

УДК 621.316

АНАЛИЗ СРАБАТЫВАНИЯ ТОКОВЫХ ЗАЩИТ ПРИ РЕЗЕРВИРОВАНИИ ЛИНИЙ 6-10 КВ

Г.Ф. КУЦЕНКО, А.А. ПАРФЁНОВ

*Учреждение образования «Гомельский государственный
технический университет имени П.О. Сухого»,
Республика Беларусь*

Для того, чтобы свести к минимуму отрицательные последствия от коротких замыканий, необходимо знать значения токов коротких замыканий в определенных точках сети. Значения этих токов используются при расчете установок аппаратов релейной защиты. Согласно Правилам устройства электроустановок (ПУЭ) в сетях напряжением 6-10 кВ на одиночных линиях с односторонним питанием от многофазных замыканий, должна устанавливаться двухступенчатая токовая защита, первая ступень которой выполнена в виде токовой отсечки, а вторая – в виде максимальной токовой защиты с независимой или зависимой характеристикой выдержки времени.

В данной работе произведен расчет токов короткого замыкания в воздушных линиях электропередачи, 6-10 кВ, в нормальном режиме и при взаимном резервировании в случае аварийного отключения питания одной из линии. Исследования проводились на примере линий 10 кВ РУП «Гомельэнерго» Гомельского РЭС (рис. 1, 2). Далее был проведен анализ срабатывания максимальной токовой защиты в нормальном и аварийном режимах. В аварийном режиме происходит резервирование одной воздушной линии другой, т. е. к линии, которая остается в работе, присоединяется аварийно отключенная линия. При этом ток в линии увеличивается на величину нагрузки присоединенной линии, коэффициент чувствительности максимальной токовой защиты может не соответствовать требуемому значению, т. е. не произойдет срабатывание защиты.

Ток срабатывания максимальной токовой защиты [1]:

$$I_{СЗ} = \frac{k_H \cdot k_{СЗП}}{k_B} \cdot I_{РАБ.МАКС.}, \quad (1)$$

где k_H – коэффициент надежности, обеспечивающий надежное несрабатывание защиты путем учета погрешности реле с необходимым запасом, может приниматься равным 1,1-1,4 (для рассматриваемых линий $k_H = 1,25$, реле РТ-80, по данным службы релейной защиты (СРЗА); k_B – коэффициент возврата реле равен 0,6-1 (равен 0,85 для реле РТ-80); $k_{СЗП}$ – коэффициент самозапуска, зависит от вида нагрузки и ее параметров, от схемы и параметров питающей сети, для сельскохозяйственных районов равен 1,2-1,3 (согласно данным СРЗА и [1], исключение составляют линии со значительным количеством электродвигателей: крупные птицефабрики, животноводческие комплексы и др.); $I_{РАБ.МАКС.}$ – максимальный рабочий ток (ток нагрузки).

Коэффициент чувствительности защиты:

$$k_q = \frac{I_{К.МИН}}{I_{СЗ}}, \quad (2)$$

где $I_{к.мин}$ – минимальный ток короткого замыкания (при двухфазном коротком замыкании). Согласно ПУЭ, для основной зоны обязательно значение $k_{ч} \geq 1,5$, для резервной 1, 2.

На рис. 1, 2 представлены воздушные линии электропередачи Гомельского РЭС. Для каждого участка линии показаны длина, марка и сечение провода, мощность трансформаторных подстанций 10/0,04 кВ, в табл. 1 представлены их характеристики. Согласно данным СРЗА, комплект токовой защиты установлен на головном выключателе линии. На рис. 1 и 2 наиболее удаленные точки для расчета тока короткого замыкания обозначены точками k .

Таблица 1

Характеристики воздушных линий электропередачи

Линия	Длина, км	Суммарная мощность подстанций, кВА	Максимальный рабочий ток, А	Количество взаимнорезервирующих линий	Ток короткого замыкания в удаленной точке, $I_{к.мин}$ А	Коэффициент чувствительности, $k_{ч}$
№ 1-г	22,5	3505	202	2	624	1,74
№ 2	11,85	1513	87,5	2	422	1,17
№ 3	12,48	2533	146,4	1	389	1,08

Так, для линии № 1-г, показанной на рис. 1, ток срабатывания защиты при максимальном токе нагрузки равен:

$$I_{с.з} = 357,5 \text{ А.}$$

Ток двухфазного короткого замыкания в наиболее удаленной точке линии k (рис. 1):

$$I_{к.мин} = 624 \text{ А.}$$

Коэффициент чувствительности:

$$k_{ч} = 1,74.$$

Как видно, коэффициент чувствительности удовлетворяет требованиям.

Рассмотрим аварийный режим, когда к линии № 1-г (рис. 1) присоединяется линия № 2 (рис. 2). В этом случае, линия № 1-г и линия № 2 будут представлять собой одну линию, и наиболее удаленная точка для расчета тока короткого замыкания будет находиться в начале линии № 2. Ток срабатывания защиты останется таким же (357,5 А), ток двухфазного короткого замыкания будет равен:

$$I_{к.мин} = 422 \text{ А.}$$

Коэффициент чувствительности в этом случае:

$$k_{ч} = 1,17,$$

что не удовлетворяет требованиям. Как видно из приведенных расчетов, в аварийном режиме не будет обеспечено надежное срабатывание токовой защиты. Как правило, все линии имеют более одной резервной связи. В рассматриваемом случае их две. Рассмотрим еще один вариант: линия № 1-г остается питающей, а к ней присоединяется линия № 3. Характеристика линии и результаты расчетов приведены в

табл. 1. Как видно, ни в первом, ни во втором случае коэффициент чувствительности не удовлетворяет требованиям как основной, так и резервной защиты. Аналогичная ситуация складывается при резервировании всех линий с длиной больше 19 км. Эти выводы подтверждают также результаты, полученные в ходе анализа срабатывания защиты на примере семи моделей ВЛ 10 кВ, построенных по результатам исследований ВЛ 6-10 кВ РУП «Гомельэнерго». Характеристики и рисунки этих моделей представлены в ранее опубликованных работах [2, 3], в табл. 2 приведены результаты анализа срабатывания релейной защиты.

Таблица 2

Анализ срабатывания релейной защиты при резервировании

Для модели 1 $I_{СЗ} = 94 \text{ А}$	1+1														
Номер узла	2				2'				1'						
$I_{К.МИН}$, кА	4,21				2,89				2,37						
$k_{ч}$	44,90				30,79				25,21						
1+7															
Номер узла	2	13'	12'	11'	10'	9'	8'	7'	6'	5'	4'	3'	2'	1'	
$I_{К.МИН}$, кА	4,21	2,63	2,27	2,08	1,37	1,16	1,04	0,89	0,81	0,75	0,66	0,61	0,56	0,49	
$k_{ч}$	44,90	28,06	24,21	22,18	14,57	12,33	11,09	9,49	8,60	7,99	7,04	6,51	5,97	5,22	
Для модели 3 $I_{СЗ} = 133,5 \text{ А}$	3+2														
Номер узла	5				3'				2'				1'		
Токи к.з., кА	1,41				1,13				1,04				0,96		
$k_{ч}$	10,56				8,48				7,80				7,20		
3+5															
Номер узла	5	9'	8'	7'	6'	5'	4'	3'	2'	1'					
$I_{К.МИН}$, кА	1,41	1,03	0,87	0,81	0,74	0,67	0,64	0,56	0,50	0,47					
$k_{ч}$	10,56	7,69	6,51	6,08	5,53	5,04	4,82	4,23	3,77	3,50					
Для модели 5 $I_{СЗ} = 190,5 \text{ А}$	5+5														
Номер узла	9	9'	8'	7'	6'	5'	4'	3'	2'	1'					
$I_{К.МИН}$, кА	0,54	0,47	0,43	0,42	0,40	0,38	0,37	0,34	0,32	0,30					
$k_{ч}$	2,84	2,45	2,26	2,19	2,08	1,98	1,93	1,78	1,66	1,59					
5+7															
Номер узла	9	13'	12'	11'	10'	9'	8'	7'	6'	5'	4'	3'	2'	1'	
$I_{К.МИН}$, кА	0,54	0,48	0,47	0,46	0,41	0,39	0,37	0,35	0,34	0,33	0,31	0,30	0,29	0,27	
$k_{ч}$	2,84	2,52	2,45	2,40	2,15	2,04	1,97	1,86	1,78	1,73	1,63	1,57	1,50	1,40	
6+7															
Номер узла	7	13'	12'	11'	10'	9'	8'	7'	6'	5'	4'	3'	2'	1'	
$I_{К.МИН}$, кА	0,52	0,45	0,44	0,43	0,39	0,37	0,36	0,34	0,33	0,32	0,30	0,29	0,28	0,26	
$k_{ч}$	2,78	2,43	2,37	2,33	2,10	2,00	1,93	1,82	1,75	1,70	1,61	1,55	1,49	1,39	
Для модели 7 $I_{СЗ} = 294,4 \text{ А}$	7+1														
Номер узла	13				2'				1'						
$I_{К.МИН}$, кА	0,45				0,42				0,41						
$k_{ч}$	1,51				1,42				1,39						

Окончание табл. 2

7+4														
Номер узла	13	7'	6'	5'	4'	3'	2'	1'						
$I_{к.мин}$, кА	0,45	0,40	0,38	0,38	0,36	0,35	0,34	0,31						
$k_{ч}$	1,51	1,37	1,31	1,27	1,22	1,18	1,15	1,07						
7+7														
Номер узла	13	13'	12'	11'	10'	9'	8'	7'	6'	5'	4'	3'	2'	1'
$I_{к.мин}$, кА	0,45	0,41	0,40	0,40	0,36	0,34	0,33	0,32	0,30	0,30	0,28	0,27	0,26	0,24
$k_{ч}$	1,51	1,40	1,36	1,34	1,22	1,17	1,13	1,07	1,03	1,00	0,95	0,92	0,89	0,83

В табл. 2 показаны некоторые случаи резервирования воздушных линий электропередачи. Большой номер модели соответствует большей длине линии, номера узлов со штрихом относятся к резервируемой линии. Резервирование может осуществляться по всей длине линии (до узла 1') или до какого-то узла с отключением части потребителей (до узла 2', 3', 5' и т. д.). Как видно из таблицы, с увеличением длины как питающей, так и резервируемой линии, коэффициент чувствительности уменьшается. Так, при резервировании с длиной питающей и резервируемой линий до 19 км (5 модель), коэффициент чувствительности соответствует требуемому значению. В линиях с большей длиной резервирование возможно или в случае отключения части потребителей, или в случае резервной защиты. А для самых длинных линий (модель 7 – 28,3 км) резервирование возможно лишь части потребителей в случае не основной защиты. Следовательно, при проведении оперативных переключений по обеспечению бесперебойного электроснабжения потребителей и как один из критериев выбора оптимального варианта резервирования, необходимо провести анализ срабатывания релейной защиты на резервируемых линиях.

Для обеспечения надежного и селективного отключения поврежденного участка может быть использован один из следующих принципов выполнения защиты [4]: а) установка комплекта релейной защиты на секционирующих выключателях, а именно максимальной токовой направленной защиты; б) максимальная токовая защита без элемента направления, но с автоматически изменяющейся настройкой; в) делительная автоматика минимального напряжения, отключающая секционирующий выключатель в бестоковую паузу перед действием АВР.

Все эти методы требуют значительных материальных затрат, если учесть, что количество линий всего лишь в одном Гомельском РЭС около 100.

Так как все линии имеют больше одной резервной связи с другими линиями (рис. 1, 2), то мы предлагаем рассматривать различные варианты взаимного резервирования линий и выбирать тот вариант, при котором будут удовлетворяться требования срабатывания релейной защиты. Также возможен вариант, когда происходит резервирование не по всей длине линии, а лишь части, в результате, в работе остаются не все потребители. В этом случае также необходимо выбирать вариант с наименьшим количеством отключаемых потребителей.

Анализ срабатывания защиты проводился при максимально возможной нагрузке линий электропередачи. В то же время, реальная нагрузка линий, согласно данным диспетчерской службы РУП «Гомельэнерго», составляет 20-50 % от максимально возможной. Если в расчетах тока срабатывания защиты принимать реальные максимально возможные рабочие токи, то чувствительность релейной защиты будет обеспечена в большинстве случаев.

Список литературы

1. Шабад М.А. Расчеты релейной защиты и автоматики распределительных сетей. – Л.: Энергоатомиздат, 1985.
2. Куценко Г.Ф., Парфенов А.А. Моделирование распределительных сетей напряжением 6-10 кВ //Энергосбережение. Электроснабжение. Автоматизация: Материалы международной научно-технической конференции (22-23 ноября 2001 г. – Гомель). – Учреждение образования «ГГТУ им. П.О. Сухого», 2001. – С. 84-86
3. Куценко Г.Ф., Парфенов А.А. Исследование возможности резервирования ВЛ 6-10 кВ с учетом отклонения напряжения //Вестник ГГТУ им. П.О.Сухого. – 2003. – № 1.
4. Шабад М.А. Автоматика электрических сетей 6-35 кВ в сельской местности. – Л.: Энергия, 1979.

Получено 11.10.2002 г.