

УДК 621.316.925

ОПРЕДЕЛЕНИЕ МЕСТА ПОВРЕЖДЕНИЯ НА ЛИНИЯХ НАПРЯЖЕНИЕМ 6–35 кВ С ОДНОСТОРОННИМ ПИТАНИЕМ

Докт. техн. наук, проф. РОМАНЮК Ф. А.,
магистр техн. наук ШЕВАЛДИН М. А.

Белорусский национальный технический университет

E-mail: faromanuk@bntu.by

Рассмотрена работа нового алгоритма определения места повреждения на линиях напряжением 6–35 кВ с односторонним питанием. Входной информацией для данного алгоритма являются только результаты оперативно-го контроля токов короткого замыкания поврежденных фаз. Сделан анализ влияния на работу данного алгоритма следующих факторов: вида короткого замыкания, переходного сопротивления в месте повреждения, погрешности трансформаторов тока, величины нагрузки линии, мощности и сопротивления питающей системы, погрешности расчета токов короткого замыкания в начале и конце линии. Оценочные параметры указанного алгоритма определения места повреждения с учетом обозначенных влияющих факторов получены методом вычислительного эксперимента. Анализ результатов проведенного моделирования показал, что характер изменения относительной погрешности определения места короткого замыкания при различных видах повреждений примерно одинаковый. При этом уровни указанных относительных погрешностей от воздействия всех влияющих факторов могут быть меньше, чем только от одного из них. Это объясняется взаимной компенсацией влияния на значения относительных погрешностей различных факторов. Данное обстоятельство необходимо учитывать при выполнении соответствующих оценок для наихудшего случая.

Представлены динамические характеристики работы рассматриваемого алгоритма определения места повреждения, позволяющие оценить время его работы в различных режимах. Их анализ свидетельствует о практически не отличающихся в количественном и качественном отношении зависимостях для различных нагрузок и видов повреждений. В ходе оценки результатов выполненных исследований обращено внимание на то, что, контролируя в режиме коротких замыканий только один параметр, а именно ток коротких замыканий, вполне возможно с приемлемой достоверностью определить место повреждения.

Ключевые слова: энергетика, релейная защита, определение места повреждения.

Ил. 8. Библиогр.: 11 назв.

DETECTION OF FAULT LOCATION ON THE POWER LINES 6–35 kV WITH UNILATERAL FEED

ROMANIUK F. A., SHEVALDIN M. A.

Belorussian National Technical University

The paper describes new algorithm of detecting the fault location for the power lines 6–35 kV with unilateral feed. The results of operational control of the short-circuit current for the faulted phases are the only initial data needed for the fault location algorithm. Analysis of the impact of the type of short circuit, transition resistance at the damaged point, errors of current transformers, load of the line, power and resistance of supply system, calculation errors of short-circuit currents at the beginning and at the end of the line on the performance of this algorithm is also performed. Estimated parameters of the algorithm of detecting the fault location based on identified influencing factors were established by method of computational experiment. Analysis of the simulation results performed shows that the variation of the relative error in the fault location determination for different types of faults is about the same. Moreover levels of these relative errors from the effects of all influencing factors can be less than just from one of them. This is due to the mutual compensation of the various factors' influence on values of relative errors. This fact must be taken into consideration when performing the corresponding estimates for the worst case scenario.

This paper presents the dynamic characteristics of this algorithm for detecting the fault location that allows estimating the time of detecting the fault location in different modes. Their analysis shows that there is almost no difference in quantitative and qualitative dependencies for different loads and types of faults. As the evaluation of results performed it should be noted that by means of the control only one parameter in short current mode, i.e. the short-circuit current, it is possibly with acceptable accuracy to detect the fault location.

Keywords: power engineering, relay protection, detection of fault location.

Fig. 8. Ref.: 11 titles.

Основными повреждениями на линиях напряжением 6–35 кВ с односторонним питанием являются короткие замыкания (КЗ). Наличие достоверной информации о месте КЗ может быть выгодно использовано для повышения технического совершенства токовых защит таких линий. Если установлено, что место КЗ находится на защищаемой линии, то предоставляется возможность для ее отключения без выдержки времени. Когда место КЗ расположено за пределами указанной линии, то ее отключение производится с выдержкой времени [1–5].

Место повреждения может быть установлено по величине расчетного относительного значения расстояния от места установки защиты до точки повреждения l_{k*} . Если l_{k*} , то место КЗ находится на защищаемой линии, в противном случае оно расположено за ее пределами на смежном участке.

В основу определения l_{k*} могут быть положены следующие соображения. Известно, что кривая изменения тока КЗ вдоль линии $I_k = f(l_*)$ имеет спадающий характер (рис. 1). При этом будем полагать, что $1/I_k$ и l_* связаны линейной зависимостью $1/I_k = f(l_*)$, показанной на рис. 1.

Воспользовавшись для представления $1/I_k = f(l_*)$ уравнением прямой, проходящей через две точки на плоскости с координатами $(0, 1/I_{k(0)})$ и $(1, 1/I_{k(1)})$, после его разрешения относительно l_k получим

$$I_k = \frac{I_{k(0)} I_{k(1)}}{l_* (I_{k(0)} - I_{k(1)}) + I_{k(1)}}, \quad (1)$$

где $I_{k(0)}$, $I_{k(1)}$ – токи КЗ при повреждениях соответственно в точках $l_* = 0$ и $l_* = 1$.

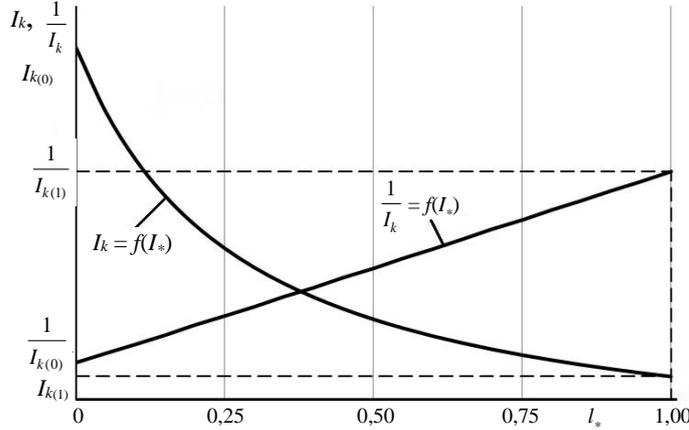


Рис. 1. Зависимости I_k и $1/I_k$ от относительной длины линии l_* в режиме КЗ

Выражение (1) позволяет рассчитывать токи КЗ как при трех-, так и при двухфазных повреждениях в различных точках линии. При этом $I_{k(0)}$ и $I_{k(1)}$ должны быть вычислены заранее и соответствовать виду КЗ, что не совсем удобно. С целью придания (1) определенной универсальности представим его в следующем виде:

$$I_k^{(m)} = \frac{k I_{k(0)}^{(3)} I_{k(1)}^{(3)}}{l_* (I_{k(0)}^{(3)} - I_{k(1)}^{(3)}) + I_{k(1)}^{(3)}}, \quad (2)$$

где k – коэффициент, зависящий от вида повреждения, при трехфазных КЗ $k = 1$, а при двухфазных КЗ $k = \sqrt{3}/2$; $I_{k(0)}^{(3)}$ и $I_{k(1)}^{(3)}$ – токи КЗ при трехфазных повреждениях соответственно в точках $l_* = 0$ и $l_* = 1$.

Выражение (2) может быть использовано для расчета токов двух- ($m = 2$) и трехфазных ($m = 3$) КЗ при повреждениях в различных точках линии, если известны $I_{k(0)}^{(3)}$ и $I_{k(1)}^{(3)}$. Для оценки достоверности результатов, получаемых с помощью (2), выполнено сравнение реальных и расчетных кривых спада токов КЗ при работе линии на холостом ходу и металлических повреждениях, которые представлены на рис. 2. При этом в качестве входящих в (2) токов использовали их первичные значения, что исключает погрешности трансформации.

Анализ представленных на рис. 2 результатов свидетельствует о практически полном совпадении кривых изменения реальных и расчетных токов КЗ. Это дает основание для получения из (2) выражения для определения l_{k*} при известном $I_k^{(m)}$

$$l_{k*} = \frac{(k I_{k(0)}^{(3)} - I_k^{(m)}) I_{k(1)}^{(3)}}{(I_{k(0)}^{(3)} - I_{k(1)}^{(3)}) I_k^{(m)}}. \quad (3)$$

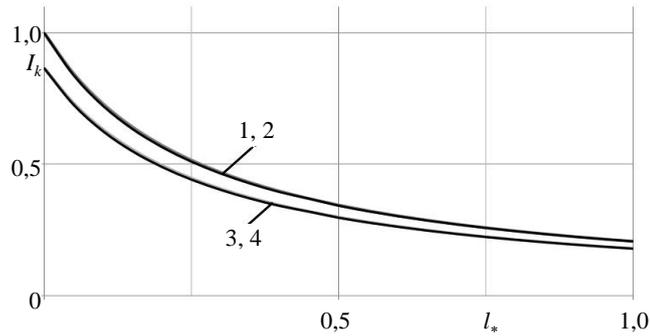


Рис. 2. Кривые спахания токов КЗ: 1, 2 – реальные и расчетные токи при трехфазных КЗ; 3, 4 – то же при двухфазных КЗ

Выражение (3) может быть использовано для оперативного выявления в реальном времени места повреждения на линии по зафиксированному значению тока $I_k^{(m)}$. Для выбора соответствующего значения k , входящего в (3), необходимо знать вид короткого замыкания. Если известны наибольшее I_{\max} и наименьшее I_{\min} значения токов фаз линии, то режим двухфазного КЗ будет иметь место при

$$\frac{I_{\max} - I_{\min}}{I_{\min}} > 0,5, \quad (4)$$

в противном случае КЗ является трехфазным [6–8].

При вычислении l_{k^*} по (3) в качестве $I_k^{(m)}$ лучше всего использовать среднее значение из трех или двух токов поврежденных фаз в соответствии с видом КЗ.

Обобщая изложенное выше, следует отметить, что алгоритм определения места повреждения (ОМП) реализуется на временном интервале существования КЗ. При этом фиксируются токи фаз линии, из которых выделяются наибольшее и наименьшее значения с последующим установлением по ним вида КЗ согласно (4). Затем, в соответствии с видом КЗ, выбираются необходимые значения коэффициента k и усредненные величины тока $I_k^{(m)}$. После этого с использованием (3) определяется место возможного повреждения.

Следует отметить, что к алгоритму ОМП при его использовании для целей защиты предъявляются жесткие требования по быстродействию. Высокая точность расчета l_{k^*} в большинстве случаев не требуется, так как место повреждения фиксируется на предмет его возникновения на защищаемой линии или за ее пределами. Исключением являются отрезки в конце линии или вблизи его на смежном участке. Большие погрешности определения l_{k^*} в указанных местах могут обуславливать сокращение зоны мгновенного отключения КЗ защитой или ее неселективные действия.

С учетом того, что оперативное выявление места повреждения в реальном времени будет осуществляться по зафиксированному вторичному значению тока $I_k^{(m)}$, а также принимая во внимание другие обстоятельства,

будем полагать, что на достоверность l_{k^*} наиболее существенное влияние оказывают следующие факторы:

- вид короткого замыкания;
- переходное сопротивление в месте повреждения;
- погрешности трансформаторов тока;
- нагрузка линии;
- мощность и сопротивление питающей системы;
- погрешности расчета токов короткого замыкания в начале и конце линии.

В качестве оценочных параметров, характеризующих степень влияния указанных выше факторов на достоверность установления места повреждения на линиях напряжением 6–35 кВ с односторонним питанием, могут быть выбраны относительная погрешность и время определения l_{k^*} .

Относительную погрешность определения l_{k^*} можно рассчитать по выражению

$$\delta = \frac{l_{k^*} - l_*}{l_*} \cdot 100 \%, \quad (5)$$

где l_{k^*} – относительное расчетное расстояние до места повреждения; l_* – относительное фактическое расстояние до места повреждения.

При этом в случае положительных значений δ расчетные расстояния будут больше, а при отрицательных – меньше фактических.

Время определения l_{k^*} , характеризующее быстродействие метода, представляет собой временной интервал от момента возникновения КЗ до момента времени, по истечении которого отклонение l_{k^*} от установившегося значения не превышает $\pm 5 \%$.

Оценочные параметры описанного выше алгоритма ОМП с учетом обозначенных влияющих факторов получены методом вычислительного эксперимента. Его реализация осуществлялась с использованием компьютерной программы, в основу которой положена математическая модель распределительной сети 6–35 кВ [9]. Программа позволяет определять оценочные параметры при изменении одного, нескольких или одновременно всех перечисленных выше влияющих факторов.

Относительные погрешности δ определения l_{k^*} при различных видах КЗ на линии с односторонним питанием при повреждениях в различных точках с учетом влияния наиболее значимых факторов приведены на рис. 3–5. При этом если $l_* \leq 1$, то местом КЗ является защищаемая, а при $l_* > 1$ – смежная линия.

В результате выполненных методом вычислительного эксперимента исследований установлено, что при работе линии в режимах холостого хода и металлических КЗ обеспечивается одинаковый характер изменения погрешностей δ при определении l_{k^*} как при трех-, так и при двухфазных повреждениях (рис. 3а). Нагрузка линий обуславливает появление различий в погрешностях δ при двух- и трехфазных КЗ. Однако в режиме максимальной нагрузки линии наибольшее расхождение в погрешностях δ в зависимости от вида КЗ не превышает 5 %. С увеличением нагрузки линии значения δ возрастают по модулю (рис. 3б).

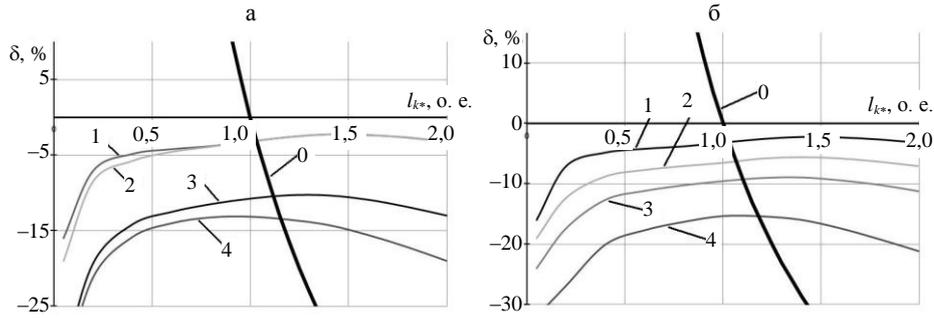


Рис. 3. Относительные погрешности определения l_{k^*} при различных видах КЗ и величинах нагрузки линии: 0 – кривая предельных погрешностей; а – 1 – при трехфазном КЗ и $I_{нагр} = 0$; 2 – при двухфазном КЗ и $I_{нагр} = 0$; 3 – при трехфазном КЗ и $I_{нагр} = I_{нагр.макс}$; 4 – при двухфазном КЗ и $I_{нагр} = I_{нагр.макс}$; б – при трехфазном КЗ: 1 – при $S_{нагр} = 0$; 2 – при $S_{нагр} = 0,25S_{н.макс}$; 3 – при $S_{нагр} = 0,5S_{н.макс}$; 4 – при $S_{нагр} = S_{н.макс}$

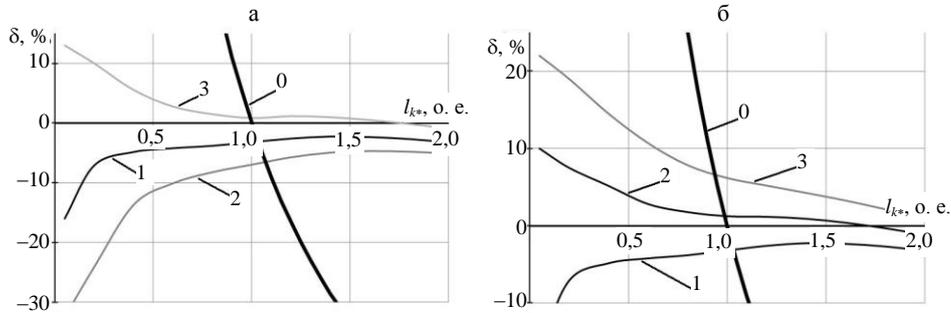


Рис. 4. Относительные погрешности определения l_{k^*} при трехфазном КЗ: 0 – кривая предельных погрешностей; а – при различных мощностях системы: 1 – при $S_{сист} = S_{задан}$; 2 – при $S_{сист} = 2S_{задан}$; 3 – при $S_{сист} = 0,5S_{задан}$; б – при различных величинах переходного сопротивления: 1 – при $R_{пер} = 0$; 2 – при $R_{пер} = R_{пер.задан}$; 3 – при $R_{пер} = 2R_{пер.задан}$

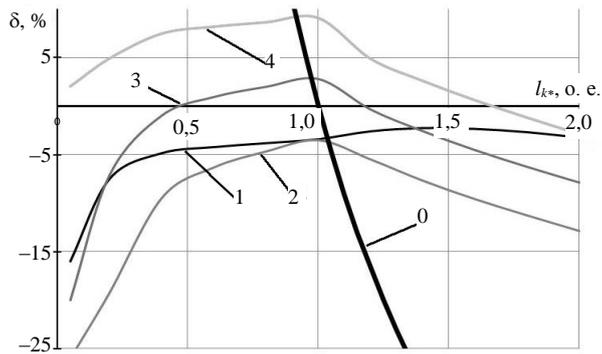


Рис. 5. Относительные погрешности определения l_{k^*} при трехфазном КЗ с учетом погрешностей расчета токов КЗ ($I'_{k(0)}$, $I'_{k(1)}$, $I'_{k(2)}$) в начале и в конце защищаемых участков: 0 – кривая предельных погрешностей; 1 – при $I'_{k(0)} = I_{k(0)}$, $I'_{k(1)} = I_{k(1)}$, $I'_{k(2)} = I_{k(2)}$; 2 – при $I'_{k(0)} = 0,9I_{k(0)}$, $I'_{k(1)} = I_{k(1)}$, $I'_{k(2)} = 0,9I_{k(2)}$; 3 – при $I'_{k(0)} = 0,95I_{k(0)}$, $I'_{k(1)} = 1,05I_{k(1)}$, $I'_{k(2)} = 0,95I_{k(2)}$; 4 – при $I'_{k(0)} = I_{k(0)}$, $I'_{k(1)} = 1,1I_{k(1)}$, $I'_{k(2)} = I_{k(2)}$

При работе линии как на холостом ходу, так и в режиме нагрузки погрешности δ при двух- и трехфазных повреждениях являются отрицательными при КЗ и на защищаемом, и на смежном участках. С увеличением мощности питающей системы погрешности δ определения I_{k*} возрастают по модулю, оставаясь отрицательными по знаку (рис. 4а). При определенном значении мощности системы δ могут иметь положительный знак. Наличие переходного сопротивления $R_{пер}$ в месте повреждения обуславливает увеличение δ , и тем больше, чем выше $R_{пер}$ (рис. 4б). При этом δ могут изменять знак и значительно возрастать по модулю при перемещении места повреждения в направлении источника питания.

При определении места повреждения с использованием (3) должны быть заранее рассчитаны уровни токов трехфазного КЗ в начале и конце соответствующих участков сети. Точность расчета токов КЗ будет оказывать влияние на погрешность δ определения I_{k*} . Изменение относительных погрешностей δ в зависимости от места повреждения и погрешностей расчета токов КЗ с учетом знака показано на рис. 5. Их анализ свидетельствует о том, что при изменении погрешности расчета токов КЗ в диапазоне $\pm 10\%$ дополнительная погрешность определения I_{k*} не выходит за пределы $\pm 15\%$.

Существенные значения δ как положительного, так и отрицательного знаков для всех влияющих факторов (рис. 3–5) имеют место при КЗ на головном участке линии ($l_* < 0,25$). Это объясняется влиянием погрешностей трансформаторов тока, которые при повреждениях на указанном участке работают в режимах насыщения или близких к ним. По мере удаления точки повреждения от источника питания δ снижаются, могут изменять знак и возрастать по модулю при перемещении точки КЗ к концу смежной линии.

Относительные погрешности δ определения I_{k*} при трех- и двухфазных КЗ и одновременном воздействии всех влияющих факторов представлены на рис. 6.

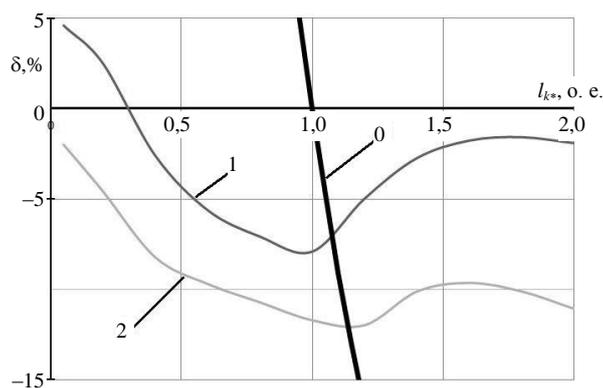


Рис. 6. Относительные погрешности определения I_{k*} при $R_{пер} = 2R_{пер,задан}$, $S_{сист} = 2S_{задан}$; $I_{нагр} = I_{нагр,мах}$, $I'_{k(0)} = 1,1I_{k(0)}$, $I'_{k(2)} = 1,1I_{k(2)}$; 0 – кривая предельных погрешностей; 1 – при трехфазном КЗ; 2 – при двухфазном КЗ

Анализ представленных зависимостей показывает, что характер изменения δ при различных видах повреждений примерно одинаковый. При

этом уровне погрешностей δ от воздействия всех влияющих факторов могут быть меньше, чем только от одного из них. Это объясняется взаимной компенсацией влияний на значения δ различных факторов. Данное обстоятельство необходимо учитывать при выполнении соответствующих оценок для наихудшего случая.

Представленная на рис. 3–6 кривая предельных погрешностей «0» ограничивает область допустимых значений δ , при которых обеспечивается достоверное определение места КЗ. При повреждениях на защищаемой линии ($l_* \leq 1$) достоверное ОМП будет обеспечено, если все значения δ расположены в области, левее кривой «0». В противном случае место КЗ будет установлено неверно и им окажется смежная линия. Это приведет к сокращению зоны мгновенного отключения КЗ, и повреждения на защищаемой линии будут отключаться медленнодействующей ступенью защиты с выдержкой времени.

При КЗ на смежной линии ($l_* > 1$) достоверное ОМП будет обеспечено при условии, что все возможные значения δ расположены в области, правее кривой «0». В противном случае место КЗ будет установлено неверно и им окажется защищаемая линия, что повлечет за собой неселективную работу защиты. Для исключения неселективной работы защиты при КЗ за пределами линии ($l_* > 1$) l_{p*} не должен превышать значения, рассчитываемого по выражению

$$l_{p*} = 1 - \frac{|\delta|_{\max}}{100}, \quad (6)$$

где $|\delta|_{\max}$ – максимальная величина модуля погрешности из области значений, находящихся левее предельной кривой «0», для различных влияющих факторов и видов повреждений на участке $l_* > 1$.

Исходя из полученных методом вычислительного эксперимента уровней δ для различных режимов работы линии и видов КЗ в соответствующих точках, а также с учетом влияющих факторов приняв $|\delta|_{\max} = 15\%$, получим $l_{p*} = 0,85$. При этом если $l_{k*} \leq 0,85$, то будет приниматься, что КЗ находится на защищаемой линии, в противном случае – за ее пределами. Следует отметить, что с уменьшением l_{p*} сокращается зона мгновенного отключения КЗ.

Динамические характеристики алгоритма ОМП, позволяющие оценить время определения места повреждения в различных режимах, представлены на рис. 7, 8. Их анализ свидетельствует о практически не отличающихся в количественном и качественном отношении зависимостях для различных нагрузок и видов повреждений. Разработанный алгоритм ОМП обеспечивает нахождение места повреждения за (0,02–0,03) с, что является вполне приемлемым [10, 11].

Оценивая результаты выполненных исследований, необходимо обратить внимание на то, что, контролируя в режиме КЗ только один параметр, а именно ток КЗ, вполне возможно с приемлемой достоверностью определить место повреждения.

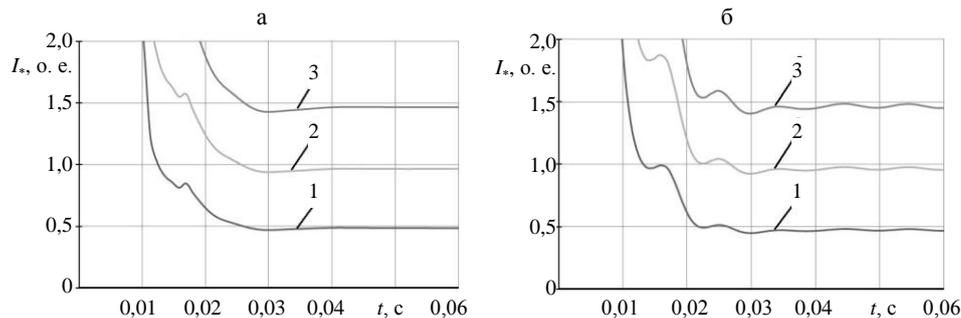


Рис. 7. Динамические характеристики ОМП при трех- (а) и двухфазном (б) КЗ и $I_{\text{нагр}} = 0$: 1 – при $l_* = 0,5$; 2 – 1,0; 3 – 1,5

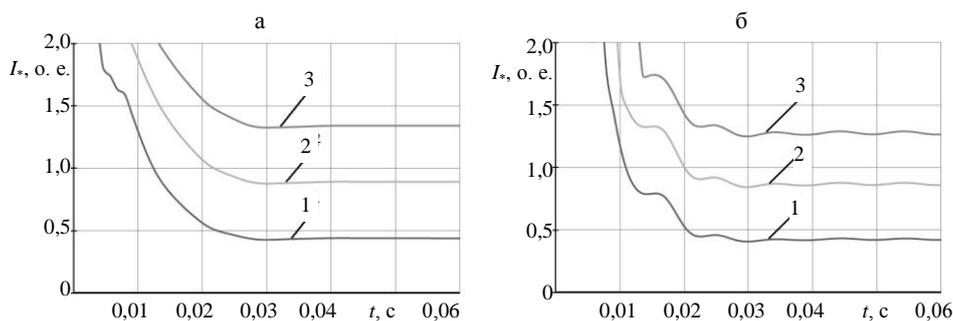


Рис. 8. Динамические характеристики работы ОМП при трех- (а) и двухфазном (б) КЗ и $I_{\text{нагр}} = I_{\text{нагр,max}}$: 1 – при $l_* = 0,5$; 2 – 1,0; 3 – 1,5

ВЫВОДЫ

1. Определение места повреждения на линиях напряжением 6–35 кВ с односторонним питанием с приемлемой достоверностью возможно только по результатам оперативного контроля токов короткого замыкания поврежденных фаз.

2. Информация о месте КЗ может быть использована для повышения технического совершенства токовых защит линий распределительных сетей 6–35 кВ.

ЛИТЕРАТУРА

1. Гельфанд, Я. С. Релейная защита распределительных сетей / Я. С. Гельфанд. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 368 с.
2. О выборе характеристик срабатывания токовых защит линий в распределительных сетях с односторонним питанием / Ф. А. Романюк [и др.] // Энергетика... (Изв. высш. учеб. заведений и энерг. объединений СНГ). – 2008. – № 6. – С. 5–10.
3. Романюк, Ф. А. Определение места короткого замыкания на линиях распределительных сетей в объеме функций микропроцессорных токовых защит / Ф. А. Романюк, А. А. Тищенко, О. А. Гурьянчик // Энергетика... (Изв. высш. учеб. заведений и энерг. объединений СНГ). – 2010. – № 6. – С. 5–13.
4. Федосеев, А. М. Релейная защита электроэнергетических систем. Релейная защита сетей: учеб. пособие для вузов / А. М. Федосеев. – М.: Энергоатомиздат, 1984. – 520 с.
5. Чернобровов, Н. В. Релейная защита энергетических систем / Н. В. Чернобровов, В. А. Семенов. – М.: Энергоатомиздат, 1998. – 798 с.
6. Ковалевский, А. В. Выбор численного значения критерия для определения вида короткого замыкания в адаптивной микропроцессорной токовой защите линий / А. В. Ко-

валевский // Энергетика... (Изв. высш. учеб. заведений и энерг. объединений СНГ). – 2007. – № 6. – С. 5–13.

7. Романюк, Ф. А. Исследование микропроцессорной токовой направленной защиты линий распределительных сетей / Ф. А. Романюк, О. А. Гурьянчик // Вестник Белорусского национального технического университета. – 2011. – № 5. – С. 61–68.

8. Романюк, Ф. А. Определение вида повреждения на линиях распределительных сетей в объеме функций микропроцессорных токовых защит / Ф. А. Романюк, А. А. Тишечкин, Е. В. Булойчик // Энергетика... (Изв. высш. учеб. заведений и энерг. объединений СНГ). – 2011. – № 4. – С. 5–10.

9. Романюк, Ф. А. Информационное обеспечение микропроцессорных защит электроустановок: учеб. пособие / Ф. А. Романюк. – Минск: УП «Технопринт», 2001. – 133 с.

10. Шабад, М. А. Расчеты релейной защиты и автоматики распределительных сетей / М. А. Шабад. – 4-е изд., перераб. и доп. – СПб.: ПЭИПК, 2003. – 350 с.

11. Шнеерсон, Э. М. Цифровая релейная защита / Э. М. Шнеерсон. – М.: Энергоатомиздат, 2007. – 549 с.

REFERENCES

1. Gelfand, Ja. (1987) *Relay Protection of Distribution Networks*. 2nd ed. Moscow, Energoatomizdat. 368 p. (in Russian).

2. Romanuk, F. A., Tishechkin, A. A., Rumiantsev, V. Iu., Novash, V. I., Bobko, N. N., & Glinskii, E. V. (2008) About Choice of Pick-up Characteristics of the Current Relay Protections in the Distribution Networks with Unilateral Feed. *Izvestiia Vysshikh Uchebnykh Zavedenii i Energeticheskikh Ob'edinenii – Energetika* [Proceedings of the Higher Education Institutions and Power Engineering Associations – Power Engineering], 6, 5–10 (in Russian).

3. Romanuk, F. A., Tishechkin, A. A., & Gurjanchik, O. A. (2010) Detection of Short-Circuit Point Location on the Lines of Distribution Networks in the Range of Functions of Microprocessor Current Relay Protections. *Izvestiia Vysshikh Uchebnykh Zavedenii i Energeticheskikh Ob'edinenii – Energetika* [Proceedings of the Higher Education Institutions and Power Engineering Associations – Power Engineering], 6, 5–13 (in Russian).

4. Fedoseev, A. M. (1984) *Relay Protection of Electric Energy Systems. Relay Protection of Electric Power Networks*. Moscow, Energoatomizdat. 520 p. (in Russian).

5. Chernobrovov, N. V., & Semenov, V. A. (1998) *Relay Protection of Electric Energy Systems*. Moscow, Energoatomizdat. 798 p. (in Russian).

6. Kovalevskij, A. V. (2007) Choice of the Numerical Values Criteria for the Determination of the Type of Short Circuit in Adaptive Microprocessor Current Relay Protections. *Izvestiia Vysshikh Uchebnykh Zavedenii i Energeticheskikh Ob'edinenii – Energetika* [Proceedings of the Higher Education Institutions and Power Engineering Associations – Power Engineering], 6, 5–13 (in Russian).

7. Romanuk, F. A., & Gurjanchik, O. A. (2011) Study of the Microprocessor Current Directional Relay Protection for the Lines in Distribution Networks. *Vestnik BNTU* [Bulletin of the Belarusian National Technical University], 5, 61–68 (in Russian).

8. Romanuk, F. A., Tishechkin, A. A., & Bulojchik, E. V. (2011) Determination of the Type of Fault on the Lines of Distribution Networks in the Range of Functions of Microprocessor Current Relay Protections. *Izvestiia Vysshikh Uchebnykh Zavedenii i Energeticheskikh Ob'edinenii – Energetika* [Proceedings of the Higher Education Institutions and Power Engineering Associations – Power Engineering], 4, 5–10 (in Russian).

9. Romanuk, F. A. (2001) *Information Maintenance of the Microprocessor Relay Protections of the Electrical Installations*. Minsk, Tehnoprnt. 133 p. (in Russian).

10. Shabad, M. A. (2003) *The Calculations of the Parameters of Relay Protection and Automation in the Distribution Networks*. 4th ed. St.Petersburg, PEIPK. 350 p. (in Russian).

11. Shneerson, E. M. (2007) *Digital Relay Protection*. Moscow, Energoatomizdat. 549 p. (in Russian).

Представлена кафедрой
электрических станций

Поступила 23.06.2014