - \alpha_{12}) - \frac{U_1 U_2}{B} \sin(\Theta_{12} + \alpha_{12}),$$

или после преобразований получим

$$\Delta P = \frac{1}{B} (U_1^2 D \sin \alpha_{11} + U_2^2 A \sin \alpha_{22} - 2U_1 U_2 \sin \alpha_{12} \cos \Theta_{12}). \quad (10)$$

На основе выражения (10) и уравнения (7) найдем перепад напряжений, при котором будут минимальные потери активной мощности в следующем виде:

$$\frac{U_1 - U_2}{U_2} = \frac{B_n \cos \Theta - \alpha_x}{\alpha_x} \quad (11)$$

и соответственно значение этих потерь

$$\Delta P_{\min} = \frac{A_n B_n + A_m B_m}{B^2} U_2^2 - \frac{U_1^2}{B^2}. \quad (12)$$

Рассмотрение значений перепада напряжений, соответствующих наибольшему КПД линии электропередачи в условиях заданной активной мощности, показало, что допустимые значения перепада получаются для малых и средних нагрузок, а для больших нагрузок они становятся недопустимо большими. Более существенные возможности для повышения экономичности режима электропередачи может составить глубокое регулирование напряжения линии в соответствии с изменением ее нагрузки. Появляется возможность передачи любой мощности с максимальным КПД. Однако имеется необходимость проведения исследований по технико-экономической оценке целесообразности и эффективности глубокого регулирования напряжения. В имеющихся попытках такой оценки [4], к сожалению, не учитывается ряд важных факторов. Так, электропередачи одного напряжения будут работать параллельно с сетями более низкого номинального напряжения, например линии 750 кВ – с сетями 330 кВ. Регули-

рование напряжения электропередачи 750 кВ приведет к перераспределению суммарного потока мощности между электропередачей и параллельно работающими сетями, что вызовет соответственно изменение потерь мощности и энергии в сетях. Это обстоятельство не учитывалось в указанных работах. Кроме того, в них выбор схемных и режимных параметров электропередач производится не по принципу минимума приведенных затрат, а по минимуму потерь активной мощности. В результате не учитываются затраты в компенсирующие и регулирующие устройства. В общем случае выражение приведенных затрат для определения экономической целесообразности и эффективности глубокого регулирования напряжения будет иметь следующий вид:

$$Z = p_L K_L + p_K K_K + p_T K_T + \Delta \mathcal{E}_n \beta_n + \Delta \mathcal{E}_x \beta_x + \Delta \mathcal{E}_c \beta_c, \quad (13)$$

где  $p_L K_L$ ,  $p_K K_K$  и  $p_T K_T$  – ежегодные отчисления от стоимости соответственно линии, компенсирующих устройств и трансформаторов (автотрансформаторов);  $\Delta \mathcal{E}_n$  – потери энергии на нагревание проводов электропередачи;  $\beta_n$  – стоимость 1 кВт·ч потерь энергии на нагревание проводов;  $\beta_x$  – стоимость 1 кВт·ч потерь энергии холостого хода передачи;  $\Delta \mathcal{E}_x$  – потери энергии холостого хода, включая и потери на корону;  $\Delta \mathcal{E}_c$  – изменение потерь энергии в шунтирующих сетях при изменении напряжения электропередачи.

Методом планирования эксперимента были проведены исследования [5] изменения потерь в шунтирующих сетях в зависимости от напряжения электропередачи 750 кВ для объединенной энергосистемы Юга. Было установлено, что, несмотря на колебания потерь при переходе от одного режима к другому, зависимость изменения потерь мощности в шунтирующих сетях от напряжения электропередачи 750 кВ остается почти неизменной. Выявлена корреляционная связь между напряжением электропередачи 750 кВ и изменением потерь мощности в шунтирующих сетях в виде следующего выражения:

$$\Delta P_c = \alpha U + (\beta - \gamma U) P, \quad (14)$$

где  $P$  и  $U$  – активная нагрузка и среднее напряжение электропередачи;  $\alpha$ ,  $\beta$ ,  $\gamma$  – эмпирические коэффициенты, определяемые из расчетов режимов электропередачи и шунтирующих сетей [6].

Расчеты [6] показали, что изменение напряжения электропередачи 750 кВ на 1 % приводит к изменению активной мощности в сети 330 кВ на 0,5–1,5 МВт и в самой линии 750 кВ – на 0,2–1 МВт (в зависимости от величины нагрузки электропередачи 750 кВ).. Таким образом, изменение потерь в шунтирующих сетях при регулировании напряжения электропередачи может быть больше, чем в самой электропередаче. Все это свидетельствует о необходимости учета изменения потерь в шунтирующих сетях при определении эффективности глубокого регулирования напряжений электропередач. Так как этого учета при рассмотрении глубокого регулирования [6] не производилось, указанная задача должна служить предметом специального исследования. Для ее решения необходимы данные об удорожании трансформаторов при глубоком регулировании напряжения. Принятый [4] коэффициент удорожания  $\alpha = 1,25$  представляется сомнитель-

ным. По данным Института трансформаторостроения [5], для мощных автотрансформаторов при регулировании напряжения в нейтрали относительное увеличение удельной стоимости автотрансформаторов, руб/(кВ·А), составляет 1–3 % на 1 % расширения пределов регулирования; значение 3 % относится к автотрансформаторам 1150 кВ. Для автотрансформаторов 750 кВ рекомендуется [5] 2 %. Это также свидетельствует о необходимости проведения специального исследования для выяснения областей применения глубокого регулирования напряжения. Здесь же сформулированы только принципиальные положения решения этой задачи.

Для оптимизации режимов электропередачи важно правильно учесть коронирование проводов при определении параметров линии электропередачи. К сожалению, имеющиеся методы определения потерь мощности на корону не могут быть использованы для этого учета, так как они базируются на расчете средних удельных потерь мощности на корону для следующих видов погоды: хорошая погода без осадков, сухой снег, изморозь, дождь и мокрый снег. С помощью этих методов определяют годовые потери энергии на корону по формуле

$$\Delta \mathcal{E}_k = I \sum_{n=1}^4 \Delta P_{кп} t_n,$$

где  $\Delta P_{ид}$  и  $t_i$  – потери мощности и числа часов, соответствующие  $i$ -й интенсивности дождя и мокрого снега.

Тогда среднегодовые потери мощности на корону при дожде и мокром снеге находятся по выражению

$$\Delta P_d = \frac{\Delta \mathcal{E}_d}{t_d}, \quad (15)$$

где  $t_d$  – общая продолжительность дождя и снега.

Для оптимизации режимов линии электропередачи среднегодовые потери мощности на корону не могут быть использованы в качестве исходной информации вследствие значительного изменения величины удельных потерь на корону в зависимости от погоды и ее распределения вдоль трассы линии электропередачи. Для примера приведем результаты измерений потерь на корону на электропередаче 750 кВ Конаковская ГРЭС – Москва. При среднегодовых удельных потерях 16–30 кВт/км удельные потери при плохой погоде составили 600–800 кВт/км [8]. Поэтому неправильно проводить оптимизацию режима линии электропередачи по активной проводимости, соответствующей среднегодовым удельным потерям на корону. Активная проводимость должна определяться по потерям, соответствующим моменту и погодным условиям оптимизации. При наличии указанных исходных данных потери мощности на коронирование проводов линии электропередачи для рассматриваемого режима могут быть подсчитаны по формуле

$$\Delta P_{к\Sigma} = \sum_l^0 \Delta P_{кп} I_n, \quad (16)$$

где  $l_n$  – длина участка линии электропередачи, на котором наблюдается в данном режиме погода « $i$ », и потери мощности на корону  $\Delta P_{кп}$ . Сумма  $\sum_l^0$  берется по всей длине линии. Возможно также определение активных проводимостей, соответствующих потерям на корону по участкам линии  $l_n$  с различной погодой и последующим последовательным сложением всех участков для получения эквивалентных параметров линии электропередачи.

Коронирование проводов приводит к изменению емкости линии. Величины этого изменения могут быть подсчитаны по формулам [8]. Для электропередачи 750 кВ при удельных потерях на корону  $\Delta P_k = 600$  кВт/км увеличение емкостной проводимости составило  $\Delta b = 0,54 \cdot 10^{-6}$  См/км, или примерно 12 % емкостной проводимости линии без короны. Для электропередач 750 и 1150 кВ желательно в каждом конкретном случае в зависимости от ожидаемой величины потерь на корону проверить необходимость учета этих потерь при определении реактивной проводимости линий электропередачи.

## ВЫВОДЫ

1. Для оптимизации нормальных режимов линий электропередачи могут быть использованы такие понятия, как экономический, максимальный и наибольший КПД [3]. Значение максимального КПД может быть определено по формуле (3), а соответствующие значения активной и реактивной мощности – по (5) и (6).

2. Существенные возможности для снижения технического расхода мощности представляет глубокое регулирование напряжения линии. Однако это мероприятие нуждается в тщательном технико-экономическом исследовании. Экономический эффект от глубокого регулирования напряжения может быть определен по формуле (13), которая отличается от ранее известных аналогичных формул учетом изменения технологического расхода энергии в шунтирующих сетях.

3. Для оптимизации режимов линии электропередачи должны учитываться по формулам (15) и (16) технологические расходы на корону, соответствующие моменту и погодным условиям оптимизации. При оптимизации может возникнуть необходимость учета изменения емкости линии за счет короны, что должно быть определено в каждом случае в соответствии с рекомендациями статьи.

*Приложение 1*

### Условия работы линии электропередачи с максимальным КПД

Максимальный КПД определяется как наибольшее значение КПД при изменении нагрузки в достаточно широких пределах и неизменном напряжении одного из концов линии, т. е. значение, удовлетворяющее уравнениям:

$$\frac{\partial \eta}{\partial P_2} = 0 \quad \text{и} \quad \frac{\partial \eta}{\partial q_2} = 0, \quad (\text{П. 1})$$

где КПД определяется формулой [3]:

$$\eta = \frac{P_2}{\alpha_x S_2^2 + \gamma P_2 - 2\beta q_2 + \alpha_y}, \quad (\text{П. 2})$$

Здесь  $\alpha_x = B_d D_d + B_m D_m$ ;  $\alpha_y = A_d C_d + A_m C_m$ ;  $\beta = B_d C_m - A_m D_m$ ;  $\gamma = 2A_m C_m + 2B_d C_d + 1$ ; мощности  $S_2$ ,  $P_2$ ,  $q_2$  – в относительных единицах на базе натуральной мощности; индекс «д» обобщенных постоянных обозначает их действительную часть, «м» – мнимую часть.

В соответствии с условиями (П. 1) на основе дифференцирования выражения (П. 2) найдены уравнения:

$$\alpha_y + \alpha_x q_2 \eta_m - 2\beta q_2 \eta_m - \alpha_x P_2^2 \eta_m = 0; \quad (\text{П. 3})$$

$$\alpha_x q_{2m} - \beta = 0, \quad (\text{П. 4})$$

определяющие значения активной и реактивной мощностей  $P_2$  и  $q_2$ , соответствующие минимальному КПД.

Подставляя в уравнение (П. 3) значение  $\alpha_x q_2 \eta_m = \beta$  из уравнения (П. 4), получим

$$\alpha_y - \beta q_2 \eta_m - \alpha_x P_2^2 \eta_m = 0. \quad (\text{П. 5})$$

Из уравнений (П. 5) и (П. 4) находим:

$$P_{2\eta_m} = \sqrt{\frac{\alpha_y}{\alpha_x} - \frac{\beta^2}{\alpha_x^2}}; \quad (\text{П. 6})$$

$$q_{2\eta_m} = \frac{\beta}{\alpha_x}. \quad (\text{П. 7})$$

Полная мощность, соответствующая максимальному КПД, будет равна

$$S_{2\eta_m} = \sqrt{\frac{\alpha_y}{\alpha_x}}. \quad (\text{П. 8})$$

Подставляя в формулу (П. 2) значения  $S_{2\eta_m}$ ,  $P_{2\eta_m}$ ,  $q_{2\eta_m}$ , по формулам (П. 8), (П. 6) и (П. 7) получим максимальный КПД

$$\eta_m = \frac{\sqrt{\frac{\alpha_y}{\alpha_x} - \frac{\beta^2}{\alpha_x^2}}}{\alpha_y + \gamma \sqrt{\frac{\alpha_y}{\alpha_x} - \frac{\beta^2}{\alpha_x^2}} - 2 \frac{\beta^2}{\alpha} + \alpha_y}, \quad (\text{П. 9})$$

или после преобразований

$$\eta_m = \frac{1}{2\sqrt{\alpha_x \alpha_y - \beta^2} + \gamma}. \quad (\text{П. 10})$$

Из этой формулы следует, что максимальный КПД линии передачи определяется ее сопротивлением и проводимостями и может быть отнесен к ее параметрам.

#### ЛИТЕРАТУРА

1. П о с п е л о в, Г. Е. Потери мощности и энергии в электрических сетях / Г. Е. Поспелов, Н. М. Сыч. – М.: Энергоиздат, 1981.
2. П о с п е л о в, Е. Г. Алгоритм определения потерь мощности и электроэнергии от перетоков реактивной мощности в протяженных линиях электропередач переменного тока / Г. Е. Поспелов // Электричество. – 1974. – № 8.
3. П о с п е л о в, Г. Е. Элементы технико-экономических расчетов систем электропередач / Г. Е. Поспелов. – Минск: Вышэйш. шк., 1967.

3. П о с п е л о в, Г. Е. Элементы технико-экономических расчетов систем электропередач / Г. Е. Поспелов. – Минск: Вышэйш. шк., 1967.

4. Р о м а н ю к, Ю. Ф. К вопросу о комплексном регулировании схемных и режимных параметров протяженных компенсированных электропередач / Ю. Ф. Романюк // Известия АН СССР. Энергетика и транспорт. – 1975. – № 5.

5. Е р ш е в и ч, В. В. Характеристики нормальных режимов электрических сетей напряжением 35–750 кВ / В. В. Ершевич, Г. Е. Поспелов, Л. Ф. Кривушкин // Электроэнергетика. – Минск: Вышэйш. шк., 1974. – Вып. 4.

6. К р и в у ш к и н, Л. Ф. Исследование установившихся режимов работы и условий регулирования напряжения в сетях 330–750 кВ: автореф. дис. ... канд. техн. наук / Л. Ф. Кривушкин. – Минск, 1976.

7. Л е в и т о в, В. И. Методика расчетной оценки условия потерь мощности и энергии на корону на проводах ЛЭП сверхвысокого напряжения / В. И. Левитов, В. И. Попков // Известия АН СССР. Энергетика и транспорт. – 1968. – № 1.

8. Л е в и т о в, В. И. Корона переменного тока / В. И. Левитов. – М.: Энергия, 1975.

Представлена кафедрой  
электрических систем

Поступила 15.04.2005

УДК 681.511.4

## МЕТОДИКА ПРОЕКТИРОВАНИЯ ИМПУЛЬСНЫХ УСТРОЙСТВ ФАЗОВОЙ СИНХРОНИЗАЦИИ

Кандидаты техн. наук ДЕРЮШЕВ А. А., СВИТО И. Л., ШМАКОВ М. С.

*Белорусский государственный университет информатики и радиоэлектроники*

Применение принципов импульсно-фазового управления в устройствах вторичного электропитания, регуляторах скорости вращения электродвигателей, системах телеметрии позволяет достичь более высоких технических характеристик, чем при другой функциональной организации устройств. Однако при проектировании импульсных устройств фазовой синхронизации (ИУФС) приходится учитывать тот факт, что зависимости динамических и качественных выходных характеристик устройства от его параметров имеют взаимнообратный вид. Традиционным для выполнения всех требований технического задания является введение дополнительных петель фазовой синхронизации [1], что усложняет схемотехническую реализацию ИУФС, увеличивает его стоимость, энергопотребление, габариты.

Перспективным путем улучшения динамических и спектральных характеристик при незначительном схемотехническом усложнении устройства является использование в ИУФС переключаемых структуры и параметров [2, 3]. Однако к настоящему моменту отсутствуют методы проектирования данных устройств, которые в полной мере учитывали бы дискретные свойства, интегральную импульсную модуляцию, нелинейности отдельных блоков [4, 5]. Это приводит к значительному ухудшению точности полу-