

## ОБРАБОТКА ТЕЛЕИНФОРМАЦИИ ПОДСТАНЦИЙ С ПРИМЕНЕНИЕМ ВЕСОВЫХ КОЭФФИЦИЕНТОВ

Ярцев С.Д.

ОАО «Амурэнерго» ФАО «Центральные  
электрические сети»

Современные электроэнергетические системы (ЭЭС) представляют собой сложные, многосвязные, пространственно разнесенные иерархические объекты, функционирующие в условиях переменности их структуры, параметров и режимов работы при многочисленных внешних и внутренних возмущениях как систематического, так и случайного характера. Это определяет сложность задач управления ими.

В обеспечение надежности на уровне оперативного управления ЭЭС входят следующие задачи [1]: анализ возможных аварийных ситуаций в системе, оценка текущего режима, корректировка схем и режимов системы по условиям надежности, восстановление работы ЭЭС после системных аварий, расчет показателей и обеспечение требуемого уровня безопасности работы системы, расчет включенной составляющей оперативного резерва мощности, определение оптимальных перетоков мощности по линиям электропередачи (ЛЭП) и проверка допустимости разрешения ремонтных заявок. В соответствии с задачами этого уровня управления наибольшее внимание уделяется телеизмерениям (ТИТ) в системообразующих, питающих и транзитных ЛЭП.

На нижестоящем иерархическом уровне (предприятия электрических или распределительных сетей) к перечисленным задачам необходимо добавить контроль нагрузки трансформаторов и поддерживать нормированное напряжение в низковольтной сети потребителя, что обуславливает необходимость получения телеизмерений с обмоток низкого напряжения трансформаторов.

Измерения электрических величин: модулей напряжений и токов, активных и реактивных мощностей – неизбежно содержат ошибки. Ошибки, включающие в себя погрешности измерительных трансформаторов, измерительных, аналого-цифровых преобразователей и наводимых импульсов в линиях связи между измерительными цепями, возникают по всему тракту передачи измерительной информации.

При аварийных режимах в линиях электропередач и первичных обмотках силовых трансформаторов возможен режим предельной нагрузки, поэтому измерительные трансформаторы тока подбираются с завышенным коэффициентом трансформации. В нормальном режиме это приводит к снятию показаний в начале шкалы и увеличению погрешности измерений как трансформаторов тока, так и остальных измерительных устройств. Из-за ограниченности снятия напряжения с основных узлов и основообразующих высоковольтных линий затруднено техническое обслуживание и поверка измерительных трансформаторов.

В случае снятия измерений с обмоток низкой и средней сторон трансформатора измеряемые величины находятся на уровне среднего и выше среднего значения относительно предельной величины. При этом облегчаются условия технического обслуживания

измерительных трансформаторов, так как имеется возможность производить коммутацию секционных шин на низких сторонах силовых трансформаторов.

В качестве исходных данных уравнений узловых напряжений (УУН) в форме баланса мощностей при расчете установившегося режима используются активные и реактивные мощности нагрузок и генераторов. В связи с этим для получения результата расчета, близкого к существующему режиму электрической сети, необходимо большое внимание уделять достоверности вышеуказанных параметров. Достоверность этих параметров имеет важное значение и при выходе электроэнергетической системы из аварийного или ремонтного режима.

В последнее время наблюдается тенденция к развитию децентрализованной структуры устройств контролируемых пунктов (КП). Это означает выполнение устройств КП в виде набора территориально распределенных контроллеров с подключением входных измерительных цепей непосредственно к измерительным трансформаторам тока (ТТ) и трансформаторам напряжения (ТН). Таким образом, с каждой ячейки снимается информация о следующих параметрах: напряжения ( $U$ ), тока ( $I$ ), активной ( $P$ ) и реактивной ( $Q$ ) мощностям, частоты ( $F$ ), активной ( $W_P$ ) и реактивной ( $W_Q$ ) энергиям, что позволяет использовать эти контроллеры для снятия показаний в целях технического или коммерческого учета. Кроме этого, информация передается с метками времени, а также производится осциллографирование сигнала в случае выхода параметра за уставку. Возможность установки контроллеров непосредственно в ячейках распределительных устройств позволяет добиться существенной экономии кабеля при монтаже вторичных цепей.

Для проверки правильности монтажа вторичных цепей и отдельных измерительных составляющих контроллера для параметров  $U$ ,  $I$ ,  $P$ ,  $Q$  одной ячейки справедливо контрольное уравнение:

$$w_1 = \sqrt{P^2 + Q^2} - \sqrt{3} \cdot U \cdot I. \quad (1)$$

В случае правильного монтажа измерительного контроллера и выхода за предел невязки  $w_1$  невозможно определить, какой из параметров имеет грубую ошибку, поэтому необходимо ввести избыточный параметр. Им может быть измеренный или рассчитанный при статистическом анализе параметр  $\cos j$ . Тогда контрольные уравнения для определения грубой ошибки будут иметь следующий вид:

$$w_2 = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot U \cdot \cos j} - \frac{Q}{\sqrt{3} \cdot U \cdot \sin j} \quad (\text{исключение } I);$$

$$w_3 = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot I \cdot \cos j} - \frac{Q}{\sqrt{3} \cdot I \cdot \sin j} \quad (\text{исключение } U);$$

$$w_4 = \sqrt{3} \cdot U \cdot I \cdot \sin j - Q \quad (\text{исключение } P);$$

$$w_5 = \sqrt{3} \cdot U \cdot I \cdot \cos j - P \quad (\text{исключение } Q).$$

Предложенный алгоритм может определить грубую ошибку, возникающую в цифровом преобразователе, но, если взять подстанцию в целом, для сведения баланса необходимо учитывать погрешности ТТ и

ТН, классы точности которых могут быть различными.

В качестве примера на рис.1 приведена подстанция с реальными параметрами телеизмерений (табл. 1) на базе вышеуказанных контроллеров.

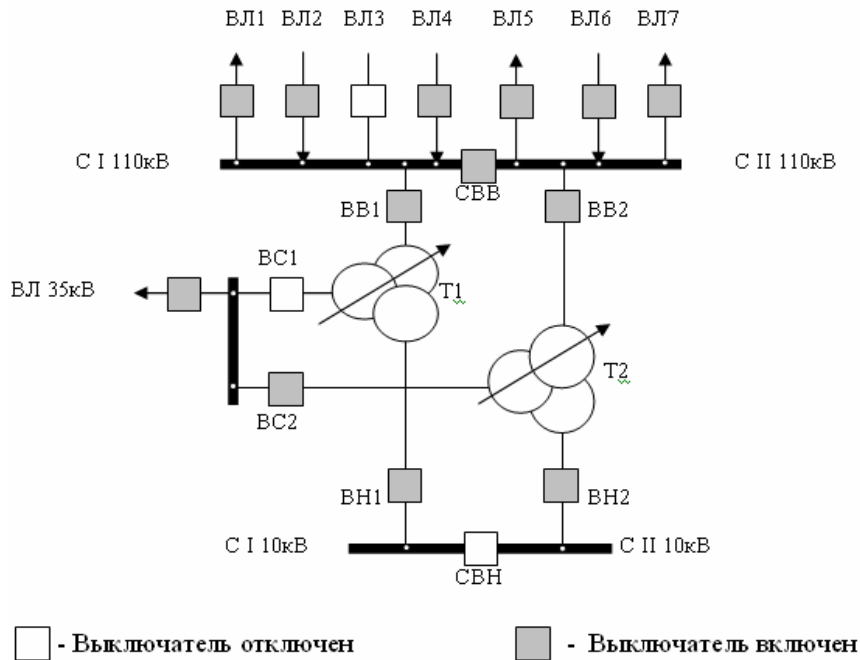


Рисунок 1. Подстанция

**Примечание.** ВЛ – выключатели линий 110кВ. СВВ – секционный выключатель 110кВ. ВВ – выключатель трансформатора по стороне 110кВ. ВС – выключатель трансформатора 35 кВ. ВН – выключатель трансформатора 10 кВ.

Таблица 1. Параметры телеизмерений

Наим. параметра	ВЛ1	ВЛ2	ВЛ3	ВЛ4	ВВ1	ВС1	ВН1	СВВ	ВЛ5	ВЛ6	ВЛ7	ВВ2	ВС2	ВН2
P мВт.	0,95	-14,9	0	-6,09	3,35	0	3,6	16,3	13,4	-14,1	0,91	15,8	10,9	4,81
Q мВар.	2,03	-11,3	0	-1,58	1,8	0	2,14	8,3	9,08	-10,1	0,07	9,4	5,8	2,19
U кВ.	119,1	119,3	119,2	119,3	119,2	36,3	10,4	119,2	119,2	119,2	119,1	118,5	36,3	10,3
I А.	12,5	90,8	0	33,2	18,5	0	231	88,9	78,8	84,2	4,87	80,9	196,2	295,8

Для схемы (рис.1) определяются приведенные к высокой стороне мощности средних и низких обмоток силового трансформатора:

$$P^{IP} = P_{BC} + \Delta P_C + P_{BH} + \Delta P_H + \Delta P_B \quad (2);$$

$$Q^{IP} = Q_{BC} + \Delta Q_C + Q_{BH} + \Delta Q_H + \Delta Q_B \quad (3)$$

где:  $\Delta P_C, \Delta P_H, \Delta P_B$  - потери активной мощности в средней, низкой и высокой обмотках трансформатора,

$\Delta Q_B, \Delta Q_B, \Delta Q_B$  - потери реактивной мощности в средней, низкой и высокой обмотках трансформатора,

$$\Delta P_C = \frac{P_{BC}^2 + Q_{BC}^2}{U_B^2} \cdot R_C;$$

$$\Delta Q_C = \frac{P_{BC}^2 + Q_{BC}^2}{U_B^2} \cdot X_C;$$

$$\Delta P_H = \frac{P_{BH}^2 + Q_{BH}^2}{U_B^2} \cdot R_H;$$

$$\Delta Q_H = \frac{P_{BH}^2 + Q_{BH}^2}{U_B^2} \cdot X_H;$$

$$\Delta P_B = \frac{P_B^2 + Q_B^2}{U_B^2} \cdot R_B + \Delta P_{XX};$$

$$\Delta Q_B = \frac{P_B^2 + Q_B^2}{U_B^2} \cdot X_B + \frac{I_{X\%} \cdot S_{НОМ}}{100},$$

где:  $R_C, R_H, R_B, X_C, X_H, X_B$  - активные и реактивные сопротивления средней, низкой и высокой обмоток трансформатора,

$U_B$  - напряжение на высокой стороне трансформатора,

$\Delta P_{XX}$  - потери активной мощности в режиме холостого хода,

$S_{НОМ}$  - номинальная мощность трансформатора.

Мощности на высокой стороне трансформатора:

$$P_B = P_{BC} + \Delta P_C + P_{BH} + \Delta P_H;$$

$$Q_B = Q_{BC} + \Delta Q_C + Q_{BH} + \Delta Q_H,$$

Далее определяются относительные погрешности телеизмерений для каждого присоединения. Для этого за абсолютную погрешность  $\Delta$  принимается величина  $w_1$  из соотношения (1). Тогда относительная погрешность [2]:

$$d = \frac{\Delta}{X\partial},$$

где:  $\Delta$  - абсолютная погрешность;

$X\partial$  - действительное значение измеряемой величины.

Так как у нас имеются два косвенных значения измеряемых величин:  $S_1 = \sqrt{P^2 + Q^2}$  и  $S_2 = U \cdot I \cdot \sqrt{3}$ , то в качестве действительного выберем наименьшее значение из них.

Умножив  $d$  на 100, получается процентное значение погрешности и составляется табл. 2.

**Таблица 2.** Относительная погрешность показаний измерительных контроллеров

Наим. параметра	ВЛ1	ВЛ2	ВЛ3	ВЛ4	ВВ1	ВС1	ВН1	СВВ	ВЛ5	ВЛ6	ВЛ7	ВВ2	ВС2	ВН2
S пред.	76	114	38	76	38	18	17	76	76	114	38	38	18	17
$S_1$ мВА	2,24	18,7	-	6,29	3,8	-	4,19	18,29	16,19	17,34	0,913	18,4	12,35	5,285
$S_2$ мВА	2,58	18,8	-	6,86	3,82	-	4,16	18,35	16,27	17,38	1,005	16,6	12,34	5,277
$d_s$ %	15	0,33	-	9	0,43	-	0,65	0,34	0,51	0,23	10,1	10,7	0,09	0,15

Как видно из табл.2, погрешность показаний тем больше, чем больше соотношение предельного значения параметра к измеренной величине, за исключением параметра ВВ2, что говорит о неисправности этого преобразователя.

Исходя из вышеизложенного материала и имея класс точности измерительных ТТ и ТН (табл.3), можно определить среднеквадратические отклонения от измеряемых величин при нормальном законе распределения:

$$d^2 = \left( \frac{\Pi_{изм} \cdot \sqrt{K_{ТТ}^2 + K_{ТН}^2 + d_s^2}}{100} \right)^2,$$

где:  $\Pi_{изм}$  - измеренное значение параметра;

$K_{ТТ}$  - класс точности трансформатора тока;

$K_{ТН}$  - класс точности трансформатора напряжения.

Среднеквадратичное отклонение для напряжения 110 кВ первой и второй секции соответственно будет равно:

$$d_{U1}^2 = \left( \frac{U_{изм1} \cdot \sqrt{K_{ТН}^2 + K_{\kappa}^2}}{100} \right)^2;$$

$$d_{U2}^2 = \left( \frac{U_{изм2} \cdot \sqrt{K_{ТН}^2 + K_{\kappa}^2}}{100} \right)^2,$$

где:  $K_{\kappa}$  – класс точности измерительного контроллера.

На следующем шаге определим контрольные уравнения для полного баланса мощностей на подстанции:

**Таблица 3.** Класс точности ТТ, ТН и среднеквадратичное отклонение от измеряемой величины присоединений.

Наим. параметра	ВЛ1	ВЛ2	ВЛ3	ВЛ4	ВВ1	ВС1	ВН1	СВВ	ВЛ5	ВЛ6	ВЛ7	ВВ2	ВС2	ВН2
$K_{ТТ}$	0,2	3	3	0,2	3	0,5	0,5	3	0,2	3	0,2	3	0,5	0,5
$K_{ТН}$	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
$(d^P)^2$	0,001	0,208	0	0,03	0,011	0	0,001	0,249	0,011	0,184	0,0008	0,493	0,0045	0,001
$(d^Q)^2$	0,006	0,12	0	0,002	0,003	0	0,0004	0,065	0,0057	0,095	0	0,174	0,0012	0,0002

$$W_1 = P_{ВЛ1} + P_{ВЛ2} + P_{ВЛ3} + P_{ВЛ4} + P_{ВЛ5} + P_{ВЛ6} + P_{ВЛ7} + \frac{P_{Т1}^{ПП} + P_{ВВ1}}{2} + \frac{P_{Т2}^{ПП} + P_{ВВ2}}{2} \quad (4)$$

$$W_2 = Q_{ВЛ1} + Q_{ВЛ2} + Q_{ВЛ3} + Q_{ВЛ4} + Q_{ВЛ5} + Q_{ВЛ6} + Q_{ВЛ7} + \frac{Q_{Т1}^{ПП} + Q_{ВВ1}}{2} + \frac{Q_{Т2}^{ПП} + Q_{ВВ2}}{2} \quad (5)$$

$$W_3 = P_{ВЛ1} + P_{ВЛ2} + P_{ВЛ3} + P_{ВЛ4} + P_{СВВ} + \frac{P_{Т1}^{ПП} + P_{ВВ1}}{2} \quad (6)$$

$$W_4 = Q_{ВЛ1} + Q_{ВЛ2} + Q_{ВЛ3} + Q_{ВЛ4} + Q_{СВВ} + \frac{Q_{Т1}^{ПП} + Q_{ВВ1}}{2} \quad (7)$$

$$W_5 = P_{ВЛ5} + P_{ВЛ6} + P_{ВЛ7} - P_{СВВ} + \frac{P_{Т2}^{ПП} + P_{ВВ2}}{2} \quad (8)$$

$$W_6 = Q_{ВЛ5} + Q_{ВЛ6} + Q_{ВЛ7} - Q_{СВВ} + \frac{Q_{Т2}^{ПП} + Q_{ВВ2}}{2} \quad (9)$$

$$W_7 = P_{Т1}^{ПП} - P_{ВВ1} \quad (10)$$

$$W_8 = Q_{Т1}^{ПП} - Q_{ВВ1} \quad (11)$$

$$W_9 = P_{Т2}^{ПП} - P_{ВВ2}, W_{10} = Q_{Т2}^{ПП} - Q_{ВВ2} \quad (12)$$

При решении задачи оценивания состояния можно применить апостериорный анализ с использованием контрольных уравнений [3], для чего необходимо минимизировать функцию:

$$\min_j = \left[ 0.5(\bar{y} - y)^T R_y^{-1} (\bar{y} - y) \right] \quad (13)$$

при ограничениях:  $W_k(y) = 0$ ,

где:  $\bar{y}$  - измеренные значения;  
 $y$  - расчетные значения;  
 $R_y$  - матрица весовых коэффициентов.

Тогда для вышеприведенного случая матрица

$\frac{dW_k}{dy}$  будет иметь вид:

$$\left[ \frac{dW_k}{dy} \right] = \begin{bmatrix} \frac{dW_1}{dP_{ВЛ1}} & \frac{dW_1}{dQ_{ВЛ1}} & \dots & \frac{dW_1}{dP_{ВЛ7}} & \frac{dW_1}{dQ_{ВЛ7}} & \frac{dW_1}{dP_{ВВ1}} & \frac{dW_1}{dQ_{ВВ1}} & \dots & \frac{dW_1}{dP_{ВВ2}} & \frac{dW_1}{dQ_{ВВ2}} & \dots & \frac{dW_1}{dU_2} \\ \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots \\ \frac{dW_{10}}{dP_{ВЛ1}} & \frac{dW_{10}}{dQ_{ВЛ1}} & \dots & \frac{dW_{10}}{dP_{ВЛ7}} & \frac{dW_{10}}{dQ_{ВЛ7}} & \frac{dW_{10}}{dP_{ВВ1}} & \frac{dW_{10}}{dQ_{ВВ1}} & \dots & \frac{dW_{10}}{dP_{ВВ2}} & \frac{dW_{10}}{dQ_{ВВ2}} & \dots & \frac{dW_{10}}{dU_2} \end{bmatrix}$$

Матрица весовых коэффициентов:  $[R_y] =$

$$\begin{bmatrix} (d_{ВЛ1}^P)^2 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & (d_{ВЛ1}^Q)^2 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & \dots & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & \dots & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & (d_{ВВ2}^P)^2 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & (d_{ВВ2}^Q)^2 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & (d^{U1})^2 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & (d^{U2})^2 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \end{bmatrix}$$

Таблица 4. Сравнительная таблица измеренных и расчетных параметров.

Наим. параметра	ВЛ1	ВЛ2	ВЛ3	ВЛ4	ВВ1	ВС1	ВН1	СВВ	ВЛ5	ВЛ6	ВЛ7	ВВ2	ВС2	ВН2
P изм мВт.	0,95	-14,9	0	-6,09	3,35	0	3,6	16,3	13,45	-14,1	0,91	15,8	10,9	4,81
P расч мВт.	0,95	-14,8	0	-6,08	3,63	0	3,56	16,32	13,46	-13,9	0,91	15,8	10,9	4,81
Q изм мВар.	2,03	-11,3	0	-1,58	1,8	0	2,14	8,3	9,08	-10,1	0,07	9,4	5,8	2,19
Q расч мВар.	2,04	-11,1	0	-1,58	2,36	0	1,37	8,29	9,11	-9,3	0,07	8,48	5,8	2,19

При минимизации функции (13) получается результат (табл.4) полностью сбалансированного режима подстанции.

Подставив расчетные значения мощностей средней и низкой сторон трансформатора в уравнения (2) и (3) для определения приведенных мощностей и сравнив с расчетной мощностью высокой стороны, можно сделать вывод о правильности расчетов.

Таким образом, приведенный метод расчета позволяет произвести оценивание состояния отдельной подстанции с учетом погрешностей, вносимых измерительными трансформаторами тока и напряжения, а также остальными измерительными устройствами.

#### СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ:

1. Автоматизация диспетчерского управления в электроэнергетике. Под общей редакцией Ю.Н. Руденко и В.А. Семенова. Москва 2000.
2. Задачи и примеры расчетов по электроизмерительной технике.
3. Р.М. Демидова-Панферова, В.Н. Малиновский, Ю.С. Солодов. М. Энергоатомиздат, 1990.
4. Обнаружение грубых ошибок телеизмерений в электроэнергетических системах. А.З. Гамм И.Н. Колосок Новосибирск "НАУКА" 2000.

#### АНАЛИЗ НАДЕЖНОСТИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ С ИСХОДНЫМИ ДАННЫМИ ТЕЛЕМЕТРИИ

Ярцев С.Д.

ОАО "Амурэнерго"

ФАО "Центральные электрические сети"

В процессе проектирования и эксплуатации электроэнергетических систем важнейшей задачей является определение их статистической и динамической устойчивости.

Как правило, ограничения в использовании связей между объединенными энергетическими системами (ОЭС) и большинством наиболее важных связей внутри ОЭС определяются условиями статической устойчивости линий электропередач (ЛЭП). Для ЛЭП, обеспечивающих выдачу мощности крупными электростанциями, а также для ряда транзитных связей определяющими могут быть требования динамической устойчивости. В ряде случаев предельные пере-

токи активной мощности по электропотреблению напряжением 110-330 кВ ограничиваются термически допустимыми нагрузками и уровнями напряжения в узлах сети.

Исследование поведения нагрузки узлов сети при больших снижениях напряжения представляет весьма сложную задачу, требующую учета их индивидуальных характеристик. Это вынуждает ограничиться лишь проверкой уровня напряжения, предполагая, что при его снижении ниже допустимого происходит нарушение электроснабжения соответствующего узла нагрузки. После введения диспетчерских ограничений электроснабжение может быть частично восстановлено.

В системообразующих сетях отсутствие режима может свидетельствовать о нарушении статической устойчивости из-за недостаточной пропускной способности оставшихся в работе линий электропередач, включенных параллельно с отказавшей.

В случае, когда происходит деление системы на несинхронно работающие части, необходим расчет послеаварийного режима в каждой из них.

Универсальных методов решения проблемы анализа надежности ЭЭС во всей совокупности перечисленных факторов не существует. Решение опирается на общие подходы, методы и алгоритмы, включающие характеристику критериев формирования решений и типов отказов, описание общего алгоритма анализа надежности ЭЭС и особенностей моделирования установившихся электрических режимов при исследовании надежности, характеристику методов моделирования отказов.

В условиях реального времени должны предъявляться жесткие требования к реакции расчетной модели, определяемой от нескольких десятков секунд при ведении режима и до нескольких минут при его планировании.

Для выполнения оперативных расчетов допустимости электрических режимов, их оптимизации и надежности применяются разные модификации уравнений узловых напряжений (УУН) [1]. Удовлетворить достаточно жестким требованиям быстродействия и робастности метода расчета в рамках одной модели практически невозможно, поэтому разработан класс моделей, используемых в зависимости от условий задачи: