

О ЖИВУЧЕСТИ ОБЪЕКТОВ ЭНЕРГЕТИКИ

Ковалев А.П., Чурсинов В.И., Якимичина В.В.
Донецкий национальный технический университет

Failures occur at concurrence in space and time of some casual events. The majority of large failures in power supply systems and at the enterprises can be attributed to chained. In work the formula for definition of frequency of occurrence of chained failures is offered. The example of calculation is resulted.

Введение. Впервые в мире понятие живучести было сформулировано русским адмиралом Степаном Осиповичем Макаровым – это способность судна продолжать бой, имея повреждения в различных боевых частях [1].

В энергетике под живучестью понимается свойство объекта противостоять возмущениям, не допуская их каскадного развития с массовым нарушением питания потребителей [2].

В атомной энергетике существует принцип единичного отказа. Этот принцип заключается в том, что анализируются последствия аварийного отключения какого-либо элемента и одновременно с этим возникает случайный отказ в любой части системы, что не должно приводить к нарушению безопасности АЭС [3,4].

Следовательно, АЭС не должна терять своей живучести при совпадении в пространстве и времени любых двух случайных событий, появляющихся в любых ее системах и имеющих различную частоту появления и длительность существования.

Частота (вероятность) появления таких двойных событий и будет характеризовать живучесть АЭС.

Живучесть электроэнергетической системы (ЭЭС) зависит от ее структуры, конфигурации, надежности электрооборудования, средств релейной защиты и противоаварийной автоматики, а также от квалификации обслуживающего персонала, запаса устойчивости, резерва активной мощности и т.д. [5].

При эксплуатации ЭЭС наблюдается появление так называемых цепочечных аварий из-за последовательного отказа в срабатывании нескольких выключателей при отключении повреждений [6].

Цепочечные аварии наблюдались в 25 ЭЭС и двух ОЭС бывшего СССР. За 5 лет было зафиксировано 75 цепочечных аварий. В 81% случаев цепочечные аварии происходили из-за повреждений в сети и отказов в функционировании защитных коммутационных аппаратов [7]. На цепочечные аварии приходится 90% ущерба [9].

Под глубиной цепочной аварии понимается уровень расстройств функционирования установок энергосистемы при авариях и нарушениях в работе [6,7,8].

Показателем живучести может служить частота появления системных цепочечных аварий с различной глубиной нарушения электроснабжения [7].

Цель работы. Оценить частоту (вероятность) появления цепочечных аварий при эксплуатации ЭЭС и живучесть отдельных ее узлов при использовании АВР.

Материал и результаты исследований. В настоящей работе предлагается формула для определения частоты (вероятности) появления в ЭЭС цепочечных аварий, которые могут происходить при коротком замыкании (КЗ) в защищаемом элементе сети и отказе в срабатывании ряда защитных коммутационных аппаратов, через которые прошел сквозной аварийный ток:

$$H = \frac{1}{2^m} \lambda_j \prod_{i=1}^m \Theta_i^2 \lambda_{s,i}^2, \quad (1)$$

где λ_j – параметр потока КЗ в j -том элементе сети;

$\lambda_{s,i}$ – параметр потока отказов в срабатывании i -того защитного коммутационного аппарата. Здесь индекс s указывает на то, что учитывается поток отказов в срабатывании i -того защитного коммутационного аппарата;

Θ_i – интервал времени между профилактическими осмотрами системы отключения i -того защитного коммутационного аппарата вместе с его релейной защитой;

m – число защитных коммутационных аппаратов, через которые прошел сквозной аварийный ток, при этом действие их основной или резервной релейной защиты обязательно.

Формула (1) справедлива при выполнении условия: интервалы времени между появлениями КЗ в элементе сети и интервалы времени между отказами в срабатывании защитных коммутационных аппаратов не противоречат экспоненциальным функциям распределения вероятностей с параметрами соответственно λ_j ,

$\lambda_{s,i}$ и, кроме этого, соблюдается условие

$$\Theta_i \lambda_{s,i} < 0,1. \quad (2)$$

В том случае, если условие (2) не соблюдается, на кафедре электроснабжения промышленных предприятий и городов ДонНТУ разработаны математические модели в виде систем линейных дифференциальных уравнений. Они позволяют прогнозировать вероятность появления каскадных аварий практически любой «глубины», которые наблюдаются в энергосистемах и сетях промышленных предприятий.

Разработан принцип построения схем замещения для оценки сложных аварийных ситуаций, а также методика сбора и обработки необходимой статистической информации.

При выводе формулы (1) были приняты следующие допущения: устройства защиты могут выходить из строя только тогда, когда они находятся в режиме ожидания. Если к моменту возникновения повреждения в сети, на которое должна реагировать релейная защита, она находилась в исправном состоянии, то маловероятно, чтобы защита вышла из строя, находясь в режиме тревоги [10,11].

Отказы в схемах РЗ и приводе выключателя выявляются и устраняются только в результате профилактических проверок. Предполагается, что проверки РЗ и привода выключателя абсолютно надежны.

Под отказом в срабатывании защитного коммутационного аппарата будем понимать тот из них, который приводит к отказу в отключении поврежденного элемента сети при КЗ в зоне действия его релейной защиты [12].

В том случае, если сроки профилактики систем отключения защитных коммутационных аппаратов будут одинаковы (т.е. $\Theta_i = \Theta$, $i = \overline{1, m}$), тогда формула (1) примет вид:

$$H = \frac{1}{2^m} \lambda_j \Theta^{2m} \prod_{i=1}^m \lambda_{s,i}^2, \quad (3)$$

Вероятность появления каскадной аварии $Q(t)$ в течение времени t можно определить следующим образом:

$$Q(t) = 1 - e^{-Ht}. \quad (4)$$

Если $H \cdot t < 0,1$, то $Q(t) \cong H \cdot t$.

Пример 1. Для схемы, представленной на рисунке 1 определить вероятность аварийного отключения секций шин I и II в течение года при КЗ в одном из элементов сети, получающих электроэнергию от секции шин I, т.е. вероятность появления каскадной аварии.

Дано: $\lambda_j = 3$ 1/год, где $\lambda_j = \sum_{k=5}^{11} \lambda_k$, λ_k – параметр потока КЗ в элементах сети, получающих электроэнергию от секции I;

$\lambda_{s,0} = \lambda_{s,1} = \lambda_{s,2} = \lambda_{s,3} = \lambda_{s,4} = \lambda_{s,12} = \lambda_{s,13} = \lambda_{s,14} = 0,098 \cdot 1/\text{год}$ – параметр потока отказов в срабатывании защитного коммутационного аппарата;

$\Theta = 1$ год – интервал времени между профилактическими осмотрами системы отключения защитного коммутационного аппарата вместе с устройством релейной защиты.

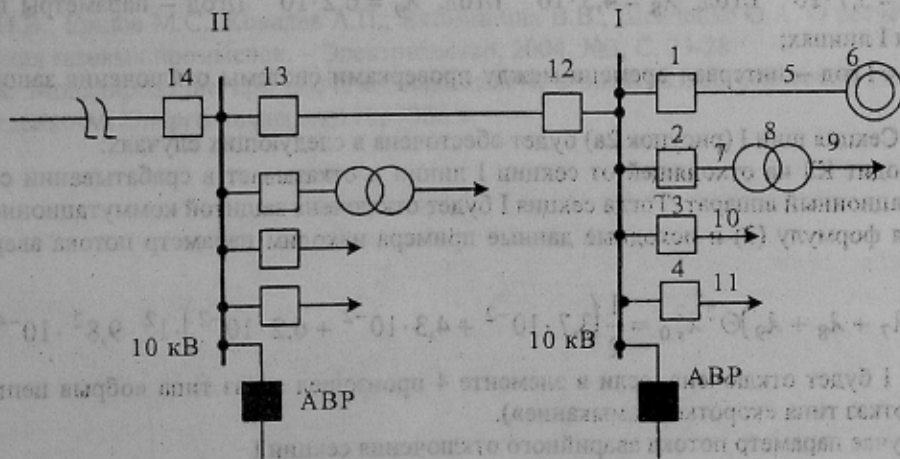


Рисунок 1 – Схема электроснабжения секций шин I и II

Решение. При КЗ в одном из k , $k = \overline{5,11}$ элементов (рис. 1) в действие приходят релейные защиты коммутационных аппаратов 14, 13, 12 и одного из коммутационных аппаратов отходящих от секции шин I линий (1 или 2, или 3, или 4).

Отключение секций I и II коммутационным аппаратом 14 произойдет при случайном появлении КЗ в одном из k элементов сети; при этом откажет в срабатывании ближайший к месту КЗ коммутационный аппарат, через который прошел сквозной аварийный ток, а также откажут в срабатывании аппараты 12 и 13.

Используя формулу (3) при $m=3$, находим:

$$H = \frac{1}{2^m} \sum_{k=5}^{11} \lambda_k \cdot \Theta^6 \cdot \prod_{i=1}^3 \lambda_{s,i}^2 = \frac{1}{2^3} \cdot 3 \cdot 1^6 \cdot 0,098^6 = 3,32 \cdot 10^{-7} \text{ 1/год.}$$

Вероятность появления каскадной аварии в течение 1 года и аварийного отключения секций шин I и II при КЗ в одном из k элементов сети, получающих электроэнергию от секции I, находим, пользуясь формулой (4). Поскольку $H \cdot t \ll 0,1$, то получим:

$$Q(t) \cong H \cdot t = H \cdot 1 = 3,32 \cdot 10^{-7}.$$

Пример 2. Оценить живучесть узла сети, секция I, рис. 2, при использовании АВР на секционном выключателе 6 для потребителей, получающих электроэнергию от секции шин I.

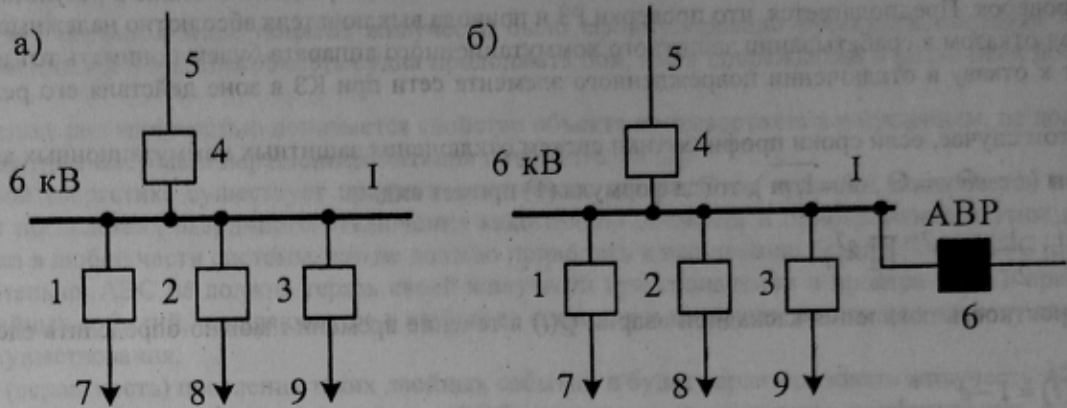


Рисунок 2 – Схема узла сети

Дано: $\lambda_{s,1} = \lambda_{s,2} = \lambda_{s,3} = \lambda_{s,0} = 9,8 \cdot 10^{-2}$ 1/год – параметр потока отказов в срабатывании защитного коммутационного аппарата;

$\lambda_{o,4} = 3,6 \cdot 10^{-2}$ 1/год – параметр потока отказов типа «обрыв цепи» вводного выключателя [11];

$\lambda_5 = 1,8 \cdot 10^{-2}$ 1/год – параметр потока КЗ в линии 5;

$\lambda_{s,6} = 5,2 \cdot 10^{-2}$ 1/год – параметр потока отказов секционного выключателя 6 при исчезновении напряжения на секции шин I из-за отказов типа «обрыв» в элементе 4, либо из-за КЗ в элементе 5 и его отключения;

$\lambda_7 = 3,7 \cdot 10^{-2}$ 1/год, $\lambda_8 = 4,3 \cdot 10^{-2}$ 1/год, $\lambda_9 = 6,2 \cdot 10^{-2}$ 1/год – параметры потоков КЗ на отходящих от секции I линиях;

$\Theta = 1$ год – интервал времени между проверками системы отключения защитных коммутационных аппаратов.

Решение. Секция шин I (рисунок 2а) будет обесточена в следующих случаях:

а) происходит КЗ на отходящей от секции I линии и отказывает в срабатывании соответствующий защитный коммутационный аппарат. Тогда секция I будет отключена защитой коммутационного аппарата 4.

Используя формулу (3) и исходные данные примера находим параметр потока аварийных отключений секции I

$$H_1 = \frac{1}{2} (\lambda_7 + \lambda_8 + \lambda_9) \Theta^2 \lambda_{s,0}^2 = \frac{1}{2} (3,7 \cdot 10^{-2} + 4,3 \cdot 10^{-2} + 6,2 \cdot 10^{-2}) \cdot 1^2 \cdot 9,8^2 \cdot 10^{-4} = 6,82 \cdot 10^{-4} \text{ 1/год.}$$

б) секция I будет отключена, если в элементе 4 произошел отказ типа «обрыв цепи» или в элементе 5 произошло КЗ (отказ типа «короткое замыкание»).

В этом случае параметр потока аварийного отключения секции I

$$H_2 = \lambda_4 + \lambda_5 = 3,6 \cdot 10^{-2} + 1,8 \cdot 10^{-2} = 0,054 \text{ 1/год.}$$

Следовательно интенсивность аварийного отключения секции I определим следующим образом:

$$H = H_1 + H_2 = 6,82 \cdot 10^{-4} + 0,054 = 0,05468 \text{ 1/год.}$$

Рассмотрим второй вариант: использование АВР на секционном выключателе (рис. 2б).

В случае, если в схеме имеется АВР на секционном выключателе (в нормальном состоянии секционный выключатель 6 отключен), тогда секция I (рис. 2б) обесточится при случайном появлении в элементе 4 отказа типа «обрыв цепи» либо в элементе 5 произошло КЗ, а система включения АВР на секционном выключателе находится в отказавшем состоянии. Параметр потока аварийных отключений H_3 секции I для этого случая находится следующим образом:

$$H_3 = \frac{1}{2}(\lambda_5 + \lambda_4) \Theta^2 \lambda_{s,6}^2 = \frac{1}{2}(1,8 \cdot 10^{-2} + 3,6 \cdot 10^{-2}) \cdot 1^2 \cdot 5,2^2 \cdot 10^{-4} = 0,73 \cdot 10^{-4} \text{ 1/год}$$

При наличии АВР на секционном выключателе (рис. 26) параметр потока аварийных отключений H_4 секции I определяется следующим образом:

$$H_4 = H_1 + H_3 = 6,82 \cdot 10^{-4} + 0,73 \cdot 10^{-4} = 7,55 \cdot 10^{-4} \text{ 1/год.}$$

Следовательно применение АВР на секционном выключателе б для исходных данных примера позволило повысить надежность электроснабжения потребителей, получающих электроэнергию от секции I в 520 раз.

$$K = \frac{H}{H_4} = \frac{0,05468}{7,55 \cdot 10^{-4}} = 72,4 \text{ раза.}$$

Выводы. Результат расчета показал, что если под наблюдением в течение 1 года будет находиться $N = 3 \cdot 10^6$ систем электроснабжения, аналогичных изображенной на рис. 1, суммарный параметр потока КЗ в электрооборудовании и линиях, получающих электроэнергию от секции I, будет равен 3 1/год, а параметр потока отказов в срабатывании защитных коммутационных аппаратов будет 0,098 1/год, то в течение года статистически произойдет такое КЗ, в результате которого аварийно отключатся секции шин I и II.

Применение АВР на секционном выключателе б для данных примера 2 повышает живучесть узла системы в 72 раза.

ЛИТЕРАТУРА

- 1 Макаров С.О. Разбор элементов, составляющих боевую силу судов. Морской сборник, 1894, №6, С. 1-106.
- 2 Надежность систем энергетики. Терминология. М.: Наука, 1980.-Вып.95.- 44с.
- 3 Самойлов О.Б., Усынин Г.Б., Бахметьев А.М. Безопасность ядерных энергетических установок – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 280 с.
- 4 Кужеков С.Л. Анализ надежности схем резервного электроснабжения С.Н. напряжением 6 кВ блочной ТЭС. Электрические станции, 2003, №1, С. 42-46.
- 5 Руденко Ю.Н., Ушаков И.А. Надежность систем энергетики. М.: Наука, 1986. – 276 с.
- 6 Китушин В.Г. Определение характеристик отказов системы при цепочечном развитии аварий. – Изв. АН СССР. Энергетика и транспорт, 1977, №3. С. 20–30.
- 7 Гук Ю.Б. Теория надежности в электроэнергетике: Учеб. пособие для вузов. – Л.: Энергоатомиздат, 1990. – 208 с.
- 8 Розанов М.Н. Надежность электроэнергетических систем.-М.: Энергоатомиздат, 1984. – 176 с.
- 9 Гук Ю.Б. Анализ надежности электроэнергетических установок – Л.: Энергоатомиздат. Ленинградское отделение, 1988. – 224 с.
- 10 Фабрикант В.П. О применении теории надежности к оценке устройств релейной защиты. – Электричество, 1965, №9, С. 36 – 40.
- 11 Белоусенко И.В., Ершов М.С., Ковалев А.П., Якимишина В.В., Шевченко О.А. О расчете надежности систем электроснабжения газовых промыслов. – Электричество, 2004, №3, С. 23-28.
- 12 Эндрени Дж. Моделирование при расчетах надежности в электроэнергетических системах: Пер. с англ./Под ред. Ю.И.Руденко.-М.: Энергоатомиздат, 1983.-336 с.