

О НАДЕЖНОСТИ ПОЛУТОРНЫХ СХЕМ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СОЕДИНЕНИЙ

Ковалев А.П., Муха В.П., Якимюшина В.В., Шахова Е.А.

Донецкий национальный технический университет

Shakhova@ukrtop.com

The mathematical model and calculation formulas, which allows to estimate probability of falling out of power stations generators from synchronization by short circuit on discharge lines, are proposed. This formula is right for sesquialteral schemes (two bars systems with three switchers on two circuits).

Постановка проблемы. На электростанциях (ЭС) Украины и стран СНГ получили распространение и используются на напряжении 330 кВ полуторные схемы (две системы шин с тремя выключателями на две цепи) (рис.):

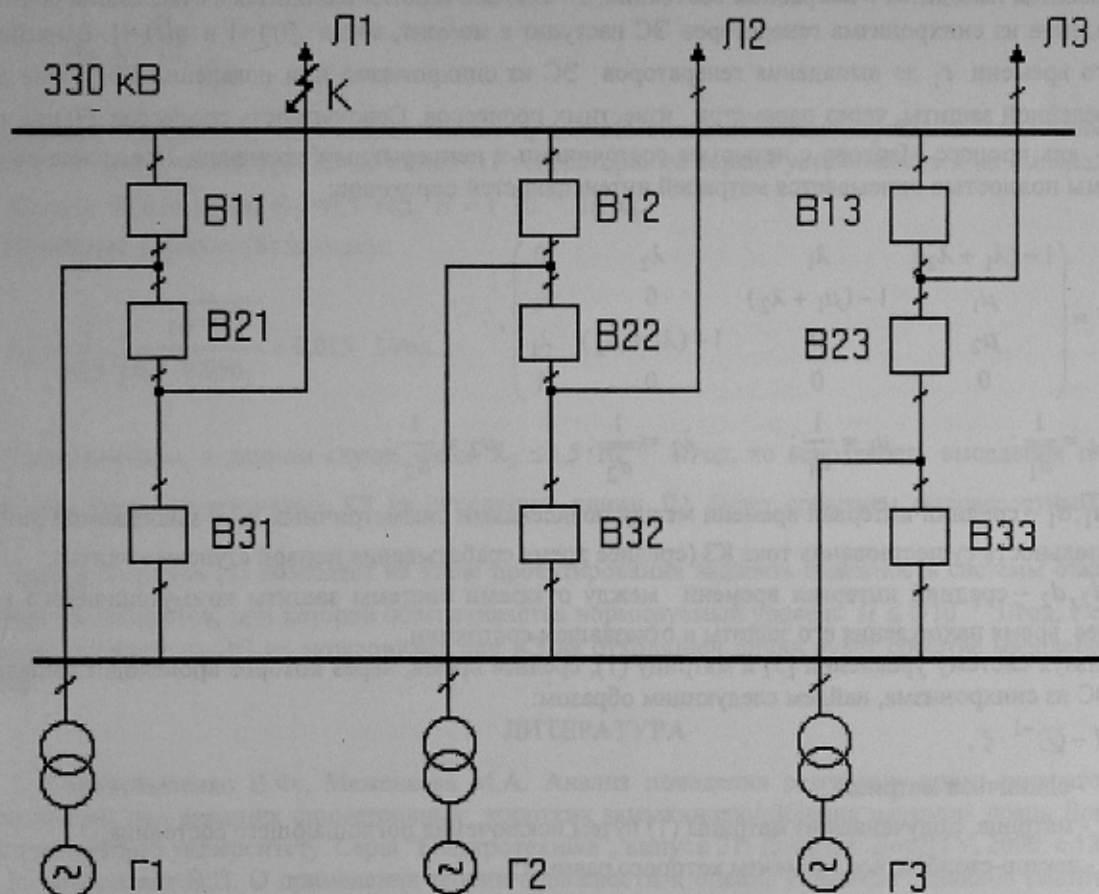


Рисунок - Полуторная схема соединений

Приведенная на рисунке схема имеет существенный недостаток. При симметричном коротком замыкании (КЗ) на отходящем присоединении вблизи системы шин и отказе в срабатывании основной защиты в действие приходит резервная защита (УРОВ) с выдержкой времени 0,5 с и отключает поврежденную линию. Все присоединения, кроме поврежденного, остаются в работе, а генераторы при этом теряют устойчивость к моменту отключения поврежденной линии и выпадают из синхронизма [1].

Выпадение из синхронизма генераторов ЭС наступает при совпадении в пространстве и времени следующих двух событий: короткое замыкание на отходящей линии Л1; отказ в срабатывании основной защиты выключателя В31 (рис.).

Цель работы. Определить, какой надежностью должна обладать система отключения защитного коммутационного аппарата 330 кВ вместе с основной релейной защитой, чтобы интенсивность совпадения описанных выше событий была бы на уровне $H = 1 \cdot 10^{-6}$ 1/год.

Результат исследований. При составлении математической модели, описывающей процесс выпадения генераторов ЭС из синхронизма, примем ряд допущений:

- релейная защита может выходить из строя только тогда, когда она находится в режиме ожидания;

- если в момент появления тока КЗ на защищаемой линии основная защита находится в исправном состоянии, то маловероятно, чтобы она вышла из строя, находясь в режиме тревоги [2-4];
- после каждого выявленного отказа в схеме релейной защиты или привода выключателя работоспособность защиты полностью восстанавливается (замена вышедшего из строя элемента новым);
- отказы в системе релейной защиты выявляются и устраняются только в результате профилактических проверок – Θ_2 ;
- проверки релейной защиты абсолютно надежные;
- под отказом средств защиты будем понимать такие повреждения в системе отключения выключателя или его релейной защиты, которые могут привести к отказу его в срабатывании при КЗ в зоне действия основной защиты;
- резервная защита (УРОВ) абсолютно надежна.

Изменения во времени состояния рассматриваемой линии Л1 (рис.), представим в виде марковского случайного процесса $\xi(t)$, с параметрами λ_1 и μ_1 , который может принимать два значения: 0 – в линии Л1 нет повреждений, приводящих к симметричным КЗ; 1 – в линии Л1 произошло симметричное КЗ. Аналогичной функцией $\eta(t)$ с параметрами λ_2 и μ_2 описывается система отключения защитного коммутационного аппарата: 0 – система защиты находится в исправном состоянии; 1 – система защиты находится в отказавшем состоянии.

Выпадение из синхронизма генераторов ЭС наступит в момент, когда $\xi(t)=1$ и $\eta(t)=1$. Выразим значения среднего времени τ_1 до выпадения генераторов ЭС из синхронизма при появлении КЗ в зоне действия основной релейной защиты, через параметры известных процессов. Совокупность процессов $\xi(t)=1$ и $\eta(t)=1$ рассмотрим как процесс Маркова с четырьмя состояниями и непрерывным временем. Поведение во времени такой системы полностью описывается матрицей интенсивностей переходов:

$$P = \begin{pmatrix} 1 - (\lambda_1 + \lambda_2) & \lambda_1 & \lambda_2 & 0 \\ \mu_1 & 1 - (\mu_1 + \lambda_2) & 0 & \lambda_2 \\ \mu_2 & 0 & 1 - (\lambda_1 + \mu_2) & \lambda_1 \\ 0 & 0 & 0 & 1 \end{pmatrix}, \quad (1)$$

$$\text{где } \lambda_1 = \frac{1}{d_1}; \quad \mu_1 = \frac{1}{d_1}; \quad \lambda_2 = \frac{1}{d_2}; \quad \mu_2 = \frac{1}{d_2};$$

$\overline{d_1}, d_1$ – средний интервал времени между появлениями симметричных КЗ в защищаемой линии Л1 и средняя длительность существования тока КЗ (среднее время срабатывания первой ступени защиты);

$\overline{d_2}, d_2$ – средний интервал времени между отказами системы защиты коммутационного аппарата ВЗ1 и среднее время нахождения его защиты в отказавшем состоянии.

Используя систему уравнений [5] и матрицу (1), среднее время, через которое происходит выпадения генераторов ЭС из синхронизма, найдем следующим образом:

$$\tau = (I - Q)^{-1} \cdot \xi, \quad (2)$$

где I – единичная матрица;

Q – матрица, полученная из матрицы (1) путем исключения поглощающего состояния;

ξ – вектор-столбец, все элементы которого равны 1;

$\tau = [\tau_i]_{i=1,2,3}$ – вектор-столбец.

Из (2) находим:

$$\tau_1 = \frac{\lambda_1(\lambda_1 + \mu_2) + \lambda_2(\lambda_2 + \mu_1) + (\lambda_1 + \mu_2)(\lambda_2 + \mu_1)}{\lambda_1\lambda_2(\lambda_1 + \mu_1 + \lambda_2 + \mu_2)}. \quad (3)$$

Среднее время нахождения системы отключения выключателя 330 кВ, вместе с его релейной защитой, если задан срок ее профилактики Θ_2 можно определить, используя формулу [6]:

$$d_2 = \Theta_2 - \overline{d_2} \left\{ 1 - \exp \left[- \left(\frac{\Theta_2}{d_2} \right) \right] \right\}. \quad (4)$$

Произведем в формуле (4) замену:

$$\lambda_i = \frac{1}{d_i}, \quad \mu_i = \frac{1}{d_i},$$

где $i=1,2$ и учитывая, что $\lambda_2\Theta_2 < 0.1$ получим:

$$\mu_2 = \frac{2}{\lambda_2\Theta_2^2}. \quad (5)$$

Подставляя формулу (5) в формулу (3) и учитывая, что $\lambda_1 < 100\mu_1$, $\lambda_2 < 100\mu_2$ и $\mu_1 \gg \mu_2$ получим:

$$\tau_1 = \frac{2}{\lambda_1 \lambda_2^2 \Theta_2^2} \quad (6)$$

Интенсивность выпадения генераторов ЭС из синхронизма можно определить, используя теорему восстановления [7]:

$$H = \lim_{T \rightarrow \infty} \frac{H(T)}{T} = \frac{1}{\tau_1} \quad (7)$$

Используя формулу (6) и (7), определяем, при какой интенсивности отказов системы отключения выключателя 330 кВ, вместе с его релейной защитой, обеспечивается нормируемый уровень $H \leq 1 \cdot 10^{-6}$ 1/год, т.е. вероятность выпадения генераторов ЭС из синхронизма при КЗ в отходящей линии Л1 было бы событие маловероятное:

$$\lambda_2 = \frac{1}{\Theta_2} \sqrt{\frac{H}{0,5\lambda_1}} \quad (8)$$

Пример. Определить, какой надежностью λ_2 должна обладать первая ступень защиты коммутационного аппарата В31 (рис.), чтобы при КЗ на линии Л1 генераторы не теряли устойчивость и не выпадали из синхронизма. Дано: $\lambda_1 = 0,036$ 1/год; $\Theta_2 = 0,5$ год; $H = 1 \cdot 10^{-6}$ 1/год.

Используя формулу (8) находим:

$$\lambda_2 = \frac{1}{0,5} \sqrt{\frac{10^{-6}}{0,5 \cdot 0,036}} = 0,015 \text{ 1/год.}$$

Следовательно, в данном случае, если $\lambda_2 \leq 1,5 \cdot 10^{-2}$ 1/год, то вероятность выпадения генераторов из синхронизма при симметричных КЗ на отходящей линии Л1 будет событием маловероятным ($H \leq 1 \cdot 10^{-6}$ 1/год).

Вывод. Формула (8) позволяет на этапе проектирования задавать надежность системы отключения коммутационных аппаратов, при которой обеспечивается нормируемый уровень $H \leq 1 \cdot 10^{-6}$ 1/год, т.е. вероятность выпадения генераторов ЭС из синхронизма при КЗ на отходящей линии будет событие маловероятное в течение года.

ЛИТЕРАТУРА

1. Сивокобыленко В.Ф., Меженкова М.А. Анализ поведения резервных защит генераторов блочных электростанций при внешних симметричных коротких замыканиях. / Збірник наукових праць Донецького державного технічного університету. Серія "Електротехніка", випуск 21: Донецьк: ДонДТУ, 2000. с.120-122.
2. Фабрикант В.П. О применении теории надежности к оценке устройств релейной защиты. – Электричество, 1965, №9, с.36-40.
3. Смирнов Э.П. Влияние профилактического контроля на результирующую надежность релейной защиты. – Электричество, 1965, №4, с.11-15.
4. Ковалев А.П., Белоусенко И.В., Муха В.П., Шевченко А.В. О надежности максимальных токовых защит, применяемых в сетях угольных шахт. – Электричество, 1995, №2, с.17-20.
5. Тихомиров В.И., Миронов М.А. Марковские процессы. – М.: Сов.радио, 1977, 485 с.
6. Ковалев А.П., Шевченко А.В., Белоусенко И.В. Оценка пожарной безопасности передвижных трансформаторных подстанций 110/35/6 кВ. Промышленная энергетика, 1991, №6.
7. Гнеденко Б.А., Беляев Ю.К., Соловьев А.Д. Математические методы в теории надежности. – М.: Наука, 1965, 386 с.