

ЧУВСТВИТЕЛЬНОСТЬ МАКСИМАЛЬНОЙ ТОКОВОЙ ЗАЩИТЫ ПРИ РЕЗЕРВИРОВАНИИ ВЛ 6–10 кВ

Канд. техн. наук, доц. КУЦЕНКО Г. Ф., ассист. ПАРФЕНОВ А. А.

Учреждение образования

«Гомельский государственный технический университет имени П. О. Сухого»

Для того чтобы свести к минимуму отрицательные последствия от коротких замыканий, необходимо знать значения токов коротких замыканий в определенных точках сети, которые используются при расчете уставок 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 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 линий. Исследования проводились на примере линий 10 кВ РУП «Гомельэнерго» (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, остающейся 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 определяем по формуле [1]

$$I_{с.з} = \frac{k_n k_{сзп}}{k_b} I_{раб.мах} , \quad (1)$$

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

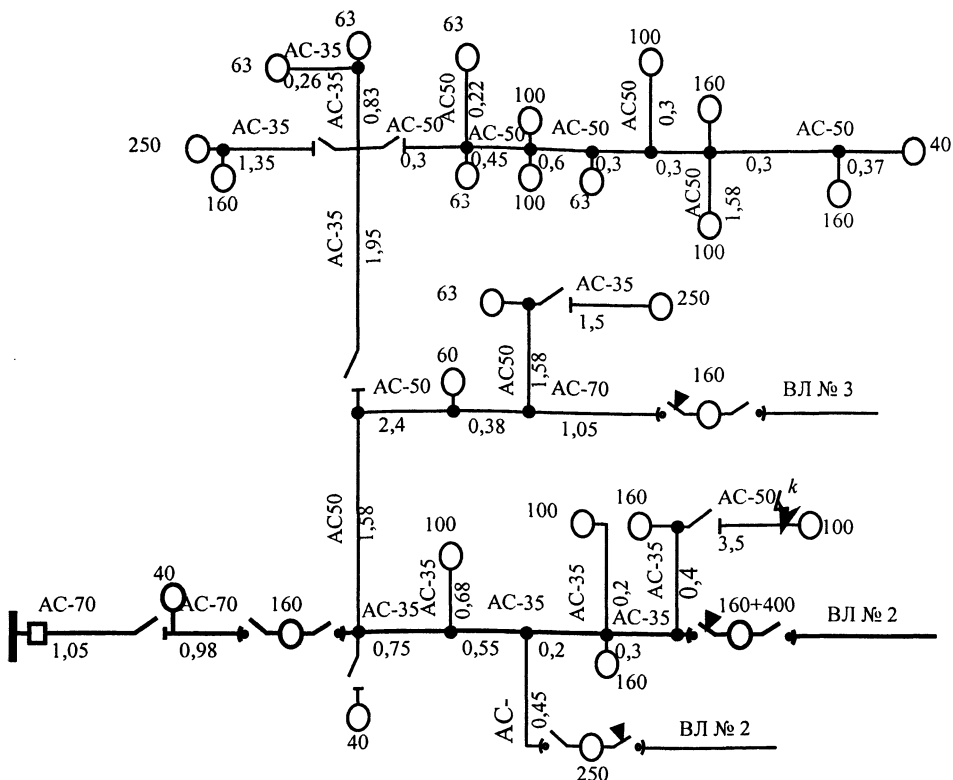


Рис. 1. Воздушная линия электропередачи № 1

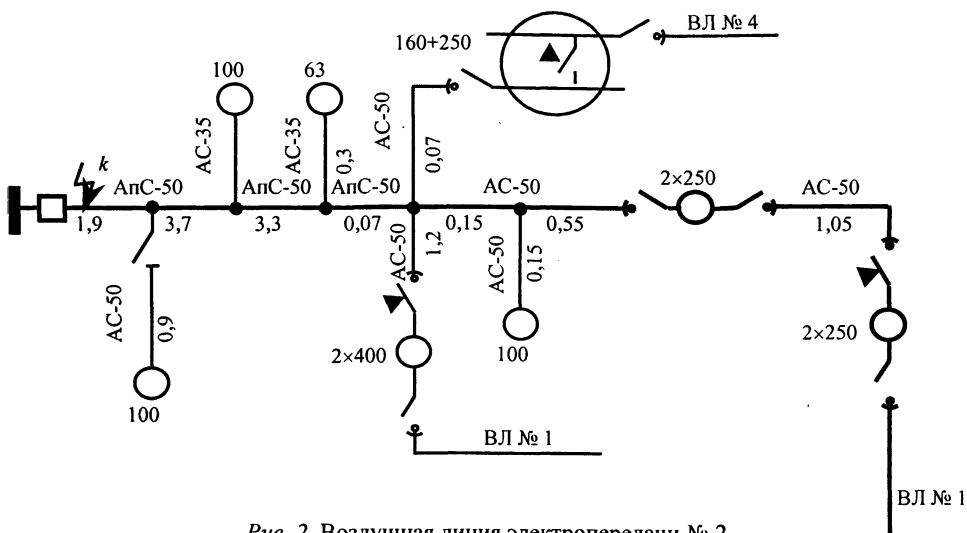


Рис. 2. Воздушная линия электропередачи № 2

Коэффициент чувствительности защиты

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{к.мин}}}{I_{\text{с.з}}}, \quad (2)$$

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

Для каждого участка (рис. 1, 2) линии показаны длина, марка и сечение провода, мощность трансформаторных подстанций 10/0,04 кВ, а в табл.1 представлены их характеристики. Комплект токовой защиты установлен на головном выключателе линии. На рис. 1, 2 наиболее удаленные точки для расчета тока короткого замыкания обозначены точками k .

Таблица 1

Характеристики воздушных линий электропередачи

| Линия | Длина, км | Суммарная мощность подстанций, кВ · А | Максимальный рабочий ток, А | Количество взаимнорезервирующих линий | Ток короткого замыкания в удаленной точке $I_{к.мин}$, А | Коэффициент чувствительности k_q |
|-------|-----------|---------------------------------------|-----------------------------|---------------------------------------|---|------------------------------------|
| № 1 | 22,5 | 3505 | 202,0 | 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 (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

$$k_q = 1,74.$$

Как видно, коэффициент чувствительности удовлетворяет требованиям ПУЭ.

Рассмотрим аварийный режим, когда к линии № 1 (рис. 1) присоединяется линия № 2 (рис. 2). В этом случае линия № 1 и линия № 2 будут представлять 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

$$k_q = 1,17,$$

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. Еще один вариант: линия № 1 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 случаях коэффициент чувствительности не удовлетворяет требованиям как основной, так и резервной защиты. Аналогичная ситуация складывается при резервировании всех линий длиной больше 19 км. Эти выводы подтверждают также результаты, полученные в ходе анализа срабатывания защиты на примере семи моделей воздушных линий, построенных по результатам исследований ВЛ 6–10 кВ РУП «Гомельэнерго». Характеристики и рисунки этих моделей представлены в [2, 3]. В табл. 2 приведены результаты анализа срабатывания релейной защиты.

Анализ срабатывания релейной защиты при резервировании

| | | | | | | | | | | | | | | | |
|---|-------|------|------|------|-------|------|------|------|------|-------|------|------|------|------|--|
| Для модели 1 $I_{с.з} = 94 \text{ А}$ | 1+1 | | | | | | | | | | | | | | |
| Номер узла | 2 | | | | 2' | | | | | 1' | | | | | |
| $I_{к.мин}, \text{кА}$ | 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' | |
| $I_{к.мин}, \text{кА}$ | 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 | |
| $k_{ч}$ | 44,9 | 28,0 | 24,2 | 22,1 | 14,5 | 12,3 | 11,0 | 9,49 | 8,60 | 7,99 | 7,04 | 6,51 | 5,97 | 5,22 | |
| Для модели 3 $I_{с.з} = 133,5 \text{ А}$ | 3 + 2 | | | | | | | | | | | | | | |
| Номер узла | 5 | | | | 3' | | | | 2' | | | 1' | | | |
| Токи КЗ, 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' | | | | | |
| $I_{к.мин}, \text{кА}$ | 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 $I_{с.з} = 190,5 \text{ А}$ | 5 + 4 | | | | | | | | | | | | | | |
| Номер узла | 9 | 7' | 6' | 5' | 4' | 3' | 2' | 1' | | | | | | | |
| $I_{к.мин}, \text{кА}$ | 0,54 | 0,47 | 0,44 | 0,43 | 0,41 | 0,40 | 0,38 | 0,35 | | | | | | | |
| $k_{ч}$ | 2,84 | 2,47 | 2,32 | 2,26 | 2,15 | 2,08 | 2,01 | 1,84 | | | | | | | |
| 5 + 7 | | | | | | | | | | | | | | | |
| Номер узла | 9 | 13' | 12' | 11' | 10' | 9' | 8' | 7' | 6' | 5' | 4' | 3' | 2' | 1' | |
| $I_{к.мин}, \text{кА}$ | 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 | |
| Для модели 6 $I_{с.з} = 186,5 \text{ А}$ | 6 + 5 | | | | | | | | | | | | | | |
| Номер узла | 7 | 9' | 8' | 7' | 6' | 5' | 4' | 3' | 2' | 1' | | | | | |
| Токи КЗ, кА | 0,52 | 0,44 | 0,41 | 0,40 | 0,38 | 0,36 | 0,35 | 0,33 | 0,31 | 0,29 | | | | | |
| Отношение | 2,78 | 2,37 | 2,20 | 2,13 | 2,03 | 1,93 | 1,89 | 1,75 | 1,64 | 1,57 | | | | | |
| 6 + 7 | | | | | | | | | | | | | | | |
| Номер узла | 7 | 13' | 12' | 11' | 10' | 9' | 8' | 7' | 6' | 5' | 4' | 3' | 2' | 1' | |
| $I_{к.мин}, \text{кА}$ | 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 $I_{с.з} = 294,4 \text{ А}$ | 7 + 1 | | | | | | | | | | | | | | |
| Номер узла | 13 | | | | 2' | | | | | 1' | | | | | |
| $I_{к.мин}, \text{кА}$ | 0,45 | | | | 0,42 | | | | | 0,41 | | | | | |
| $k_{ч}$ | 1,51 | | | | 1,42 | | | | | 1,39 | | | | | |
| 7 + 4 | | | | | | | | | | | | | | | |
| Номер узла | 13 | 7' | 6' | 5' | 4' | 3' | 2' | 1' | | | | | | | |
| $I_{к.мин}, \text{кА}$ | 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' | |
| $I_{к.мин}, \text{кА}$ | 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 (модель 5) коэффициент чувствительности соответствует требуемому значению. В линиях с большей длиной резервирование возможно при отключении части потребителей или в случае резервной защиты. А для самых длинных линий (модель 7 – 28,3 км) возможно резервирование лишь части потребителей. 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 только в Гомельском РЭС РУП «Гомель-энерго» около 100.

Так как все линии имеют больше одной резервной связи с другими линиями (рис. 1, 2), 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.

ЛИТЕРАТУРА

1. Ш а б а д М. А. Расчеты релейной защиты и автоматики распределительных сетей. – Л.: Энергоатомиздат, 1985.

2. К у ц е н к о Г. Ф., П а р ф е н о в А. А. Моделирование распределительных сетей напряжением 6–10 кВ // Энергосбережение. Электроснабжение. Автоматизация: Материалы междунар. науч.-техн. конф., 22–23 нояб. 2001, г. Гомель. – Учреждение образования «ГГТУ им. П. О. Сухого», 2001. – С. 84–86

3. К у ц е н к о Г. Ф., П а р ф е н о в А. А. Исследование отклонения напряжения при резервировании ВЛ 6–10 кВ // Энергетика... (Изв. высш. учеб. заведений и энерг. объединений СНГ). – 2003. – № 2. – С. 10–16.

4. Ш а б а д М. А. Автоматика электрических сетей 6–35 кВ в сельской местности. – Л.: Энергия, 1979.

Представлена кафедрой
электроснабжения

Поступила 23.09.2003