

А.П.Ковалёв, М.А.Нагорный, В.В.Якимишина, Т.А.Едемская

НАДЁЖНОСТЬ ГЛАВНЫХ ПониЗИТЕЛЬНЫХ ПОДСТАНЦИЙ УГОЛЬНЫХ ШАХТ

Надежность электроснабжения потребителей главной понижительной подстанции в различных режимах работы с учетом отказов электрооборудования и ошибок персонала.

К л ю ч е в ы е с л о в а: подстанция, потребители, секция шин, отказы электрооборудования, ошибки персонала, средняя наработка на отказ, среднее время восстановления, коэффициент готовности

Постановка проблемы. Надежность электроснабжения таких ответственных потребителей, как поверхностные и подземные потребители угольных шахт, от безаварийной работы которых зависит не только производительность труда, но и безопасность здоровья и жизни сотен шахтеров, во многом зависит от надежности главных понижительных подстанций (ГПП) угольных шахт. Аварийные перерывы в электроснабжении потребителей, которые получают электроэнергию от соответствующих секций шин ГПП, происходят как из-за повреждения электрооборудования и отказов средств защиты, так и по вине обслуживающего и эксплуатирующего электрооборудование ГПП персонала.

Поэтому оценка надёжности ГПП с анализом влияния того и другого фактора имеет большое теоретическое и практическое значение.

Анализ исследований и публикаций. Оценку надежности электроснабжения потребителей (узлов нагрузки сети электроснабжения) общепринято проводить в следующих трех режимах работы: статическом, динамическом и ремонтном [1].

В статическом режиме учитываются повреждения элементов типа «обрыв цепи». К повреждениям такого типа относятся отказы во вторичных цепях релейной защиты и автоматики (РЗА), которые приводят к автоматическому отключению выключателей, а также ложное и излишнее срабатывание защиты. Зная число аварийных отключений выключателей за время наблюдения, число однотипных выключателей, эксплуатирующихся на данной ГПП, определяем параметр потока отказов типа «обрыв цепи».

В этом режиме работы ГПП производится диагностирование работоспособного состояния (с постоянным интервалом времени θ) защитных коммутационных аппаратов и выявляются те отказы в системе автоматического отключения, которые могли бы привести к отказу в срабатывании при появлении короткого замыкания (КЗ) в зоне действия их максималь-

ной токовой защиты. При этом проверяются уставки релейной защиты (РЗ), целость и пригодность к использованию контактов реле, работоспособность катушки отключения, осматриваются привод выключателя, дугогасительные камеры, контактная система и изоляция, оценивается возможность перекрытия изоляции при внешних и внутренних перенапряжениях, проверяется система автоматического ввода резерва (АВР) на секционном выключателе, работоспособность защиты минимального напряжения и т.д.

Диагностированию подвергаются также сборные шины и разъединители: осматриваются крепления опорных изоляторов, их состояние (наличие трещин и пыли на поверхности), контактная система, измерительные приборы, выявляются и устраняются все обнаруженные повреждения. Диагностирование состояния сборных шин и разъединителей позволяет увеличивать интервалы времени между появлениями КЗ на шинах ГПП либо на элементах разъединителя, через которые протекает рабочий ток.

Зная число повреждений, выявленных в системе отключения выключателей в течение времени наблюдения t , число выключателей одного класса напряжения, определяем параметр потока «отказов в срабатывании» системы отключения i -го защитного коммутационного аппарата, т.е. такого устройства, которое позволяет защитить (отключить) потребителя от аномальных режимов его работы (КЗ, перегрузки и т.д.).

В динамическом режиме учитываются отказы типа КЗ и отказ системы отключения выключателя в срабатывании при появлении КЗ в зоне действия его максимальной токовой защиты. Повреждение типа «КЗ» может происходить в элементах сети, через которые проходит первичный рабочий и аварийный ток (отходящие от коммутационного аппарата линии, шины, разъединители, обмотки силовых трансформаторов). Под живучестью узла нагрузки (секции шин ГПП) будем понимать способность потребителей и их автоматических средств защиты противостоять возмущениям, которые могут привести к аварийному отключению узла. Эта живучесть определяется в динамическом режиме, т.е. когда в системе случайно происходят КЗ.

В ремонтном режиме учитываются ошибки обслуживающего персонала при различных ремонтных переключениях, которые могут привести к обесточиванию узла нагрузки. Фиксируется число аварийных случаев отключения секции шин ГПП за время наблюдения T из-за ошибок эксплуатирующего и обслуживающего персонала. Полученная информация позволяет определить параметр потока аварийных отключений секции шин из-за ошибок человека.

Цель статьи. Оценить надёжность электроснабжения потребителей, которые получают электроэнергию от одной из секций шин ГПП в статическом, динамическом и ремонтном режимах работы.

Результаты исследования. Оценка надёжности электроснабжения в статическом и ремонтном режиме не вызывает затруднения. В динамиче-

ском режиме необходимо учитывать два параметра – параметр потока КЗ в защищаемом элементе сети и отказ в срабатывании защитного коммутационного аппарата, через которые прошел сквозной аварийный ток. Частоту совпадения в пространстве и времени этих событий можно определить с помощью формулы [2]:

$$H_r = \frac{1}{2^m} \sum_{j=1}^n \lambda_j \prod_{i=1}^m \Theta_i^2 \omega_i^2, \quad (1)$$

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

ω_i – параметр потока отказов в срабатывании защитного коммутационного аппарата;

Θ_i – периодичность диагностирования системы отключения защитного коммутационного аппарата;

m – число защитных коммутационных аппаратов, через которые прошел сквозной аварийный ток и привел в действие их РЗ;

n – число j -х элементов, которые получают электроэнергию от i -го защитного коммутационного аппарата.

При исчезновении напряжения, подаваемого на узел нагрузки, происходит отключение вводного комплектного распределительного устройства (КРУ) защитой минимального напряжения («нулевой» защитой), блок-контакты отключившегося КРУ запускают АВР секционного выключателя и обеспечивают бесперебойное электроснабжение шин ГПП.

Аварийное отключение узла нагрузки происходит при совпадении в пространстве и времени двух случайных событий: аварийного отключения вводного КРУ защитой минимального напряжения и отказа в срабатывании АВР секционного выключателя. Параметр потока аварийных отключений узла нагрузки по этим двум причинам определим следующим образом:

$$H_r = 0,5 \cdot \omega_{oj} \cdot \omega_i^2 \cdot \Theta_i^2, \quad (2)$$

где ω_{oj} – параметр потока аварийных отключений i -го вводного КРУ из-за действия защиты минимального напряжения;

ω_i – параметр потока отказов в срабатывании системы АВР i -го секционного коммутационного аппарата;

Θ_i – периодичность диагностирования системы отключения АВР i -го секционного коммутационного аппарата.

При выводе формул (1) и (2) приняты следующие допущения и условия:

а) устройства защиты могут выходить из строя только тогда, когда они находятся в режиме ожидания;

б) если к моменту возникновения повреждения в сети, на которое должна реагировать РЗ, она находилась в исправном состоянии, то выход ее из строя в «режиме тревоги» маловероятен (В.П.Фабрикант, 1965);

в) интервалы времени между появлениями КЗ в элементах сети между

отключениями вводных КРУ защитой минимального напряжения и между отказами в срабатывании защитных коммутационных аппаратов (которые приводят к отключению поврежденного элемента сети при КЗ в зоне действия его РЗ, либо при исчезновении напряжения на питающей КРУ линии отказывает в срабатывании его «нулевая» защита) не противоречат экспоненциальной функции распределения вероятностей с параметрами соответственно $\lambda_k, \omega_{oi}, \omega_i$;

г) выполняется соотношение: $\Theta_i \cdot \omega_i < 0,1$.

В случае, если $\Theta_i = \Theta, i = \overline{1, m}$, формула (1) примет вид:

$$H_r = \frac{1}{2^m} \sum_{j=1}^n \lambda_j \cdot \Theta^{2m} \prod_{i=1}^m \omega_i^2. \quad (3)$$

Параметр потока аварийных отключений секции шин ГПП равен:

$$H = H_1 + H_2 + H_3, \quad (4)$$

где H_1, H_2, H_3 – параметры потока аварийных отключений секции шин в статическом, динамическом и в ремонтном режимах;

Вероятность бесперебойного электроснабжения секции шин ГПП в течение времени t

$$R(t) = e^{-Ht}.$$

Если $H \cdot t < 0,1$ то вероятность отказа $F(t) \approx H \cdot t$.

Среднее время между аварийными отключениями секций шин:

$$T_{cp} = \frac{1}{H},$$

среднее время восстановления электроснабжения секции шин после их аварийного отключения:

$$t_{cp} = \frac{\sum_{k=1}^l \lambda_k^* \cdot t_k}{H}, \quad (5)$$

где λ_k^* – параметр потока аварийного отключения секции шин из-за совпадения в пространстве и времени событий, соответствующих k -му минимальному сечению;

t_k – среднее время восстановления электроснабжения секции шин после происшедших отказов в соответствии с k -м минимальным сечением;

l – число минимальных сечений в схеме замещения,

а коэффициент готовности схемы ГПП:

$$K_r = \frac{T_{cp}}{T_{cp} + t_{cp}}. \quad (6)$$

Пример. В результате наблюдения по плану [NRT] в течение $T=12$ лет за эксплуатацией электрооборудования ГПП напряжением 110/6 кВ (рисунок 1), снабжающей электроэнергией поверхностные и подземные потре-

бители одной из угольных шахт Донбасса, были получены следующие параметры надежности оборудования (1/год):

$\lambda_{o6} = 0,29$ – параметр потока автоматического отключения выключателя 6 из-за повреждений вторичных цепей его РЗ;

$\lambda_5 = 0,125$ – интенсивность КЗ, либо витковых замыканий в обмотках трансформатора, в результате чего срабатывала РЗ коммутационного аппарата 6;

$\omega_4 = 0,375$ – параметр потока отказов в срабатывании системы отключения выключателя 4 из-за отказов в срабатывании «нулевой» защиты;

$\omega_{o4} = 0,625$ – параметр потока аварийных отключений выключателя 4 из-за действия защиты минимального напряжения;

$\omega_{10} = 0,25$ – параметр потока отказов в срабатывании системы АВР секционного выключателя 10;

$\omega_0 = \omega_1 = \omega_2 = \omega_3 = 0,23$ – параметр потока отказов в срабатывании системы отключения коммутационных аппаратов 1,2,3 из-за отказов максимальной токовой защиты;

$\lambda_7 = 0,34$, $\lambda_8 = 0,42$, $\lambda_9 = 0,67$ – интенсивность появления КЗ на линиях 7, 8, 9 соответственно;

$\lambda_{11} = 0,167$ – интенсивность появления КЗ на шинах 11 ГПП.

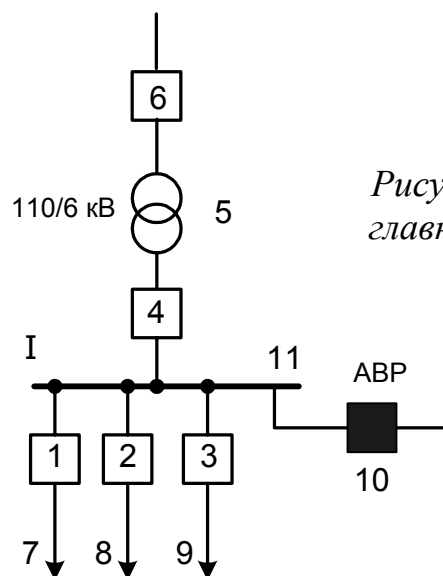


Рисунок 1 – Принципиальная схема главной понизительной подстанции угольной шахты

Диагностирование системы отключения выключателей ГПП, а также проверка работоспособности всех видов защит проводится 1 раз в полгода, т.е.: $\Theta_1 = \Theta_2 = \Theta_3 = \Theta_4 = \Theta_6 = \Theta_{10} = \Theta = 0,5$ года.

Среднее время восстановления электроснабжения секции I шин 11 из-за различных аварийных причин отключения следующее (ч):

$t_1 = 0,8$ – среднее время восстановления электроснабжения секции I из-за отказов в срабатывании «нулевой» защиты вводного выключателя 4 при исчезновении напряжения на секции (выключатель 6 отключился от

действия максимальной токовой защиты);

$t_2 = 1,2$ – среднее время восстановления электроснабжения секции I из-за аварийных отключений выключателя 4 защитой минимального напряжения и отказов в срабатывании АВР на секционном выключателе;

$t_3 = 6$ – среднее время восстановления электроснабжения секции I после ликвидации последствий КЗ, произошедшего на шинах ГПП;

$t_4 = 0,9$ – среднее время восстановления электроснабжения секции I после повреждения (КЗ или витковое замыкание) обмотки трансформатора, отключенном защитой выключателя 6 и отказе в срабатывании защиты минимального напряжения выключателя 4;

$t_5 = t_6 = t_7 = 2$ – среднее время восстановления электроснабжения секции I из-за отказов в срабатывании одного из фидерных выключателей 1, 2, или 3 при КЗ на присоединениях 7,8,9 соответственно;

$t_8 = 1,5$ – среднее время восстановления электроснабжения секции I, отключившейся от источника электроснабжения из-за ошибок эксплуатирующего персонала (ошибки переключения).

Кроме того $n_1 = 2$ 1/год – число погашений секции I ГПП из-за ошибок эксплуатирующего персонала.

Необходимо определить:

а) параметр потока аварийных отключений секции I шин 11 ГПП и ее среднюю наработку на отказ;

б) вероятность безотказного электроснабжения потребителей, получающих электроэнергию от секции I за время $t = 1$ год;

в) среднее время восстановления электроснабжения узла нагрузки (секции I) после его аварийного отключения;

г) коэффициент готовности ГПП снабжать электроэнергией потребителей, получающих питание от секции I;

д) вероятность аварийного отключения секции I в течение года с учетом только ошибок эксплуатирующего персонала;

е) долю отключения секции I из-за ошибок персонала по сравнению с отказами систем отключения КРУ и КЗ в защищаемых элементах.

Решение. Обозначим следующие события:

\bar{x}_j – КЗ в j -м элементе схемы;

\bar{x}_{oi} – отказ типа «обрыв цепи» в i -м коммутационном аппарате;

\bar{y}_i – отказ в срабатывании i -го коммутационного аппарата из-за отказа максимальной токовой защиты;

\bar{y}_{oi} – аварийное отключение вводного КРУ из-за действия «нулевой» защиты;

\bar{z}_4 – отказ в срабатывании коммутационного аппарата 4 из-за отказа в срабатывании «нулевой» защиты при исчезновении напряжения на секции I;

\bar{z}_0 – обесточивание секции I из-за ошибок персонала.

Используя принципиальную схему подстанции (рисунок 1) и принятые обозначения аварийных событий, построим «дерево» причин аварийного отключения секции I (рисунок 2а) и схему «минимальных сечений» (рисунок 2б). Эти схемы получены при следующих допущениях:

а) учитываются только двойные совпадения в пространстве и времени аварийных событий;

б) при повреждении обмоток силового трансформатора 5 защита коммутационного аппарата 6 надежно его отключит;

в) отказы в системе отключения выключателя и средств защиты выявляются в результате диагностирования, которое проводится с интервалом времени Θ ;

г) появление одновременно двух КЗ в различных элементах системы – маловероятное событие и в расчетах не учитывается.

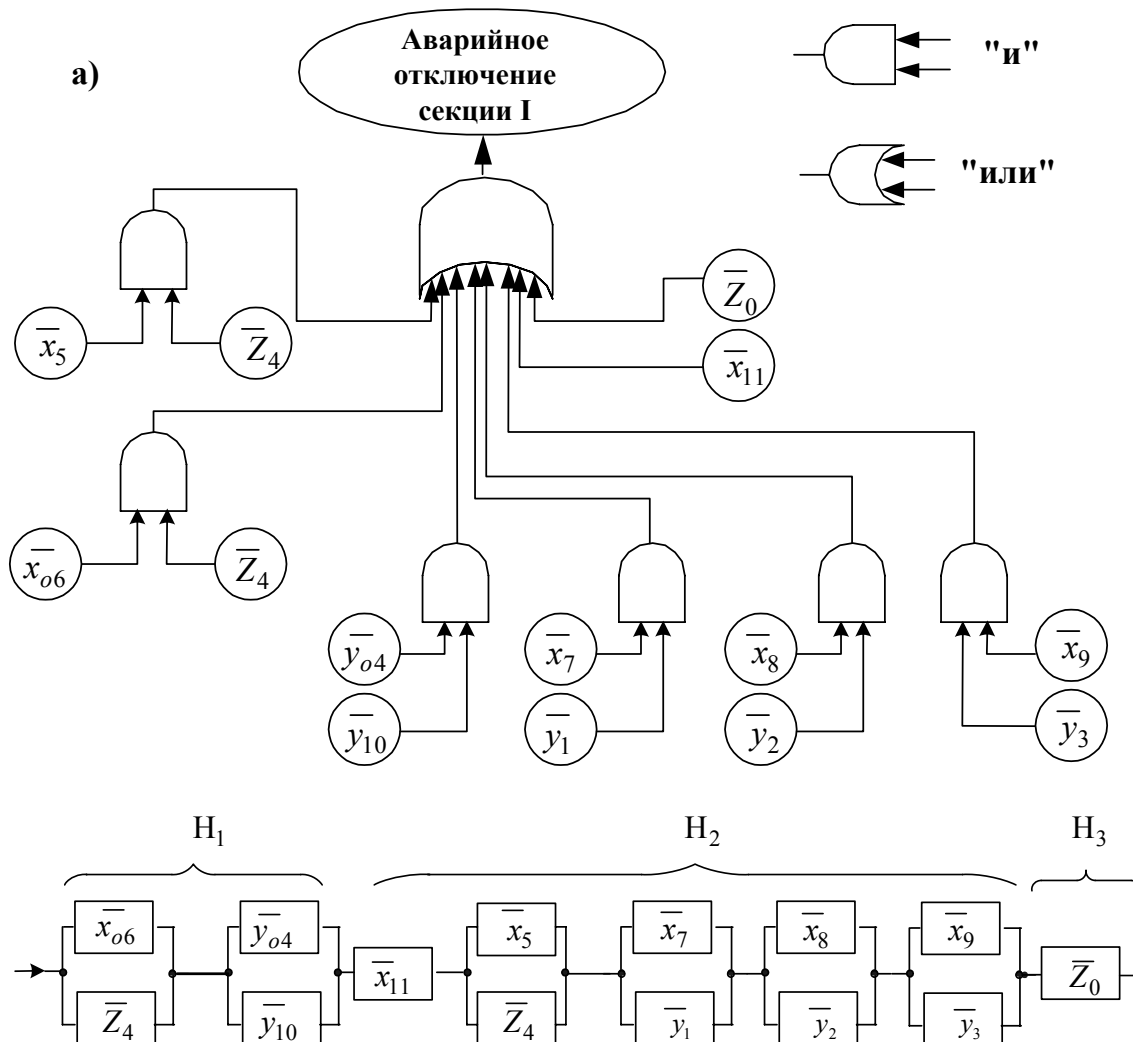


Рисунок 2 – Дерево причин аварийного отключения секции I шин 11 ГПП(а) и схема минимальных сечений (б)

Используя полученную схему «минимальных сечений», формулы (2), (3), (4) и исходные данные примера, находим параметр потока аварийных отключений секции I:

$$H_1 = 0,5 \cdot \lambda_{o6} \cdot \omega_4^2 \cdot \Theta^2 + 0,5 \cdot \omega_{o4} \cdot \omega_{I0}^2 \cdot \Theta^2 = 0,5 \cdot \Theta^2 \cdot (\lambda_{o6} \cdot \omega_4^2 + \omega_{o4} \cdot \omega_{I0}^2);$$

$$H_2 = \lambda_{I1} + 0,5 \cdot \lambda_5 \cdot \omega_4^2 \cdot \Theta^2 + 0,5 \cdot \lambda_7 \cdot \omega_1^2 \cdot \Theta^2 + 0,5 \cdot \lambda_8 \cdot \omega_2^2 \cdot \Theta^2 + 0,5 \cdot \lambda_9 \cdot \omega_3^2 \cdot \Theta^2 =$$

$$= \lambda_{I1} + 0,5 \cdot \Theta^2 \cdot [\lambda_5 \cdot \omega_4^2 + (\lambda_7 + \lambda_8 + \lambda_9) \cdot \omega_0^2];$$

$$H_3 = \frac{n_1}{T}.$$

Подставляя в полученные формулы исходные данные примера, получим (1/год): $H_1 = 0,01$; $H_2 = 0,179$; $H_3 = 0,167$; $H = 0,356$. Отсюда средняя наработка на отказ системы, снабжающей электроэнергией секцию I равна

$$T_{cp} = \frac{1}{H} = \frac{1}{0,356} = 2,8 \text{ года},$$

а вероятность бесперебойного электроснабжения в течение года ($t=1$ год) потребителей, получающих электроэнергию от секции I:

$$R(t) = e^{-H \cdot t} = e^{-0,356 \cdot 1} = 0,700.$$

Определим среднее время восстановления электроснабжения секции I после ее аварийного отключения, пользуясь формулой (5), при следующих значениях ее составляющих: $\lambda_1^* = 0,5 \cdot \lambda_{o6} \cdot \omega_4^2 \cdot \Theta^2$; $\lambda_2^* = 0,5 \cdot \omega_{o4} \cdot \omega_{I0}^2 \cdot \Theta^2$; $\lambda_3^* = \lambda_{I1}$; $\lambda_4^* = 0,5 \cdot \lambda_5 \cdot \omega_4^2 \cdot \Theta^2$; $\lambda_5^* = 0,5 \cdot \lambda_7 \cdot \omega_1^2 \cdot \Theta^2$; $\lambda_6^* = 0,5 \cdot \lambda_8 \cdot \omega_2^2 \cdot \Theta^2$; $\lambda_7^* = 0,5 \cdot \lambda_9 \cdot \omega_3^2 \cdot \Theta^2$; $\lambda_8^* = \frac{n_1}{T}$.

Отсюда λ_k^* , $k = \overline{1,8}$. Подставляя найденные значения λ_k^* , t_k (значения см. в условии примера) и H , находим $t_{cp} = 3,6 \text{ ч} = 0,00041$ года.

Коэффициент готовности схемы по формуле (6):

$$K_{\Gamma} = \frac{T_{cp}}{T_{cp} + t_{cp}} = \frac{2,8}{2,8 + 0,00041} = 0,99985.$$

Вероятность аварийного отключения секции I в течение года из-за ошибок обслуживающего или эксплуатирующего персонала:

$$Q(t) = 1 - e^{-\frac{n}{T} \cdot t} = 1 - e^{-\frac{2}{12} \cdot 1} = 0,154.$$

Таким образом, на ГПП данной шахты из-за ошибок персонала в обслуживании электрооборудования происходит 47,3 % аварийных отключений секции I шин, а остальные 52,7 % – из-за отказов электрооборудования и средств защиты.

Выводы:

1. Для обеспечения бесперебойного электроснабжения потребителей электроэнергии особое внимание следует обращать на подбор и обучение кадров, которые занимаются обслуживанием и ремонтом электрооборудования ГПП.

2. Для получения более достоверной и объективной оценки надежности электроснабжения потребителей целесообразно вести наблюдение не за группой однотипного электрооборудования нескольких ГПП, а наблюдать за отдельными образцами оборудования конкретно взятой ГПП (КРУ, шины, разъединители, трансформаторы и т.д.), начиная с момента ее ввода в эксплуатацию.

Список литературы

1. Руденко Ю.Н. Надежность систем энергетики /Ю.Н.Руденко, И.А.Ушаков. – М.: Наука, 1986. – 320 с.

2. Ковалев А.П. О живучести объектов энергетики /А.П.Ковалев, В.В.Якимишина // Промышленная энергетика. - 2006. - №1. – С. 25-29.