

## Обеспечение селективности релейной защиты в системах электроснабжения на основе байесовского метода проверки гипотез

ШАРЫГИН М.В., КУЛИКОВ А.Л.

*Развитие систем электроснабжения, переход их в интеллектуальные микрогрид требует совершенствования релейных защит сети. Одним из новых перспективных принципов релейной защиты является статистический байесовский метод проверки гипотез. Многопараметрическая защита, созданная на его основе, имеет большую распознаваемость режимов, чем традиционные защиты. Предложен ступенчатый метод согласования комплектов многопараметрических защит между собой, необходимый для построения полноценной эффективной системы РЗ сети. Предложенный принцип выбора уставок может быть положен в основу автоматизированных процедур как элемент интеллектуальной релейной защиты и автоматики в системах электроснабжения. Пример расчета на одномерных ступенчатых токовых защитах участка сети показал эффективность предложенного подхода – он позволяет получить защиту сети аналогичную традиционной токовой защите сети или с улучшенными характеристиками. Применение двумерной ступенчатой защиты позволило существенно увеличить техническое совершенство защиты фидера той же сети.*

*К л ю ч е в ы е с л о в а:* электроснабжение, релейная защита, статистика, критерий отношения правдоподобия, уставка, селективность

В связи с тем, что традиционные релейные защиты (РЗ) систем электроснабжения (токовые защиты) обладают недостаточным техническим совершенством, были разработаны новые многомерные (многопараметрические) методы их построения [1–5], в частности основанные на распознавании режимов по критерию Байеса [6–8]. Простейшая задача распознавания режима присоединения электросети иллюстрируется рис. 1. Интеллектуальное электронное устройство защиты (ИЭУ) непрерывно оценивает параметры режима. Используя значения токов и напряжений, а также заданное правило решения, ИЭУ классифицирует контролируемый режим как допустимый или как аварийный.

При использовании байесовского метода проверки гипотез правило принятия решения состоит

в разбиении пространства наблюдений  $Z$  на две части:  $Z_0$  и  $Z_1$  (рис. 2). Если наблюдение  $R$  попадает в область  $Z_0$ , то однозначно принимается гипотеза  $H_0$  (допустимый режим и отключение фидера не нужно), если наблюдение  $R$  попадает в область  $Z_1$ , то принимается гипотеза  $H_1$  (возник аварийный режим и необходимо отключение фидера). Граница, разделяющая  $Z$  на две части  $Z_0$  и  $Z_1$ , или правило получения границы будет являться уставкой защиты.

Определение уставочных значений проводится с помощью целевой функции минимизации риска принятия решения – классическое байесовское условие выбора гипотезы (срабатывания защиты), которое выглядит следующим образом:

гипотеза  $H_1$  выбирается, если  $\Lambda(R) > \eta$ ;

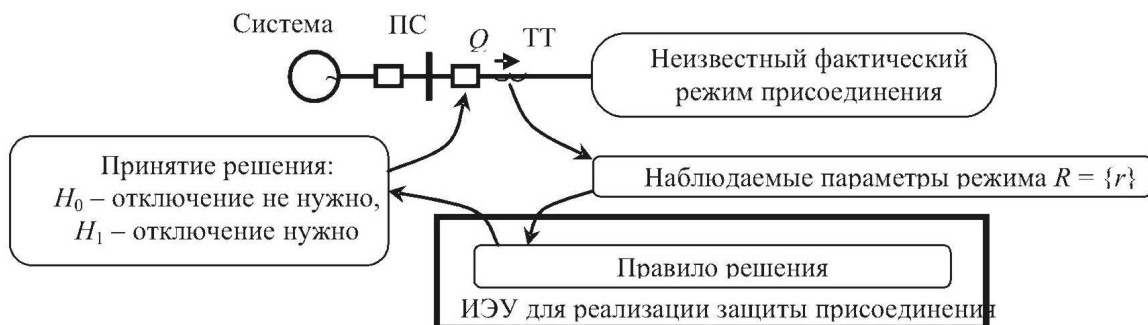


Рис. 1. Элементы задачи распознавания режима присоединения

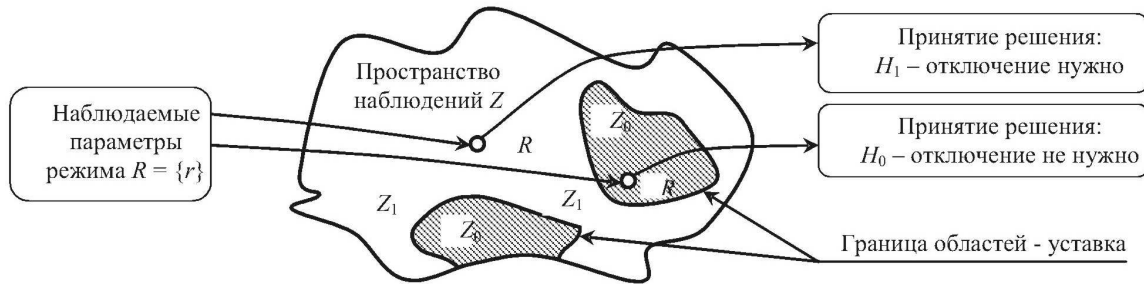


Рис. 2. Разбиение области решений – получение правила решения

гипотеза  $H_0$  выбирается, если  $\Lambda(R) \leq \eta$ , где  $\Lambda(R)$  – отношение правдоподобия:

$$\Lambda(R) = p_{H_1}(R|H_1) / p_{H_0}(R|H_0);$$

$\eta$  – порог (уставка) критерия отношения правдоподобия:

$$\eta = P_0(C_{10} - C_{00}) / (P_1(C_{01} - C_{11}))$$

при обязательном соблюдении условий  $C_{10} > C_{00}$  и  $C_{01} > C_{11}$ .

Здесь  $p_{H_0}(R|H_0)$  – функция плотности вероятности – наблюдение  $R$  соответствует гипотезе  $H_0$ ;  $p_{H_1}(R|H_1)$  – функция плотности вероятности – наблюдение  $R$  соответствует гипотезе  $H_1$ ;  $P_0$  и  $P_1$  – априорные вероятности правильности гипотез  $H_0$  и  $H_1$  соответственно, т.е. вероятности отсутствия или возникновения КЗ в зоне защиты при каждом единичном наблюдении  $R$ ;  $C_{00}$  – потери при правильном выборе гипотезы  $H_0$  (фидер не отключается, и его режим был допустимым);  $C_{01}$  – потери при неправильном выборе гипотезы  $H_0$  (фидер не отключается, и его режим был аварийным (КЗ));  $C_{10}$  – потери при неправильном выборе гипотезы  $H_1$  (фидер отключается, и его режим был допустимым);  $C_{11}$  – потери при правильном выборе гипотезы  $H_1$  (фидер отключается, и его режим был аварийным (КЗ)).

Значения потерь используются в байесовском методе проверки гипотез для минимизации последствий принимаемых решений устройством РЗ. Эти последствия могут определяться оценочно, грубо (основные составляющие потерь потребителей из-за внезапного отключения, потери энергокомпаний на аварийно-восстановительные работы) или более точно и глубоко.

Для расчета уставок защиты конкретного присоединения необходимо:

определить функции  $p_{H_0}(R|H_0)$  и  $p_{H_1}(R|H_1)$ , т.е. накопить статистику по нормальным и аварийным режимам этого присоединения; накопление статистики проводится либо путем наблюдения за режимом реального присоединения, либо расчетно, с применением соответствующей имитационной модели;

определить априорные вероятности  $P_0$  и  $P_1$  отсутствия или возникновения КЗ в зоне данной защиты;

определить потери для всех возможных исходов выбора по данному присоединению:  $C_{00}$ ,  $C_{01}$ ,  $C_{10}$ ,  $C_{11}$ .

В некоторых случаях, при упрощенном применении байесовского метода, расчет потерь и априорных вероятностей не требуется.

Если вся эта информация известна, то вычисляется значение порога  $\eta$  и с его помощью – границы областей  $Z_0$  и  $Z_1$ . После этого принятие решения об отключении будет заключаться в простой проверке – попадает ли наблюдение  $Z$  в область  $Z_1$  или нет. Если попадает, то отключение необходимо, если не попадает, то отключение не требуется. Обученная на имитационной модели РЗ будет способна правильно распознавать аварийный режим данного присоединения с минимальным риском потерь.

**Постановка задачи.** Расчеты показали [6–8], что полученная многопараметрическая РЗ, основанная на статистических принципах, потенциально имеет большее техническое совершенство распознавания режимов, чем традиционные защиты за счет более эффективного использования информации, полученной от измерительных трансформаторов тока и напряжения. Однако в электрической сети одновременно функционирует множество комплектов защит, и до сих пор не были предложены методы согласования комплектов многопараметрических защит между собой, необходимые для построения полноценной эффективной системы РЗ сети. Методы должны:

обеспечивать надежную систему РЗ, в которой отказ отдельных устройств и каналов связи привел бы к минимальной потере эффективности системы РЗ в целом;

учитывать любые типы защит: традиционные, многомерные (многопараметрические), выполненные как в централизованном, так и в децентрализованном вариантах;

обеспечивать максимально полную автоматизацию процессов расчета уставок и настроек РЗ и быть пригодными для внедрения в терминалы РЗ технологии «включай и работай» («Plug and Play») [9–11].

**Обеспечение селективности срабатывания многопараметрических защит.** Селективность действия и дальнейшее резервирование многопараметрических РЗ, имеющих резервные зоны защиты, предлагается обеспечивать путем решения многогипотезной задачи [12]. Рассмотрим пример схемы сети (рис. 3) с распределенной РЗ, где каждый комплект РЗ «наблюдает» за режимом сети только в одной точке (месте установки РЗ) с помощью измерительных трансформаторов тока (ТТ) и напряжения (ТН): многопараметрическая защита РЗ1 путем замера

сопротивления имеет основную зону защиты 1, РЗ2 имеет основную зону защиты 2, РЗ3 имеет основную зону защиты 3 и т.д.

Согласно опыту эксплуатации [13] желательно обеспечить каждую зону защиты дальним резервом – защита РЗ1 должна будет сработать и в зоне защиты 2, если возникает отказ РЗ2, и в зоне защиты 3, если одновременно возникнет отказ защит РЗ2 и РЗ3 и т.д.

Для каждой защиты должны быть введены гипотезы, соответствующие всем возможным зонам

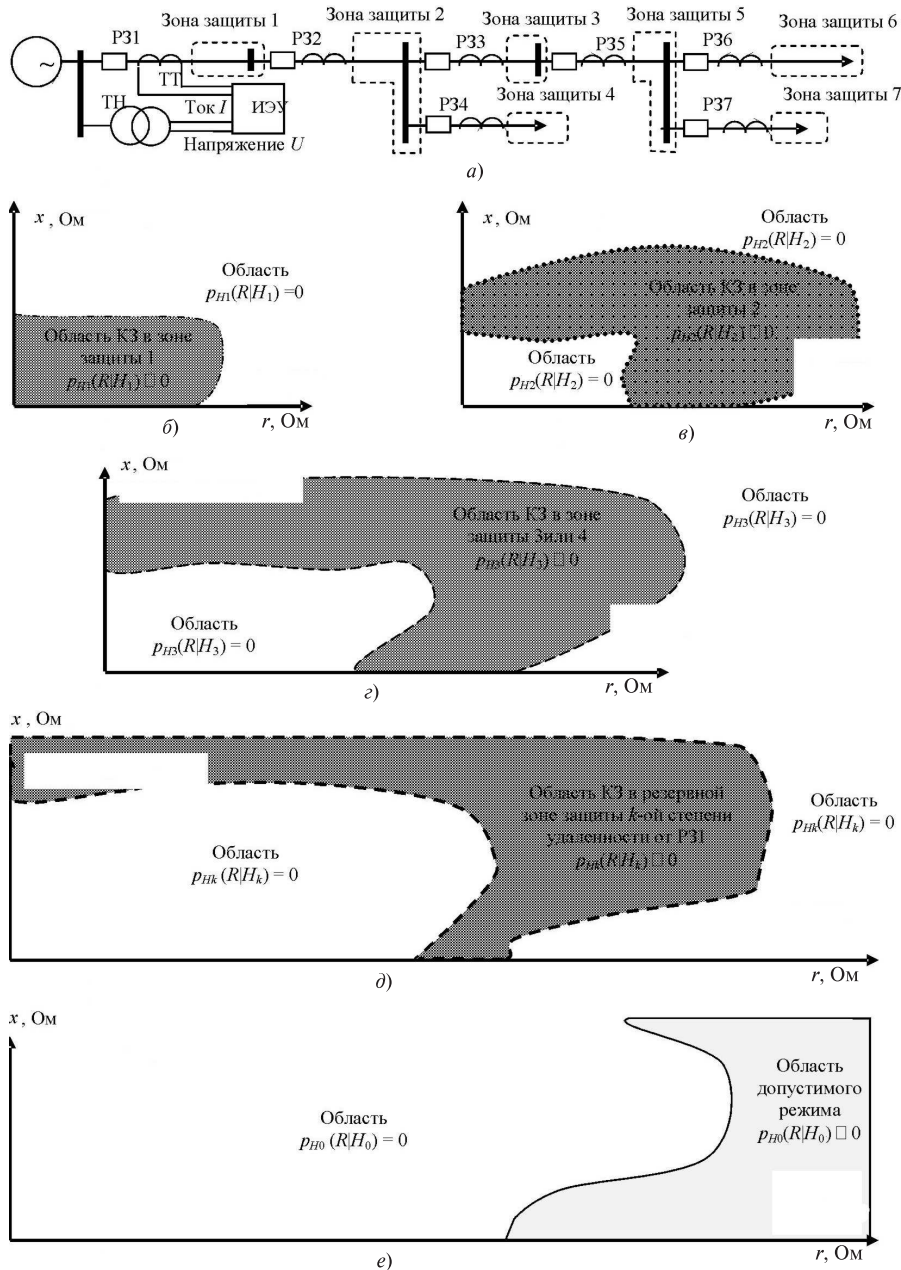


Рис. 3. Дальнее резервирование с помощью многопараметрических защит: а – однолинейная схема сети; б–е – области ненулевых плотностей вероятности для всех гипотез ( $x, r$  – реактивное и активное сопротивление)



защиты, в которых эта защита должна распознать аварийные режимы. Например, для защиты Р31 гипотезы будут следующие:

$H_0$  – допустимый режим – защита не должна отключать выключатель (рис. 3,е);

$H_1$  – аварийный режим в своей основной зоне защиты 1 – защита должна отключать выключатель без выдержки времени (рис. 3,б);

$H_2$  – аварийный режим в своей резервной зоне защиты 2 (рис. 3,в) – защита должна отключать выключатель с выдержкой времени  $\Delta t$ , равной традиционной ступени селективности, для обеспечения селективности с основной защитой этой зоны Р32;

$H_3$  – аварийный режим в своей резервной зоне защиты 3 или 4 (вообще, для каждой зоны должна быть своя отдельная гипотеза, однако, если защита будет должна срабатывать в некоторых зонах с одним и тем же временем, то можно объединить гипотезы – рис. 3,г) – защита должна отключать выключатель с выдержкой времени  $2\Delta t$ , равной удвоенной ступени селективности, для обеспечения селективности с основной защитой этой зоны Р33 (или Р34) и более близкой резервной защитой этой зоны Р32 и т.д.;  $H_k$  – аварийный режим в своей резервной зоне защиты произвольной  $k$ -й степени близости к Р31, где отключение будет требоваться с выдержкой времени  $(k-1)\Delta t$ .

Исходя из таких условий, селективность будет обеспечиваться за счет выдержки времени, а многопараметрическая Р31 будет являться по сути ступенчатой защитой с независимыми выдержками времени в резервных зонах (рис. 4).

Пусть в соответствии с этими гипотезами сформированы функции плотности вероятности нормального режима  $p_{H_0}(R|H_0)$  и аварийных режимов  $p_{H_1}(R|H_1), \dots, p_{H_k}(R|H_k)$  – рис. 3,б–е.

По найденным функциям плотностей вероятности найдем уставки – границы зон  $Z_0, Z_1, \dots, Z_k$  исходя из условия обеспечения селективности действия защит: защита Р31 должна быть надежно отстроена от неселективного срабатывания во всех своих резервных зонах. Согласно условию селективности все наблюдения  $R$  должны принадлежать зоне  $Z_k$ , если  $p_{H_k}(R|H_k) \neq 0$  и  $p_{H_{k+1}}(R|H_{k+1}) = 0$ . Исключением из этого условия является зона  $Z_0$  – в нее входят все точки с  $p_{H_0}(R|H_0) \neq 0$ .

Рассмотрим условие обеспечения селективности на примере выбора уставки Р31 для гипотезы  $H_1$  (срабатывание защиты Р31 в своей основной зоне защиты 1 – рис. 5). В пространстве наблюдений  $Z$  изображены две области ненулевых плотностей вероятности зон защиты 1 и 2 –  $p_{H_1}(R|H_1)$  и  $p_{H_2}(R|H_2)$  (рис. 3,б,в). Зоны защиты должны быть смежных степеней близости, в данном случае зона 1 имеет степень близости  $k=1$  и зона 2 имеет степень близости  $k=2$ .

Граница зоны мгновенного срабатывания  $Z_1$  (уставка) Р31 выбирается таким образом, что бы защита гарантированно не сработала при КЗ вне своей зоны защиты 1 (рис. 5). При этом допускается ошибка несрабатывания  $P_M$  при КЗ в основной зоне защиты 1, т.е. защита будет иметь эффект, аналогичный снижению быстродействия классической дистанционной защиты в конце основной

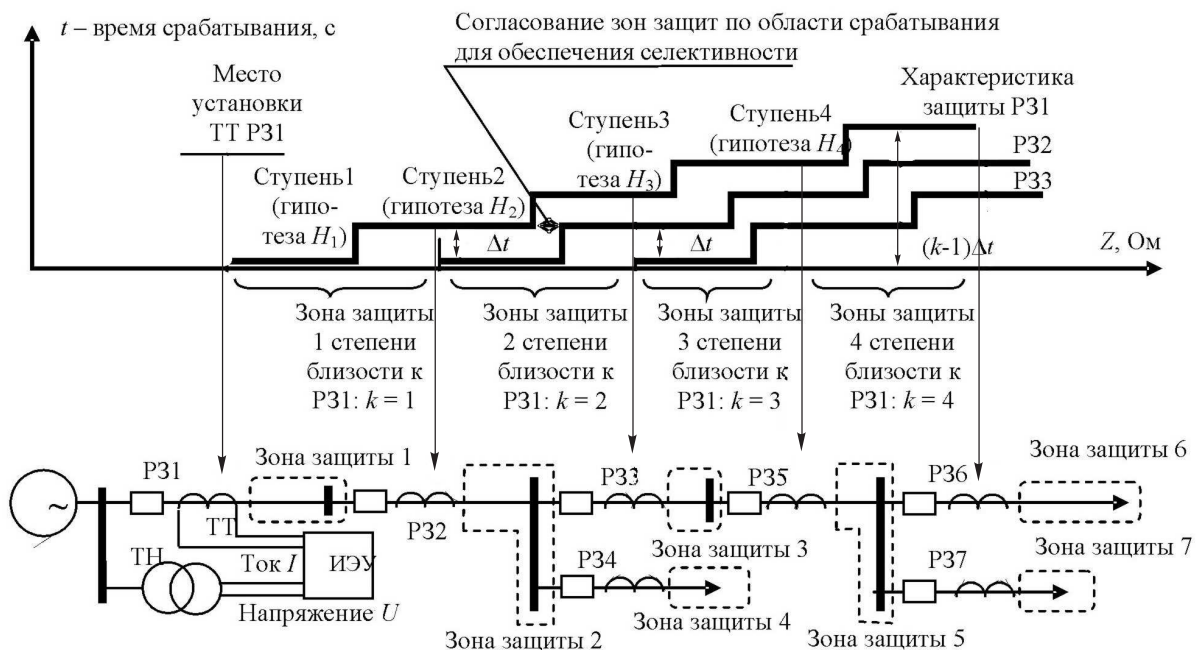


Рис. 4. Ступенчатый принцип обеспечения селективности работы защит

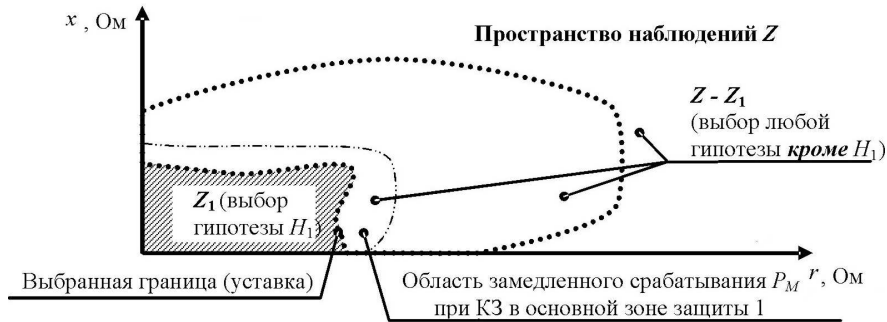


Рис. 5. Обеспечение селективности работы защит P31 и P32 за счет несрабатывания защиты P31 в зоне защиты 2

зоны. Однако ошибка  $P_M$  может быть уменьшена до минимума за счет правильного выбора параметров наблюдения  $R$ . Например, за счет выбора волновых параметров режима или разности токов по началу-концу зоны защиты 1 в качестве параметра наблюдения ошибка  $P_M$  будет сведена к нулю. Значение ошибки  $P_M$  находится с помощью интегрирования, например, для основной зоны защиты (степень близости  $k=1$ ) вероятность замедленного срабатывания защиты P31 будет равна

$$P_{mk-1} = \int_{Z-Z_1} p_{H_1}(R|H_1) dR.$$

Аналогичным образом, обеспечивая селективность, определяем границы (уставки) прочих зон срабатывания  $Z_0, Z_2, \dots, Z_k$  для рассматриваемой защиты P31 (рис. 6).

Для обеспечения селективности действия ступенчатой защиты по области срабатывания (горизонтальный зазор между характеристиками P31 и P32 на рис. 4) необходимо обеспечивать минимально допустимое расстояние между зоной  $Z_k$  P31 и зоной  $Z_{k-1}$  смежной защиты P32, которое определяется погрешностями измерений и погрешностями моделирования. Если не будет обеспечен этот зазор, то резервные ступени смежных защит могут сработать не селективно: более близкая к месту КЗ защита сработает за то же время, что и удаленная защита после момента возникновения КЗ.

Обеспечить этот вид селективности можно при выборе уставок – отстройкой границы зоны  $Z_k$  от

$p_{H_{k+1}}(R|H_{k+1})$  – рис. 7. Расширение или отстройка для каждой  $k$ -й зоны  $Z_k$  проводятся пропорционально коэффициенту  $k\delta R$  (рис. 7), где  $\delta R$  – максимально допустимая суммарная погрешность, включающая в себя погрешность измерений (только если она не включена в статистику  $p_{H_k}(R|H_k)$ ) и погрешность моделирования.

Отстройка защиты от каких-либо еще режимов, в которых действие защиты должно отличаться от уже принятых гипотез (например, отстройка от качаний генераторов), может быть выполнена за счет введения либо новой гипотезы, если необходимо отдельное распознавание этого нового режима, либо расширения зоны выбора гипотезы допустимого режима  $H_0$ .

Если по предложенным правилам найти уставки всех остальных защит сети (рис. 3,а), то возникнет система защиты сети с многократным гарантированно селективным дальним резервированием зон защиты.

**Достоинства** предложенного метода обеспечения селективности:

метод позволяет согласовывать между собой любые сочетания традиционных ступенчатых защит и многопараметрических защит;

отключение в резервных зонах будет происходить с минимальной выдержкой времени, равной ступени селективности  $\Delta t$ ;

надежность работы – селективное дальнейшее резервирование может выполняться даже при локаль-

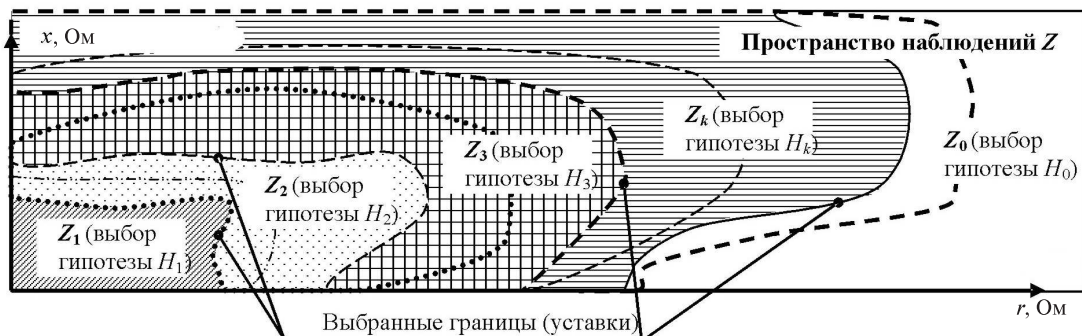


Рис. 6. Выбранные границы зон (уставки) для многопараметрической релейной защиты 1

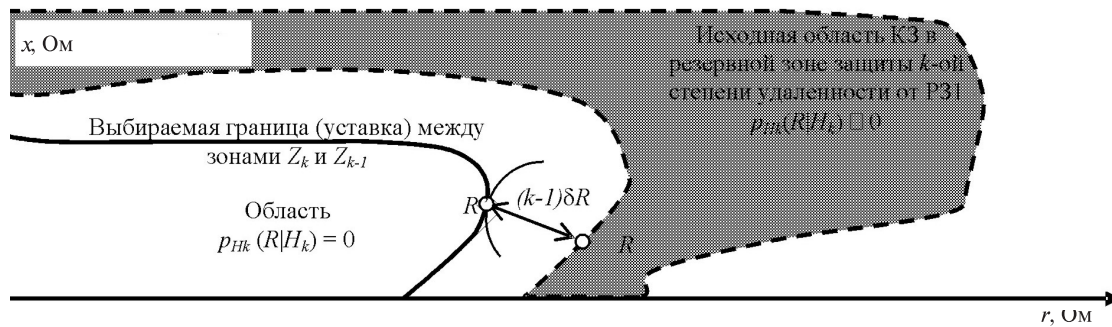


Рис. 7. Обеспечение селективности по области срабатывания смещением границы

ных измерениях в месте установки защиты, например, при нарушениях в системе связи;

достижение максимальной чувствительности в резервных зонах при использовании многопараметрических защит;

предложенный принцип расчета уставок прост и может быть положен в основу автоматизированных процедур и программной реализации.

**Пример.** Расчет вариантов защиты участка электрической сети электроснабжения. Рассмотрим предложенные принципы согласования многопараметрических защит на примере расчета уставок защит для участка сети 10 кВ системы электроснабжения (рис. 8,а).

В элементарную зону защиты  $a'$  входит питающая энергосистема (ЭЭС), первая секция шин 10 кВ подстанции (ПС) и подключенная к ней нагрузка; в зону защиты  $b$  входит кабельная линия (КЛ1) и первая секция шин 10 кВ распределительного пункта (РП); в зону защиты  $c$  – асинхронный двигатель (АД1); в зону защиты  $d$  – силовой трансформатор трансформаторного пункта (ТП) Т1; в зону защиты  $z$  – секция шин распределительного устройства (РУ) 0,4 кВ и вся нагрузка 0,4 кВ, питающаяся от секции – рис. 8,б. Элементарные зоны защиты для второй симметричной половины сети сформированы аналогично.

Предприятие питается от двух кабельных линий длиной 2 км АПвП 500/35; трансформаторы, асинхронные электродвигатели подключены через кабельные линии. Длина кабельных линий: от РУ 10 кВ до АД – 70 м; от РУ 10 кВ до понижающих трансформаторов 10/0,4 – 100 м.

Трансформатор РП потребителя ТМ-1600/10-У1 номинальной мощностью 1600 кВА,  $U_k = 6\%$ , тип регулирования ПБВ  $\pm 2 \times 2,5\%$ , номинальное напряжение обмоток – 10/0,4 кВ.

Потребители на предприятии: два асинхронных электродвигателя 10 кВ мощностью 3150 кВт, а также обобщенная нагрузка на стороне 0,4 кВ суммарной мощностью 2 МВт (полная мощность  $S = 2,155$  МВА, реактивная мощность  $Q = 0,8$  Мвар, номинальный ток 124 А). Асинхронный двигатель

4АЗМ-3150/10000 УХЛ4, 3150 кВт – номинальная мощность двигателя; 10 кВ – номинальное напряжение питания; 0,969 – коэффициент полезного действия; 0,89 – коэффициент мощности; реактивная мощность  $Q = 1,6$  Мвар; 5,3 – кратность пускового тока. Нагрузка 0,4 кВ является обобщенной промышленной; вводный выключатель на стороне 0,4 кВ – ВА-303Р-200А.

Суммарная мощность прочих потребителей на шинах 10 кВ ПС составляет 10 МВт (10,4 МВА). Параметры схемы замещения:

Параметр	Значение
Номинальное напряжение сети	10 кВ
Сопrotивление КЛ 1 (КЛ 2)	(0,25+j0,121) Ом
Сопrotивление Т1 (Т2), приведенное к стороне высшего напряжения	$j3,75$ Ом
Сопrotивление КЛ к АД 1 (к АД 2)	(0,009+j0,006) Ом
Номинальный ток АД	211 А
Сопrotивление АД в режиме пуска	$j5,17$ Ом
Сопrotивление КЛ к Т 1 (к Т 2)	(0,013+j 0,008) Ом
Пусковое сопротивление нагрузки 0,4 кВ на одной секции шин	$j32,483$ Ом
Сопrotивление системы	$j0,334$ Ом

Расчет традиционной токовой защиты рассматриваемого участка сети для независимых токовых характеристик дал следующие результаты:

Параметр	Значение
Ток КЗ:	
на шинах 10 кВ ПС (минимальный / максимальный)	14,97/19 кА
на шинах 10 кВ РП (минимальный / максимальный)	9,63/12,3 кА
на шинах 0,4 кВТП (минимальный / максимальный), приведенный к напряжению 10 кВ	1,2/1,5 кА
Ток пуска одной секции РП	1,3 кА
одновременно двух секций РП	1,9 кА
одного АД	1,0 кА
Ток срабатывания МТЗ трансформатора ТП	0,8 кА
Коэффициент чувствительности МТЗ трансформатора в основной зоне	1,75 отн. ед.
Ток срабатывания ТО трансформатора ТП	2,42 кА
Коэффициент чувствительности ТО трансформатора	5 отн. ед.



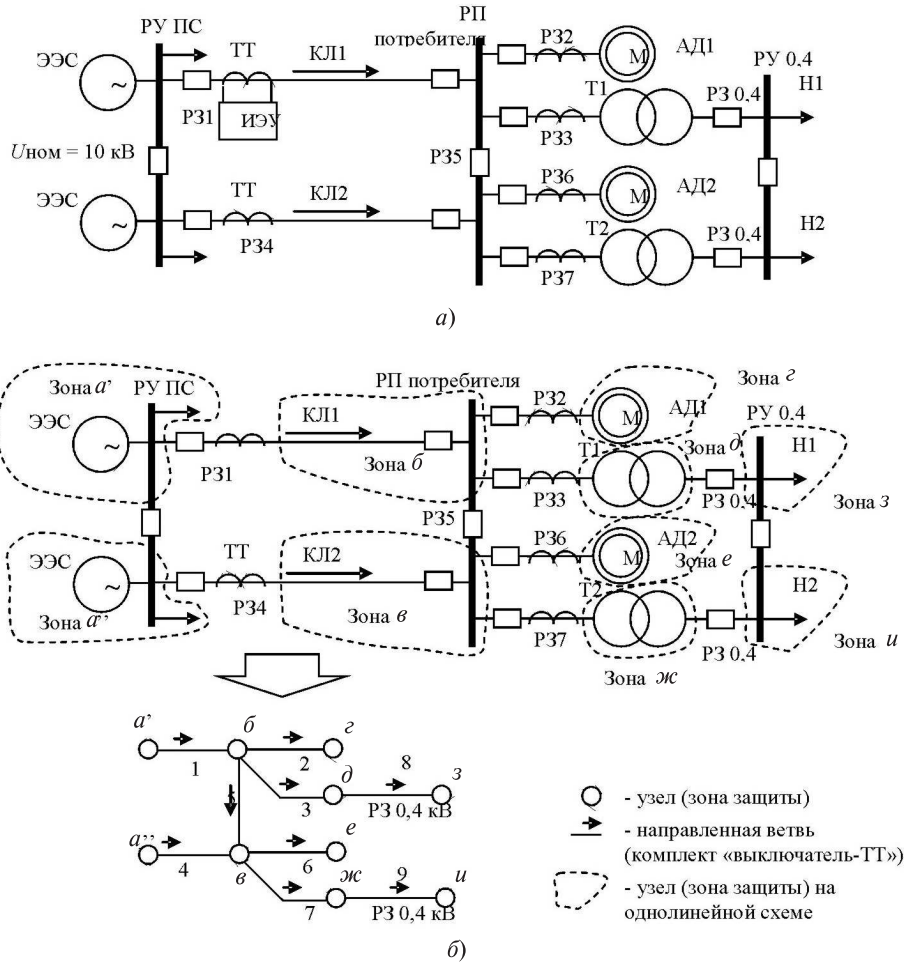


Рис. 8. Схема сети системы электроснабжения для расчета многопараметрических защит (P3 1–7): а – однолинейная схема; б – основной граф зон защиты

Ток срабатывания защиты АД	1,5 кА
Коэффициент чувствительности защиты АД	6,5 отн. ед.
Ток срабатывания МТЗ секционного выключателя (СВ) РП	1,92 кА
Коэффициент чувствительности МТЗ СВ РП при КЗ за трансформатором	0,7 отн. ед.
Ток срабатывания МТЗ КЛ	2,8 кА
Коэффициент чувствительности МТЗ КЛ: в основной зоне	3,4 отн. ед.
в резервной зоне	0,5 отн. ед.
Ток срабатывания ТО КЛ	17,2 кА
Коэффициент чувствительности ТО КЛ	1,1 отн. ед.

Карта селективности для традиционных защит – максимальной токовой защиты (МТЗ) и токовой защиты (ТО), представлена на рис. 9. Степень селективности принята для простоты равной 0,5 с.

С помощью имитационной модели сети проведен расчет одномерных и многомерных защит того же участка сети. В расчетах КЗ дополнительно было учтено случайное активное переходное сопротивление в месте КЗ 5 Ом (максимальное значение), ограничивающее значение тока КЗ и ухудшающее чувствительность РЗ. Это приводит к резкому снижению значения минимальных токов КЗ: на шинах 10 кВ ПС – до 1 кА, на шинах 10 кВ РП

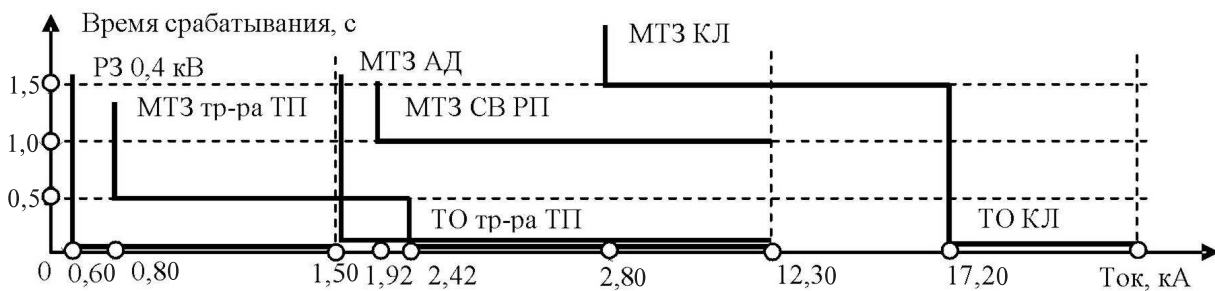


Рис. 9. Карта селективности защит МТЗ и ТО сети электроснабжения

Вариант защиты	Коэффициенты распознавания, (вероятность), отн.ед.						
	в основной зоне (зона б)	короткого замыкания			замедленного отключения КЗ		
		в резервной зоне			на ступень селективност и $\Delta t$ в зоне (зона б)	в резервной зоне	
		зоны в, г, д	зоны е, ж, з	зона и		зоны в, г, д	зоны е, ж, з
Традиционная МТЗ, ТО	0,335	0,120	0,024	0	1	1	1
Одномерная защита на статистических принципах (I)	0,335	0,120	0,024	0	0,987	1	0,976
Двумерная защита на статистических принципах (I, U)	0,722	0,372	0,103	0,011	0,984	0,979	0,917

Примечание. Значения вероятностей получены интегрированием функции плотности вероятности события короткого замыкания  $p_{HK}(R|H_k)$  по области интегрирования, ограниченной уставками, и соответствующей зоне  $Z_k$  — срабатывания ступеней защиты для каждого из трех вариантов защиты. Функции  $p_{HK}(R|H_k)$  получены путем имитационного эксперимента на модели присоединения сети. Число реализаций КЗ на линиях, шинах, нагрузках было принято то одинаковым, равным 10 000. Всего проведено более 4 млн реализаций КЗ.

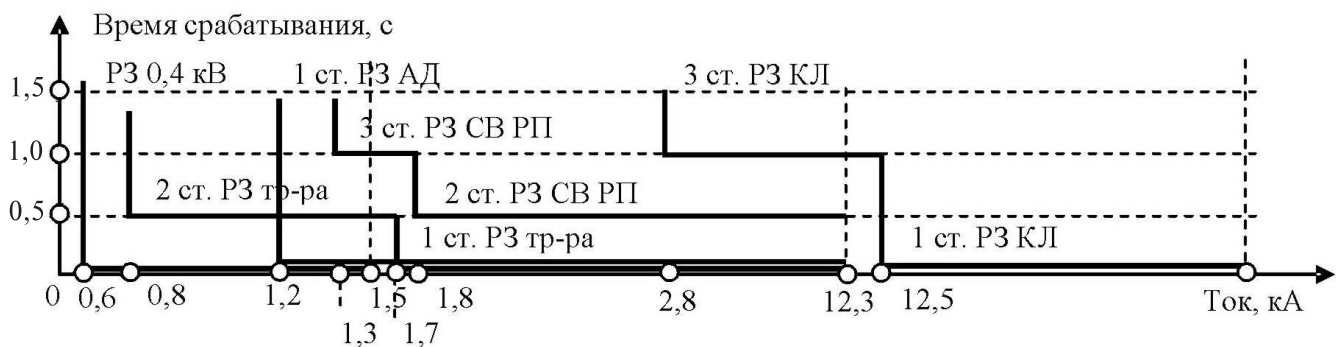


Рис. 10. Карта селективности одномерных защит сети электроснабжения, основанных на статистических принципах

— до 0,95 кА, на шинах 0,4 кВ ТП — до 0,4 кА. По сравнению с металлическими КЗ, учет переходного сопротивления дает существенное снижение эффективности защиты как традиционной токовой, так и статистической (см. таблицу).

Одномерная защита КЛ1, основанная на статистических принципах (рис. 10), имеет некоторое преимущество перед классической МТЗ и ТО КЛ (см. таблицу и рис. 10) в силу того, что она имеет мгновенную ступень, поскольку нет необходимости отстраиваться от бросков аperiodической составляющей тока из-за цифровой фильтрации, а также некоторое уменьшение токов срабатывания защит из-за уменьшения погрешностей при согласовании защит. Также в приведенном примере уменьшение токов срабатывания мгновенных ступеней защит влечет за собой увеличение быстродействия медленных ступеней РЗ на одну ступень селективности — 0,5 с. В остальном одномерная статистическая защита по току полностью тождественна традиционной МТЗ и ТО.

Переход к двумерной защите, наблюдающей за действующими значениями тока и напряжения в месте установки защиты (рис. 11) улучшает ее эф-

фективность — вероятности распознавания КЗ значительно увеличиваются (см. таблицу). С точки зрения увеличения быстродействия, эффект незначителен — вероятности замедленного отключения КЗ в элементарных зонах остаются выше 0,9.

**Выводы.** 1. Расчет ступенчатой защиты, основанной на статистических принципах, одного фидера сети показал применимость предложенного подхода и к многомерным защитами. Применение двумерной децентрализованной ступенчатой защиты позволило существенно увеличить техническое совершенство защиты фидера сети — вероятность распознавания КЗ в основной зоне с учетом случайного переходного сопротивления с максимальным значением 5 Ом увеличилась с 0,335 до 0,722, а в ближайшей резервной зоне — с 0,120 до 0,372.

2. Увеличение мерности защит и оптимальный выбор измеряемых величин позволит существенно увеличить техническое совершенство защиты и надежность электроснабжения [14, 15].

#### СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Лямец Ю.Я., Нудельман Г.С., Зиновьев Д.В., Кержаев Д.В., Романов Ю.В. Многомерная релейная защита. Ч.1. Теоретические предпосылки. — Электричество, 2009, № 10, с. 17–25.



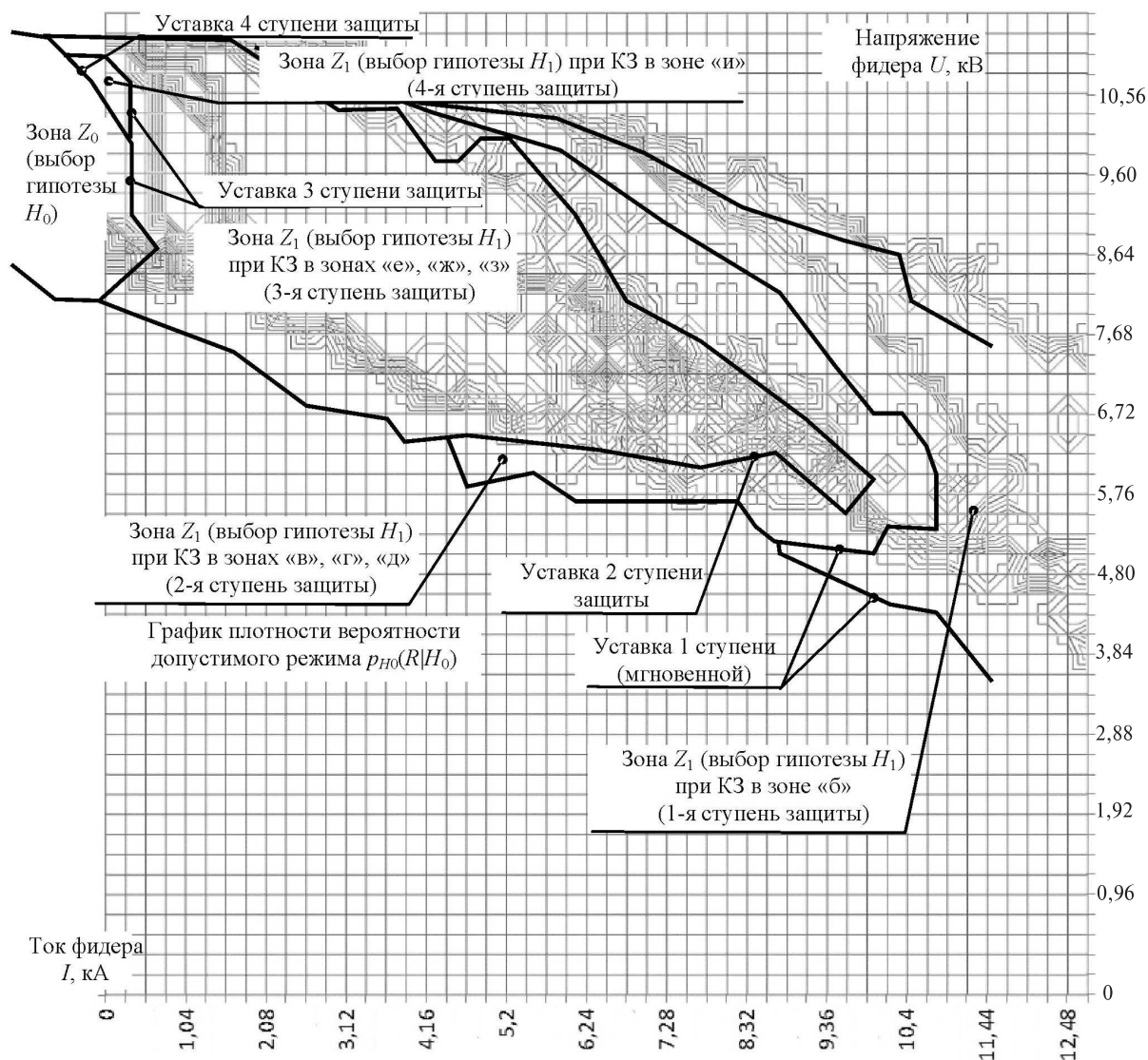


Рис. 11. Вариант двумерной защиты, основанной на статистических принципах, контролирующей ток и напряжение фидера КЛ (защиты № 1)

2. **Нагай И.В., Нагай В.И.** Построение многопараметрических резервных защит электрических распределительных сетей 6–10 кВ. – Энергетик, 2013, № 2, с. 18–21.

3. **Шуин В.А., Филатова Г.А., Воробьева Е.А., Ганжаев Д.И.** Информационные параметры электрических величин переходного процесса для определения места замыкания на землю в распределительных кабельных сетях напряжением 6–10 кВ. – Вестник ИГЭУ, 2017, № 2, с. 34–42.

4. **Rebizant W., Szafran J., Wiszniewski A.** Digital Signal Processing in Power System Protection and Control. – Springer, London, 2011, 325 p.

5. **Sakaguchi Toshiaki.** A statistical decision theoretic approach to digital relaying. – IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, 1980, vol. PAS-99, No. 5, p. 1918 – 1926.

6. **Куликов А.Л., Клюкин А.Н.** Стохастические алгоритмы защит дальнего резервирования распределительных установок потребителей. – Промышленная энергетика, 2012, №5, с. 32–38.

7. **Куликов А.Л., Шарьгин М.В.** Применение статистического подхода для адаптации автоматики отключения потребителей к их фактической нагрузке. – Электрические станции, 2016, № 12, с. 36–40.

8. **Вуколов В.Ю., Куликов А.Л., Шарьгин М.В.** Метод имитирования случайного графика нагрузки с заданными параметрами

для обучения автоматики электроснабжения. – Вестник НГИЭИ, 2017, № 3 (70), с. 40–49.

9. **Нудельман Г.С.** Вопросы развития современных систем РЗА. – Электроэнергия. Передача и распределение, 2015, № 2, с. 86–87.

10. **Лачугин В.Ф., Панфилов Д.И., Куликов А.Л., Рывкин А.А., Обалин М.Д.** Принципы построения интеллектуальной релейной защиты электрических сетей. – Известия РАН. Энергетика, 2015, № 4, с. 28–37.

11. **Nikkhajoji H., Lasseter R.H.** Microgrid Protection. – IEEE PES General Meeting, Tampa, 2007, pp. 1–6.

12. **Ван Трис Г.** Теория обнаружения, оценок и модуляции. Т.1. Теория обнаружения, оценок и линейной модуляции/Пер. с англ., под ред. проф. В. И. Тихонова. – М.: «Советское радио», 1972, 744 с.

13. **Правила устройства электроустановок.** 7-е изд. – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2007, 552 с.

14. **Шарьгин М.В.** Общий подход к решению проблемы обеспечения надежности электроснабжения потребителей. – Электричество, 2015, № 2, с. 12–17.

15. **Куликов А.Л., Папков Б.В., Шарьгин М.В.** Анализ и оценка последствий отключения потребителей электроэнергии: коллективная монография. – М.: НТФ «Энергопрогресс», 2014, 84 с.

*А в т о р ы:* **Шарыгин Михаил Валерьевич** окончил Нижегородский государственный технический университет им. Р.Е. Алексеева (НГТУ) в 2002 г. В 2005 г. защитил кандидатскую диссертацию «Разработка и совершенствование методов управления нагрузкой для ликвидации аварийных ситуаций в электроэнергетической системе» в НГТУ. Доцент кафедры «Электроэнергетика, электроснабжение и силовая электроника» (ЭЭСЭ) НГТУ.

**Куликов Александр Леонидович** окончил Военно-инженерную радиотехническую академию ПВО в 1992 г. В 2009 г. защитил докторскую диссертацию «Дистанционное определение мест повреждений высоковольтных линий электропередачи средствами цифровой обработки сигналов» в Ивановском государственном энергетическом университете. Профессор кафедры ЭЭСЭ НГТУ.

*Elektrichestvo (Electricity), 2017, No. 9, pp. 24–33*

*DOI:10.24160/0013-5380-2017-9-24-33*

## Achieving Selectivity of Relay Protection in Power Supply Systems Using the Bayesian Likelihood Ratio Test

**SHARYGIN Mikhail V.** (*Nizhnii Novgorod State Technical University named R. Ye. Alekseyev – NNSTU*) – Associate Professor, Cand. Sci (Eng.)

**KULIKOV Aleksandr L.** (*NNSTU*) – Professor, Dr. Sci. (Eng.)

*The development of power supply systems, intelligent microgrid requires the improvement of electric grid relay protection. One of the promising principles of relay protection is Bayesian hypothesis testing. Multiparametric relay protection, created on the basis of the Bayes method, has more recognizability of grid regime than traditional relay protections. In the paper proposes method of reconciling settings of multiparametric relay protections among themselves, necessary to build an effective relay protections system of electric grid. The proposed method of calculation of settings can be used as the basis for automated procedures as an element of intelligent relay protection in power supply systems. An example of calculation one-dimensional overcurrent protections of electric grid section showed the effectiveness of the proposed method. The relay protection of the electric grid example is similar to the traditional overcurrent relay protection or better. Two-dimensional relay protection significantly improved the technical perfection of the relay protection of the same electric grid.*

*Key words:* electric power supply, relay protection, statistics, likelihood ratio test, setting, selectivity

### REFERENCES

1. Lyamets Yu.Ya., Mudel'man G.S., Zinov'yev D.V., Kerzhayev D.V., Romanov Yu.V. *Elektrichestvo – in Russ. (Electricity)*, 2009, No. 10, pp. 17–25.
2. Nagai I.V., Nagai V.I. *Energetik – in Russ. (Power Engineering Specialist)*, 2013, No. 2, pp. 18–21.
3. Shuin V.A., Filatova G.A., Vorob'yeva Ye.A., Ganzhayev D.I. *Vestnik IGEU – in Russ. (Bulletin of Ivanovo State Power Engineering University)*, 2017, No. 2, pp. 34–42.
4. Rebizant W., Szafran J., Wiszniewski A. *Digital Signal Processing in Power System Protection and Control*. – Springer, London, 2011, 325 p.
5. Sakaguchi Toshiaki. A statistical decision theoretic approach to digital relaying. – IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, 1980, vol. PAS-99, No. 5, p. 1918 – 1926.
6. Kulikov A.L., Klyukin A.N. *Promyshlennaya energetika – in Russ. (Industrial Power Engineering)*, 2012, No. 5, pp. 32–38.
7. Kulikov A.L., Sharygin M.N. *Elektricheskiye stantsii – in Russ. (Power Stations)*, 2016, No. 12, pp. 36–40.
8. Vukolov V.Yu., Kulikov A.L., Sharygin M.V. *Vestnik NNTSU*, 2017, No. 3 (70), pp. 40–49.
9. Nudel'man G.S. *Elektroenergiya. Peredacha i raspredeleniye – in Russ. (Electricity. Transmission and distribution)*, 2015, No. 2, pp. 86–87.
10. Lachugin V.F., Panfilov D.I., Kulikov A.L., Ryvkin A.A., Obalin M.D. *Izvestiya Rossiiskoi Akademii Nauk. Energetika – in Russ. (Proc. of the Russian Academy of Sciences. Power Engineering)*, 2015, No. 4, pp. 28–37.
11. Nikkhajoei H., Lasseter R.H. Microgrid Protection. – IEEE PES General Meeting, Tampa, 2007, pp. 1–6.
12. Van Tris G. *Teoriya obnaruzheniya otsenok i modulyatsii. T.1/Per. s angl., pod red. Prof. V.I. Tikhonov (Theory of detection, estimation and modulation, vol.1./Trans. from English edit. by prof. V.I. Tikhonov)*. Moscow, Publ. «Sovetskoye radio», 1972, 744 p.
13. *Pravila ustroystva elektroustanovok. 7-ye izd. (Rules for the installation of electrical installation. 7th Edit.)* Moscow, Publ. NTS ENAS, 2007, p. 552.
14. Sharygin M.V. *Elektrichestvo – in Russ. (Electricity)*, 2015, No. 2, pp. 12–17.
15. Kulikov A.L., Papkov B.V., Sharygin M.V. *Analiz i otsenka posledstviy otklucheniya potrebiteli elektroenergii (Analysis and assessment of the consequences of power outages)*. Moscow, Publ. NTF «Energoprogress», 2014. 84 p.

[20.06.2017]