

УДК 621.316.925

А.Л. Куликов¹, Б.В. Папков², М.В. Шарыгин²

ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ ВНЕДРЕНИЯ ИНДИВИДУАЛЬНОЙ МИКРОПРОЦЕССОРНОЙ ЗАЩИТЫ ОТ ОДНОФАЗНЫХ ЗАМЫКАНИЙ НА ЗЕМЛЮ В СЕТЯХ 6–10 кВ

Нижегородское предприятие магистральных электрических сетей¹,
Нижегородский государственный технический университет им. П.Е. Алексеева²

Рассмотрены вопросы, связанные с оценкой технико-экономической эффективности замены и модернизации устройств релейной защиты в сетях напряжением 6–10 кВ. Конечной целью разработки, создания и эксплуатации устройств релейной защиты является повышение надёжности и эффективности функционирования электрической сети и электроснабжения потребителей, что приводит к снижению ущерба. На основании результатов обследования предприятий разных отраслей промышленности с различной структурой технологических схем проанализированы возможные последствия внезапных нарушений электроснабжения потребителей, связанные с отказами релейной защиты. Приведён пример количественной оценки ущерба, показывающий эффективность предлагаемого метода.

Ключевые слова: электрические сети, релейная защита, надёжность электроснабжения, эффективность, ущерб.

Введение

В настоящее время выбор объема релейной защиты и автоматики (РЗА) и расчета уставок релейной защиты (РЗ) производится, как правило, без какого-либо экономического обоснования, в соответствии с усредненными типовыми решениями, а также личным опытом и предпочтениями проектировщика и заказчика. Такой подход значительно упрощает проектирование и эксплуатацию устройств РЗ, но имеет и ряд отрицательных моментов:

- невозможно создать быстродействующую селективную чувствительную РЗ с зоной резерва;
- предъявляемые требования к РЗ противоречат друг другу и необходимо определять их приоритетность;
- разнообразие нагрузок может требовать разных решений по РЗ;
- часто остаётся открытым вопрос о количестве и качестве резервных защит;
- развитие микропроцессорных защит дало возможность применения практически любого типа РЗ с примерно одинаковой стоимостью;
- трудности при технико-экономическом обосновании модернизации и реконструкции РЗ.

В результате экономическая оценка эффективности той или иной защиты сводится к простейшему случаю, когда считается, что стоимость подсистемы РЗА должна составлять 5 – 20% от стоимости сети.

Однако конечной целью разработки, создания и эксплуатации РЗ является повышение надёжности и эффективности функционирования как самой электрической сети, так и электроснабжения потребителей, что приводит к снижению ущерба как при разного рода отказах элементов электрической сети, так и при отказах и ложных срабатываниях устройств РЗ. Поскольку абсолютной надёжности любой технической системы добиться невозможно, необходимо минимизировать возможный ущерб, совершенствуя устройства, принцип действия и алгоритмы работы РЗ.

Степень остроты проблемы обеспечения требуемой эффективности средств РЗ определяется, прежде всего, их назначением и сложностью. При этом наиболее рекомендуемыми методами повышения эффективности РЗ являются:

- применение высоконадёжных комплектующих изделий;
- применение схем, выходные параметры которых мало чувствительны к изменениям характеристик их элементов;
- применение специальной защиты систем РЗ и её элементов от воздействия дестабилизирующих внешних факторов;
- резервирование элементов и блоков систем РЗ;
- проведение профилактических проверок технического состояния РЗ;
- анализ возникших неисправностей для выявления и доработки недостаточно надёжных комплектующих изделий, схем, узлов;
- прогнозирование отказов систем, блоков и отдельных элементов РЗ;
- поддержание необходимой квалификации обслуживающего персонала;
- разработка и применение новых алгоритмов работы и методик расчета уставок РЗ.

Принципы оценки экономической эффективности РЗ

К эффективности функционирования РЗ (как совокупности надёжности и технического совершенства РЗ) предъявляются вполне определённые требования [1], обеспечиваемые мероприятиями, реализация которых вносит соответствующий вклад в обеспечение эффективности. Анализ содержания задач по обеспечению эффективности РЗ показывает, что многие из них решаются на основе оценки предлагаемых мероприятий. Это задачи, в которых определяются:

- степень удовлетворения требований к уровню надёжности РЗ;
- целесообразность реализации тех или иных конкретных мероприятий по повышению надёжности;
- наиболее эффективные мероприятия для реализации в конкретном случае применения РЗ.

При выборе критерия оценки мероприятий по обеспечению эффективности систем РЗ необходимо учитывать следующие положения:

- к показателям большинства видов РЗ предъявляются количественные требования;
- повышение надёжности и технического совершенства приводит к увеличению эффективности функционирования РЗ;
- реализация любого мероприятия требует определённых материальных затрат.

Известно, что существуют достаточно много критериев оценки экономической эффективности. Например, целесообразность реализации того или иного мероприятия в конкретной системе РЗ можно оценивать, сравнивая показатели стоимостного значения выигрыша в полезном эффекте использования РЗ от повышения её надёжности ΔC и затраты на реализацию мероприятия по повышению надёжности C_3 (при условии, что затраты в «базовом» варианте равны нулю). Тогда критерий целесообразности реализации мер по повышению надёжности РЗ определится как

$$E_3 = \frac{\Delta C}{C_3}. \quad (1)$$

Критерий (1) представляет собой выигрыш в полезном эффекте использования РЗ при реализации рассматриваемого мероприятия, приходящийся на единицу затрат при его реализации. Мероприятие по повышению надёжности можно считать целесообразным, если стоимостное значение выигрыша превышает затраты на его реализацию, то есть $E_3 > 1$.

Для оценки целесообразности мер по повышению надёжности РЗ можно использовать и другой критерий, представляющий собой разность ΔC и C_3 . При этом значение ΔC может быть определено из соотношения

$$\Delta C = C - C_0, \quad (2)$$

где C и C_0 – стоимостные значения полезного эффекта использования РЗ при условии, что рассматриваемое мероприятие соответственно реализовано (C) или не реализовано (C_0).

В [3–5] предлагаются методы обоснования решений по РЗ, основанные на минимизации народнохозяйственных затрат, включающих ущерб, оценку которого предлагается производить по обобщенным удельным показателям, полученным до 1990 г. Однако в современных экономических условиях такой подход вызывает ряд возражений.

Во-первых, понятие народнохозяйственного ущерба устарело, так как затраты сетевой компании не должны сравниваться с эффектом, возникающим у потребителя. Во-вторых, численные значения удельных ущербов давно не актуализировались, что вынуждает обращаться к зарубежным источникам, которые далеко не всегда соответствуют отечественным условиям в силу принципиальных различий производственных систем. В-третьих, удельные ущербы изначально предназначались для оценки проектов электроснабжения в масштабе района электрической сети и крупнее. Поэтому при оценке надёжности устройств РЗ на одном присоединении или в рамках одного предприятия эти ущербы не отражают истинной величины технико-экономических потерь.

С точки зрения надёжности основной функцией РЗ является снижение ущерба U при аварийных ситуациях в электроэнергетической системе (ЭЭС). Защита, обладающая высоким техническим совершенством, может существенно повысить надёжность функционирования как самой ЭЭС, так и электроснабжения потребителей. Так как любая электрическая сеть не может быть абсолютно надёжной, есть вероятность возникновения ущерба от ненадёжности у потребителей U_{Π} и ущерба сетевой организации U_{CO} . Эти вероятности определяются ложными и излишними (при повреждениях вне зоны защиты) срабатываниями РЗ, отказами в срабатывании. Процент неправильных действий устройств РЗ, выполненных на электромеханических (электромагнитных) элементах по данным [1] составляет 0,1–0,6%; для реле на интегральных микросхемах – 0,3%; для защит на базе микропроцессоров – 5%. На этом основании становится очевидным необходимость разработки и использования автоматизированных проверочных комплексов.

Известно, что доля однофазных замыканий на землю (ОЗЗ) в современных электрических сетях достигает до 70%. Доля кратковременных ОЗЗ в их общем числе составляет 70–90%. Простейшая диаграмма состояний электрической сети при возникновении ОЗЗ [4] представлена на рис. 1.

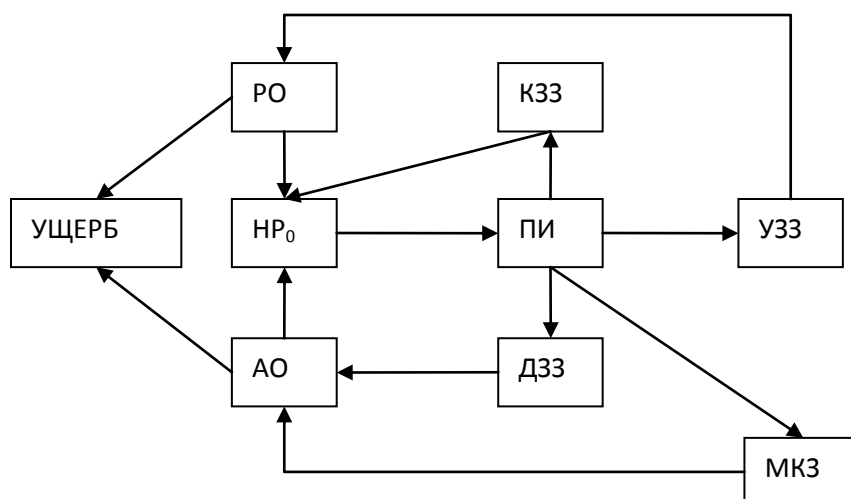


Рис. 1. Диаграмма состояний электрической сети при возникновении ОЗЗ:

$НР_0$ – нормальный режим сети; ПИ – пробой изоляции фазы сети на землю; КЗЗ – кратковременное, самоустранившееся ОЗЗ; УЗЗ – устойчивое ОЗЗ; ДЗЗ – двойное замыкание на землю; МКЗ – междофазное короткое замыкание в месте повреждения; АО – автоматическое отключение повреждённого элемента; РО – ручное отключение повреждённого элемента при устойчивом повреждении

Возможность получения положительного эффекта от фиксации кратковременных са-

моустраняющихся ОЗЗ определяется наличием информации о кратковременных пробоях изоляции. В кабельных сетях промышленных предприятий каждому устойчивому ОЗЗ предшествуют 2–3 кратковременных пробоя с интервалом времени 40–50 мин и более, а для электродвигателей 6 кВ – от нескольких часов до нескольких суток.

При выборе перспективного варианта РЗ уровень надежности сети по отношению к существующему должен измениться. Выбранному варианту РЗ будут соответствовать прогнозные ущербы потребителей U_{Π} и сетевой организации U_{CO} , а также затраты потребителей Z_{Π} и затраты сетевой организации Z_{CO} , связанные с монтажом и обслуживанием устройств РЗ (изменением уровня надежности сети).

Предлагается следующий алгоритм оценки экономической эффективности РЗ.

Шаг 1. Если при отказе элементов электрической сети нельзя пренебречь вероятностью катастрофических последствий ($U \gg Z$), то любое повышение уровня её надежности можно считать оправданным.

Шаг 2. Если вероятностью катастрофических последствий можно пренебречь (ущерб соизмерим с затратами), то для оценки эффективности выбранного варианта РЗ необходимо сравнить ΔZ с ΔU , где ΔU – разность величин ожидаемых ущербов до и после реализации выбранного варианта РЗ, а ΔZ – разность величин ожидаемых затрат до и после реализации выбранного варианта РЗ.

Если

$$\Delta Z_{\Pi} < \Delta U_{\Pi}, \quad (3)$$

то выбор системы РЗ с точки зрения потребителей оправдан.

Если

$$\Delta Z_{CO} < \Delta U_{CO}, \quad (4)$$

то выбор оправдан с точки зрения сетевой организации.

Замечания:

- если реализация выбранного варианта РЗ производится силами потребителей или в сети потребителей (на промышленных предприятиях), то $Z_{CO} = 0$ и обоснование модернизации можно проводить только по условию (1);
- если реализация выбранного варианта РЗ производится силами сетевой организации, то $Z_{\Pi} = 0$ и обоснование модернизации можно проводить только по условию (2);
- условия (1-2) должны использоваться с учетом дисконтирования для приведения прогнозных величин Z и U в соизмеримый вид по фактору времени к текущему моменту. Дисконтирование выполняется путём умножения будущих денежных потоков (потоков платежей) на коэффициент дисконтирования K_d :

$$K_d = 1 / (1 + i)^n,$$

где i – процентная ставка, о.е.; n – номер периода (года).

Величина ΔU может быть вычислена двумя способами: как разность абсолютных значений ущербов U при разных вариантах устройств РЗ (естественно, что при этом необходим независимый расчет U для каждого варианта); и исходя из относительного технического эффекта (например, РЗ1 лучше РЗ2 по параметру П1).

Как правило, расчет затрат Z производится довольно легко на основании информации о стоимостях устройств РЗ, их монтажа и обслуживания [3]. Основными проблемами обоснования будут являться:

- определение технического эффекта устройств РЗ, особенно новых разработок. Численные значения могут быть получены либо на основании экспертной информации от заводов-изготовителей, либо из новых публикаций;
- определение величин ущербов U .

Оценка экономического ущерба

В самом общем виде ущерб представляет стоимостное выражение реакции сетевой организации, потребителей электроэнергии и смежных систем на нарушения функциональных режимов связей, объединяющих эти системы. Как правило, ущерб представляется в виде

количественной оценки ликвидации последствий, нанесённых имуществу физического или юридического лица (производителю, поставщику, потребителю) вследствие причинения ему вреда, неисполнения условий заключённого с ним договора или экологических нарушений в связи с ненадёжностью работы объекта энергетики.

В соответствии с рекомендациями [8], ущерб от ненадёжности – убытки производителя, поставщика и потребителя, вызванные ненадёжностью объекта энергетики, а также связанными с ней экологическими нарушениями. Средний ущерб определяется его математическим ожиданием, приходящегося на один отказ объекта энергетики или его математическим ожиданием за расчётный период. Удельный ущерб определяется отношением его абсолютной величины либо к единице недоотпущенной продукции, либо к единице ограничиваемой мощности (производительности), либо к единице времени.

На стадии эксплуатации различают следующие основные виды ущерба от отказов элементов электрической сети [1, 7, 8]: ущерб отключенных (или ограничиваемых) потребителей электроэнергии; ущерб сетевой организации; ущерб окружающей природной среде; ущерб социальный; ущерб моральный.

Основные сложности возникают при определении ущерба первого вида. Это связано с особенностями различных технологических процессов и многообразием схем электроснабжения производственных систем потребителей; режимов работы их элементов; связанностью подсистем по технологическим, энергетическим, транспортным и другим связям.

В настоящее время сформировались два основных принципа оценки ущерба от нарушений электроснабжения потребителей. Первый основан на детальном подсчете всех потерь и затрат, являющихся следствием отказа. Второй – на использовании удельных показателей ущерба, определяемых с той или иной степенью приближения, агрегированных в пределах типа технологического производства, отрасли или промышленности в целом.

Первый принцип используется в задачах, где возможно получение достоверной информации о технологическом процессе производства и схеме его электроснабжения, изменения нормальной работы которого будут анализироваться при возможных нарушениях электроснабжения. Второй – обеспечивает информацию о возможном ущербе для решения крупномасштабных задач пространственной и временной иерархии, когда экономические последствия отключений потребителей оцениваются ориентировочно, а технические решения, в которых используются сведения об ущербе, затрагивают надежность крупных узлов нагрузки системы.

Естественно, что первый принцип позволяет получить более объективную и точную оценку ущерба, но требует обширной первичной информации. Для задач, где есть либо существенный недостаток и (или) неопределённость исходной информации, либо наоборот, ее чрезмерно большой объём не позволяет выделить наиболее существенные, влияющие на ущерб факторы, единственно возможным методом остаётся второй метод с применением укрупнённых удельных показателей ущерба.

Определение ущерба сетевой организации производится подобно расчету первой составляющей ущерба. Он состоит из двух составляющих: первая определяется затратами сетевой организации на аварийно-восстановительные (внеплановые) ремонты отказавшего оборудования; вторая – суммой расходов на покрытие ущербов потребителей, предъявленных в судебном порядке.

Ущербы прочих видов (природной среде, социальный, моральный) либо не определяются вовсе, либо оцениваются приближенно, когда их вкладом в величину суммарного ущерба нельзя пренебречь. В этом случае составляющие ущерба могут оцениваться как в денежном измерении, так и в иных (единицах недовыпущенной продукции, длительности простоя, разного рода качественных оценках). Отметим, что общепринятых правил определения этих составляющих ущерба в настоящее время не существует.

При помощи удельных показателей ущерба оценивается интегральный ущерб потребителей, без разбиения его на множество структурных слагаемых. Его представляют одной

или двумя обобщенными составляющими: первая – из-за простоя производственного объекта, его оборудования, рабочей силы и соответствующей недовыработки продукции; вторая – потери, связанные с неуправляемым остановам объектов производства вследствие нарушения электроснабжения и потерями от вынужденного изменения режима работы производства. Сюда входят затраты от возможных повреждений оборудования, порчи сырья, материалов, затраты на повторный пуск производства, возрастание расходов материальных, энергетических и трудовых ресурсов при неоптимальном режиме работы производства, потери от нарушения нормального хода технологического процесса и т.д.). Эта составляющая зависит от технологических особенностей каждого производства, ее оценка даже в общем виде с использованием удельных ущербов практически невозможна. Поэтому на практике обычно ограничиваются рассмотрением только первой составляющей.

Ущерб U единичного случая отключения состоит из двух составляющих: $U_{\text{пр}}$ – ущерба от простоя и $U_{\text{откл}}$ – от факта отключения:

$$U = U_{\text{пр}} + U_{\text{откл}}, \text{ руб.откл.}$$

Ущерб от простоя рассчитывается по выражению

$$U_{\text{пр}} = y_0 \cdot P_{\text{ср}} \cdot t_{\text{э}} = y_0 \cdot W_{\text{откл}},$$

где y_0 – удельный ущерб от простоя потребителя, руб./кВт·ч; $P_{\text{ср}}$ – средняя отключенная мощность, кВт; $t_{\text{э}}$ – длительность отключения, ч/откл.; $W_{\text{откл}}$ – недоотпущенная (недополученная) электроэнергия, кВт·ч/откл.

Ущерб от факта отключения $U_{\text{откл}}$ определяется как

$$U_{\text{откл}} = y_{0,\text{откл}} \cdot P_{\text{ср.фид}},$$

где $y_{0,\text{откл}}$ – удельный ущерб от факта отключения, руб./откл.

Среднегодовое значение ущерба оценивается с учётом средней частоты отключений $\omega_{\text{ср}}$, откл./г. и средней продолжительности $t_{\text{э,ср}}$ одного отключения, ч/откл.:

$$U_{\text{пр}} = y_0 \cdot P_{\text{ср}} \cdot t_{\text{э,ср}} \cdot \omega_{\text{ср}}; U_{\text{откл}} = y_{0,\text{откл}} \cdot P_{\text{ср}} \cdot \omega_{\text{ср}},$$

Величины удельных ущербов могут зависеть от времени и длительности отключения, отрасли отключаемого предприятия, типа отключаемого электроприемника и т.д. Длительности $\square_{\text{э}}$ и частоты отключений $\omega_{\text{сред}}$, величины удельных ущербов y_0 определяются по справочным данным или аппроксимацией, исходя из ретроспективы внезапных отключений.

Другой, более точный метод расчёта ущерба потребителей основан на имитационном моделировании последствий срыва технологического процесса производства. В основе его лежит универсальная модель оценки длительности простоя отключенного участка производства – «агрегата» (рис. 2) [7].

По характеру последствий все отказы участков производственной системы подразделяются на три группы:

- 1) необесценивающие производственную продукцию;
- 2) частично обесценивающие;
- 3) полностью обесценивающие.

В системе с необесценивающими отказами отсутствует необходимость в повторении технологического процесса. Вся наработка между системными отказами является полезной, а длительность простоя производственного участка $t_{\text{пр}}$ соответствует длительности нарушения электроснабжения $t_{\text{э}}$. Иначе, $t_{\text{пр}} = t_{\text{э}}$.

В системе с полностью обесценивающими отказами последствия настолько тяжелые, что приходится всю работу, проделанную к моменту отказа, выполнять заново. Нарработка до отказа является бесполезной, если она меньше заданной величины, и должна быть включена в потери рабочего времени. Полезной признается только та часть наработки, которая не прерывалась отказом.

Большинство нарушений электроснабжения относятся к категории частично обесценивающих выпускаемую продукцию. После восстановления электроснабжения требуется некоторое время $t_{\text{тхн}}$ на восстановление нормального хода производственного процесса $t_{\text{пр}} = t_{\text{тхн}} + t_{\text{э}}$.

Отключение разных участков с примерно одинаковой потребляемой мощностью на одном предприятии может вызвать принципиально разные последствия. Для подавляющего большинства производств (рис. 2) длительность между временами t_1 и t_2 настолько мала, что ею в большинстве случаев пренебрегают.

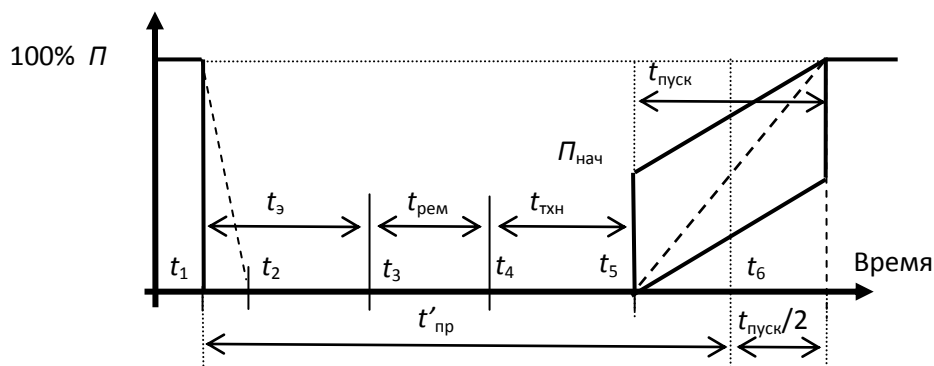


Рис. 2. Срыв и восстановление производственного процесса при внезапном нарушении электроснабжения:

Π – производительность объекта производства; t_1 – момент внезапного нарушения электроснабжения; t_2 – спад производительности до нуля; t_3 – длительность нарушения электроснабжения; $t_{рем}$ – длительность возможных ремонтных работ; $t_{тхн} = f(t_3)$ – длительность восстановления технологического процесса; $t_{пуск} = f(t_3)$ – длительность выхода объекта производства на 100%-ную производительность после $t_{тхн}$

Если повреждений технологического оборудования нет, то ремонтная составляющая $t_{рем}$ отсутствует. Зависимость длительности наладки технологического процесса $t_{тхн} = f(t_3)$, как правило, нелинейна, но для анализа реальных ситуаций может быть представлена в виде линейной или кусочно-линейной аппроксимации.

Практически для любого производственного процесса существует максимально возможная длительность нарушения электроснабжения $t_3 = t_0$, которая не приводит к срыву технологического процесса производства. С увеличением t_3 до значения $T_{кр}$ наблюдается рост $t_{тхн}$, который стабилизируется при $t_3 \geq T_{кр}$ ($t_{тхн} = \text{const}$). Это связано с тем, что при длительных нарушениях электроснабжения длительность $t_{тхн}$ определяется стандартным перечнем проведения работ и фиксирована технологическим регламентом производственных операций. Отдельные производства (химия, нефтепереработка) могут иметь несколько значений $T_{кри}$, ($i = \overline{1, n}$). Если принять линейную зависимость $\Pi = f(t_{пуск})$, то, вводя при-

веденное время пуска $t'_{пуск}$, имеем $t'_{пуск} = \frac{t_{пуск}}{2}$, а в общем случае: $t'_{пуск} = kt_{пуск}$.

В зависимости от вида производства и особенностей технологического процесса ремонт может начинаться как одновременно с моментом нарушения электроснабжения, так и после того, как произойдет восстановление нормального режима питания. Таким образом, в моделях оценки последствий нарушений электроснабжения вводится понятие приведенного времени простоя.

Если ремонт начинается после восстановления электроснабжения,

$$t'_{пр} = t_3 + t_{рем} + t_{тхн} + kt_{пуск}$$

При возможности начать ремонт сразу после обнаружения поврежденного при нарушении электроснабжения технологического оборудования приведенное время простоя определяется как

$$t'_{\text{пр}} = t_{\text{рем}} + t_{\text{ТХН}} + kt_{\text{пуск}}, \text{ если } t_{\text{рем}} > t_{\text{э}};$$

$$\text{и } t'_{\text{пр}} = t_{\text{э}} + t_{\text{ТХН}} + kt_{\text{пуск}}, \text{ если } t_{\text{рем}} \leq t_{\text{э}}.$$

Каждый параметр, представленный на рис. 2, вносит свою долю в суммарный ущерб, в виде оплачиваемого простоя, затрат на ремонт, непроизводительного расхода сырья во время останова и пуска и т.д.

При агрегативном преобразовании производственной системы всё разнообразие технологического оборудования потребителя отражается тремя абстрактными элементами – «агрегат» (участки производства), «накопитель» (склады, емкости хранения полуфабрикатов). Взаимовлияние этих элементов учитывается элементом «связь» (электрические, технологические и пр.) [8].

Опыт обследования большого числа предприятий различных отраслей промышленности с разной структурой технологических схем показал, что поведение производства в условиях кратковременного отключения питания (в том числе при неправильных действиях РЗ) хорошо передается именно агрегативной. При этом возможен выбор такого присоединения, в котором модернизация устройств РЗ необходима в первую очередь [10] и эффект от неё будет максимальным.

Пример оценки эффективности модернизации устройств РЗ от ОЗЗ

Определим эффективность внедрения устройств РЗ от неустойчивых ОЗЗ в сети предприятия химической промышленности с договорной мощностью потребления $P = 5$ МВт, кабельной сетью напряжением 10 кВ, состоящей из $n = 20$ линий (КЛ) общей длиной $l = 8$ км.

Технический эффект от внедрения устройств РЗ от неустойчивых ОЗЗ состоит в том, что примерно 50% устойчивых повреждений в сети, сопровождающихся отключением фидеров, будет выявлено на ранней стадии развития и предупреждено. Внедрение новых устройств РЗ будет эффективно, если затраты на их оборудование и содержание будут меньше, чем разница ущербов от ненадежности сети до и после модернизации (3).

В соответствии со справочными данными [2], удельный ущерб от простоя агрегата в химической промышленности – 11 \$/кВт.ч в ценах 1998 г. (курс доллара 6,29 руб./\$, коэффициент приведения к ценам 2012 г. – $k \approx 8$); среднее время восстановления технологического цикла $t_{\text{ср}} = 50$ ч/отказ.

Поскольку среднее время восстановления технологического цикла больше, чем любые средние время восстановления электроснабжения из-за устойчивых отказов, то расчет ущерба проводится по ней. При этом: удельный ущерб от факта отказа $y_{0,\text{отк}} = 1\,000$ руб./кВт/отказ; средняя частота устойчивых отказов для КЛ – $\omega = 7,5$ отк./г. на 100 км их длины; срок службы новых устройств РЗ $T_{\text{сл}} = 25$ лет; средняя отключенная мощность составит

$$P_{\text{ср}} = \frac{P}{n} = \frac{5}{20} = 0,25 \text{ МВт}.$$

Среднее количество отказов в кабельной сети предприятия

$$\omega_{\text{ср}} = \omega l = \frac{7,5}{100} \cdot 8 = 0,6 \text{ отк./г.}$$

Количество предотвращенных отказов (при внедрении новых устройств РЗ будет предотвращено около 50%) составит $\omega_{\text{сред.пред}} = 0,3$ отк./г.

Среднегодовой предотвращенный ущерб составит

$$\Delta U_{\text{П.год}} = \Delta U_{\text{пр}} + \Delta U_{\text{откл}} = y_0 P_{\text{ср}} t_{\text{ср}} \omega_{\text{ср.пред}} + y_{0,\text{откл}} P_{\text{ср}} \omega_{\text{ср.пред}} = 2\,150\,700 \text{ руб./г.},$$

где $y_0 = 11 \cdot 6,29 \cdot 8 = 553,52$ руб./кВт.ч;

Суммарный предотвращенный ущерб за весь срок службы устройств

$$\Delta U_{\text{П}} = \Delta U_{\text{П.год}} \cdot T_{\text{сл}} = 2\,150\,700 \cdot 25 = 53\,767\,500 \text{ руб.}$$

Дисконтированный предотвращенный ущерб составит около 20 млн руб. (при наилучшем варианте: при процентной ставке 0,1 и нулевой инфляции).

Выводы

В современных условиях перехода электроэнергетики к рыночным отношениям, модернизации релейной защиты и замене электромеханических устройств на микропроцессорные необходима объективная оценка технико-экономической эффективности мероприятий по повышению надёжности. Детальный анализ возможных последствий внезапных нарушений электроснабжения потребителей, связанных с отказами релейной защиты, позволяет перейти к обоснованному принятию технических решений по внедрению современных систем релейной защиты. Пример количественной оценки ущерба показывает эффективность предлагаемого метода.

Библиографический список

1. **Шалин, А.И.** Надёжность и диагностика релейной защиты энергосистем / А.И. Шалин. – Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2002. – 384 с.
2. **Непомнящий, В.А.** Экономические потери от нарушений электроснабжения потребителей / В.А. Непомнящий. – М.: Издательский дом МЭИ, 2010. – 188 с.
3. **Гук, Ю.Б.** Теория надёжности в электроэнергетике / Ю.Б. Гук. – М.: Энергоатомиздат, 1990. – 208 с.
4. **Шабад, М. А.** Расчеты релейной защиты и автоматики распределительных сетей / М. А. Шабад. – СПб.: ПЭИПК, 2003. – 350 с.
5. **Шуин, В.А.** Защиты от замыканий на землю в электрических сетях 6–10 кВ / В.А. Шуин, А.В. Гусенков. – М.: НТФ «Энергопрогресс», 2001. – 104 с.
6. Надёжность систем энергетики: сборник рекомендуемых терминов. – М.: ИАЦ «Энергия», 2007. – 192 с.
7. **Папков, Б.В.** Основы теории систем для электроэнергетиков / Б.В. Папков, А.Л. Куликов; под ред. Н.И. Воропая. – Н. Новгород: ВВАГС, 2011. – 456 с.
8. Современные проблемы экономики электроэнергетики: сб. ст. – Н. Новгород: НГТУ, 2009. – 393 с.
9. **Червонный, Е.М.** Рациональное распределение отключаемой мощности между потребителями при ликвидации аварийной ситуации в энергосистеме / Е.М. Червонный, М.В. Шарыгин // Методические вопросы исследования надёжности больших систем энергетики. Вып. 56. Задачи надёжности реформируемых систем энергетики и методы их решения. – Иркутск: ИСЭМ СО РАН, 2006. С. 250–258.

*Дата поступления
в редакцию 22.12.2012*

A.L. Kulikov, B.V. Papkov, M.V. Sharygin

EFFICIENCY ASSESSMENT OF ADOPTION OF INDIVIDUAL MICROPROCESSOR-BASED PROTECTION FROM SINGLE-PHASE EARTH FAULTS IN 6–10 kV POWER NETWORKS

Purpose: The authors consider problems related to the assessment of technical and economic efficiency of replacement and modernization of relay protection equipment in power networks with voltage of 6–10 kV.

Approach: The final goal of design, development and operation of relay protection equipment is the increase in reliability and efficacy of power network functioning and power supply, resulting in loss diminution.

Findings: Possible consequences of sudden disruption of power supply associated with relay protection failures are analyzed based on results of research in various industry branches possessing different technological scheme structures.

Research limitations: Single-phase earth faults in 6–10 kV power networks.

Value: A given example of a quantitative estimation of a loss shows the efficiency of the proposed methodology.

Key words: electric power system, control, reliability of energy supply, efficiency, loss.