

УДК 621.311

ОБ ОДНОМ МЕТОДЕ ОПЕРАТИВНОЙ ОЦЕНКИ ОТНОСИТЕЛЬНЫХ ПРИРОСТОВ ПОТЕРЬ АКТИВНОЙ МОЩНОСТИ В СЕТИ ПО ТЕЛЕИЗМЕРЯЕМЫМ ПАРАМЕТРАМ РЕЖИМА

НАСИБОВ В.Х.

АзНИИ Энергетики и Энергопроектирования

Рассматривается приближенный метод оценки относительных приростов потерь мощности в сетях высокого напряжения, основанный на использовании телеизмерений напряжений в некоторых узлах.

При оперативном управлении для определения относительных приростов потерь мощности в энергосистеме можно использовать телеизмерения векторов напряжений источников без введения в расчеты данных о параметрах электрической сети, нагрузках электростанций и потребителей.

Как известно, в общем случае для неоднородных сетей:

$$\sigma_i^P + \mathcal{G}_i^Q = \frac{2(U_i - U_0)}{U} \quad (1)$$

$$\sigma_i^Q - \mathcal{G}_i^P = 2 \sin \delta_i \quad (2)$$

где, σ_i^P , σ_i^Q , \mathcal{G}_i^P , \mathcal{G}_i^Q - относительные приросты потерь активной мощности по активной мощности источника, относительные приросты активной мощности по реактивной мощности источника, относительные приросты потерь реактивной мощности по активной мощности источника и относительные приросты потерь реактивной мощности по реактивной мощности источника соответственно, U_i - напряжения источника, U_0 - напряжение балансирующего узла, U - среднее напряжение сети, δ_i - угол между векторами напряжений источников и балансирующего узлов.

В общем случае этих уравнений недостаточно для определения относительных потерь мощности, так как число неизвестных больше числа уравнений. Для приближенного решения этих уравнений сначала пренебрежем неоднородностью сети, когда добротность всех ветвей принимаем одинаковой, т.е.

$$\psi_s = \arctg \frac{x_s}{r_s} = \text{idem} \quad (3)$$

Тогда с учетом

$$\mathcal{G}_i^P = -\sigma_i^P \operatorname{tg} \psi \quad (4)$$

$$\mathcal{G}_i^Q = -\sigma_i^Q \operatorname{tg} \psi \quad (5)$$

Уравнения 1, 2 примут вид:

$$\sigma_i^P - \sigma_i^Q \operatorname{tg} \psi = \frac{2(U_i - U_0)}{U} \quad (6)$$

(7)

$$\sigma_i^Q + \sigma_i^P \operatorname{tg} \psi = 2 \sin \delta_i$$

Решением уравнений 6, 7 получаем следующие формулы для относительных приростов потерь активной мощности:

$$\sigma_i^P = \frac{2(U_i - U_0)}{U} \cos^2 \psi + \sin \delta_i \sin 2\psi \quad (8)$$

$$\sigma_i^Q = \frac{-(U_i - U_0)}{U} \sin 2\psi + 2 \sin \delta_i \cos^2 \psi \quad (9)$$

А если пренебречь различием в фазовых углах мощностей узлов, то $\operatorname{tg} \varphi_j = \frac{Q_j}{P_j}$ будут одинаковыми для всех узлов и тогда между относительными приростами потерь будут следующие соотношения: $\sigma_i^Q = \sigma_i^P \operatorname{tg} \varphi$ и $\vartheta_i^Q = \vartheta_i^P \operatorname{tg} \varphi$

При этом уравнения 1, 2 примут следующий вид:

$$\sigma_i^P + \vartheta_i^P \operatorname{tg} \varphi = \frac{2(U_i - U_0)}{U} \quad (10)$$

$$\sigma_i^P \operatorname{tg} \varphi - \vartheta_i^P = 2 \sin \delta_i \quad (11)$$

Решением уравнений 10, 11 получаем следующие уравнения для относительных приростов потерь:

$$\sigma_i^P = \frac{2(U_i - U_0)}{U} \cos^2 \varphi + \sin \delta_i \sin 2\varphi \quad (12)$$

$$\sigma_i^Q = \frac{(U_i - U_0)}{U} \sin 2\varphi + 2 \sin \delta_i \sin^2 \varphi \quad (13)$$

Как видно из рисунка 1, сумма правых и левых частей уравнений 8 и 9 при различных значениях добротности всех ветвей представляет собою полосу возможных решений ограниченной между $\operatorname{tg} \psi_{\max}$ и $\operatorname{tg} \psi_{\min}$ на плоскости напряжений и прироста потерь активной мощности.

А сумма правых и левых частей уравнений 12 и 13 при различных значениях фазовых углов мощностей представляет собой полосу возможных решений ограниченной между $\operatorname{tg} \varphi_{\max}$ и $\operatorname{tg} \varphi_{\min}$ на плоскости напряжений и прироста потерь активной мощности.

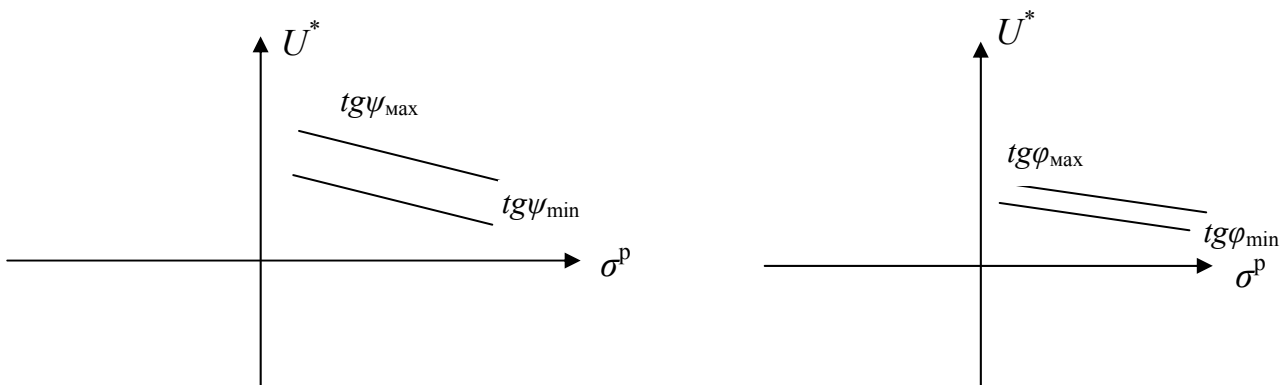


Рис 1

Сложив, левые и правые части уравнений 8, 9, 12, 13 и разделив на 2, получим уравнения относительных приростов потерь активной мощности в сети по двум усредненным параметрам.

$$\sigma_i = \frac{(U_i - U_0)}{U} (2 \cos^2 \psi + 2 \cos^2 \varphi - \sin 2\psi + \sin 2\varphi) + \sin \delta_i (\sin 2\psi + \sin 2\varphi + 2 \cos^2 \psi + 2 \sin^2 \varphi) \quad (14)$$

Уравнение 14 представляет собой совмещение двух графиков, представленных на рис. 1, и поэтому граница возможных изменений относительных приростов потерь становится еще уже, и увеличивается точность вычислений. Обозначим коэффициенты при двух переменных $\frac{(U_i - U_0)}{U}$, $\sin \delta_i$, стоящих внутри скобок, соответственно А и В, тогда уравнение 14 примет вид:

$$\sigma_i = A \frac{(U_i - U_0)}{U} + B \sin \delta_i \quad (15)$$

Относительный прирост потерь активных мощностей получается функцией двух переменных $\frac{(U_i - U_0)}{U}$ и $\sin \delta_i$. U_i и U_0 являются напряжениями источника и балансирующего узла, они обычно поддерживаются на уровне номинального значения, телеизмеряются и их можно использовать в темпе процесса управления.

Нужно заметить, что при оперативном управлении полученным уравнением можно воспользоваться, если будут определены из предварительных расчетов коэффициенты при двух переменных $\frac{(U_i - U_0)}{U}$ и $\sin \delta_i$, так как определение составляющих уравнения стоящих

внутри скобок в темпе процесса не представляется возможным. Чтобы получить рабочую формулу для оперативной оценки относительного прироста потерь мощности нужно провести расчеты ряда характерных режимов энергосистемы с определением действительных значений ОПП и коэффициентов А и В в уравнении 2.20, а также определить U-среднее напряжения сети. Дело в том, что использование U – среднего напряжения сети затруднительно потому, что напряжения не всех узлов доступны для телеизмерения, и обычно в телеизмерении напряжения содержатся существенные ошибки измерения. Поэтому для определения среднего напряжения сети можно воспользоваться регрессионными зависимостями среднего напряжения в функции напряжения некоторых узлов. Для определения этих узлов можно провести расчеты установившегося режима для нормальных и послеаварийных режимов с определением узлов, от напряжения которых в наибольшей степени зависит режим напряжения сети, так называемые сенсорные узлы. Напряжение этих узлов можно принять в качестве факторов для определения среднего напряжения сети.

Для определения коэффициентов А и В были проведены расчеты некоторых характерных режимов системы Азерэнерджи. Результаты расчетов с определением коэффициентов А и В приведены ниже:

Таблица 1

	А	В
1	0.0020	0.173
2	0.0024	0.166
3	0.0021	0.168
4	0.0023	0.170
5	0.0022	0.169

Из таблицы видно, что коэффициент А меняется в десятитысячных разрядах, а В- в тысячных разрядах, поэтому арифметическое среднее значение будет достаточно точно соответствовать искомым коэффициентам:

$A_{cp}=0.0022$, $B_{cp}=0.169$ и уравнение 15 примет вид:

$$\sigma_i = 0.0022 \frac{(U_i - U_0)}{U} + 0.169 \sin \delta_i \quad (16)$$

Для определения U- среднего напряжения сети в функции напряжений некоторых узлов, в системе Азербээнерджи были проведены расчеты нормальных режимов и послеаварийных режимов, полученных путем типовых отключений некоторых ЛЭП, в общей сложности 64 расчета. В результате было определено 7 узлов, от напряжения которых в наибольшей степени зависит режим напряжения сети, так называемые сенсорные узлы. Напряжение этих узлов были определены в качестве факторов для определения среднего напряжения сети. Ниже без подробностей приведены план эксперимента и найденные коэффициенты регрессии для среднего напряжения.

Таблица 2

	U, кВ							U _{cp}
	Говс. 220 X ₁	Мушвиг X ₂	I. Апш.500 X ₃	II. Мас.110 X ₄	Ахсу 110 X ₁ X ₂ X ₃ X ₄	Агджаб. X ₁ X ₂ X ₃	Акстафа 110 X ₁ X ₂ X ₄	
1	195	195	450	95	110	95	95	125.1
2	210	195	450	95	95	110	110	127.6
3	195	210	450	95	95	110	110	126.5
4	210	210	450	95	110	95	95	128.4
5	195	195	465	95	95	110	95	126.3
6	210	195	465	95	110	95	110	130.2
7	195	210	465	95	110	95	110	126.4
8	210	210	465	95	95	110	95	129.7
9	195	195	450	110	95	95	110	125.4
10	210	195	450	110	110	110	95	128.6
11	195	210	450	110	110	110	95	127.4
12	210	210	450	110	95	95	110	129.3
13	195	195	465	110	110	110	110	128.1
14	210	195	465	110	95	95	95	131.1
15	195	210	465	110	95	95	95	127.4
16	210	210	465	110	110	110	110	132.1

$$U = 120 + 0.7625U_{говс} + 0.4825U_{муш} + 0.5875U_{cp} + 0.2125U_{мас} + 0.4533U_{ахсу} + 0.2075U_{агдж} + 0.3215U_{акс} \quad (17)$$

При этом среднеквадратическое отклонение (СКО) в экспериментальных точках составляет 0.7%, а в базовых режимах, когда все факторы принимаются на среднем уровне, СКО составляет 1.5%, что находится на уровне погрешности измерения телеизмеряемых напряжений узлов. Таким образом, по телеизмеряемым значениям напряжений источников, балансирующего узла и 7 перечисленных выше узлов можно определять относительные приросты потерь мощности в сети в темпе процесса.

1. Электрические системы. Математические задачи электроэнергетики. /Под ред. В.А. Веникова, М.: Высшая школа, 1981,-288 с.
2. Холмский Д.В. К расчету относительных приростов потерь мощности в электрических сетях по векторам напряжений узлов. Вестник КПИ. Энергоэнергетика, №2, 1992г.

**REJİMİN PARAMETRLƏRİNİN TELEÖLÇMƏLƏRİNƏ ƏSASLANARAQ ŞƏBƏKƏDƏ
AKTİV GÜC İTKİLƏRİNİN NİSBİ ARTIMLARINI OPERATİV TƏYİN ETMƏ METODU
HAQQINDA**

NƏSİBOV V.X.

Yüksək gərginlikli elektrik şəbəkələrində aktiv güc itkilərinin nisbi artımlarını operativ surətdə təqribi təyin etmək üçün müəyyən düyün nöqtələrindəki gərginliyin teleölçmələrindən istifadə etmək təklif olunur.

**ABOUT ONE METHOD OF THE OPERATIVE ESTIMATION RELATIVE
INCREASE LOSSES OF ACTIVE CAPACITY IN THE NETWORK ON
TELEMEASURED PARAMETERS OF THE MODE**

NASIBOV V.Kh.

The approached method of an estimation relative increase losses of capacity in networks of the high voltage, based on use of telemeasurements of voltage in some units is considered.