



PS1 – S1-01



Оценка устойчивости защиты с помощью метода «отпечатков пальцев»

Й. ЙАГЕР¹, К.О. ХАЙДЕ², Р. КРЕБС²

Friedrich-Alexander University Erlangen-Nuremberg¹, Siemens AG²

Германия

chris.heyde@siemens.com

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА

Оценка стабильности защиты, предотвращение системных аварий (блэкаутов), координация защит, холистическое (целостное) моделирование, плановые проверки нештатных ситуаций, анализ методом отпечатков пальцев.

АННОТАЦИЯ

Оценка устойчивости защиты сетей энергосистем становится важной задачей в рамках конкуренции на рынке энергии и в сфере безуглеродного генерирования электроэнергии. Анализ прошлых аварийных отключений, изученных Североамериканским советом надежности в электроэнергетике (NERC), показывает, что реле защиты использовались в 75 % основных аварийных отключений. Главная причина для этого состоит в неадекватной адаптации систем защиты к изменяющимся условиям сети. В частности, неверное функционирование реле и аварийные отключения были вызваны скрытыми отказами устройств релейной защиты.

Данная статья представляет новую автоматизированную методику предотвращения аварийных отключений энергосистем. Здесь выполняется анализ и оценка устойчивости систем защиты сетей в целом. Обычно выполняемые проверки последовательностей нештатных ситуаций показывают узкие места в самом поведении защиты и в координации сети и защиты. Цифровой инструмент моделирования PSS[®] SINCAL используется для обеспечения возможности целостного (холистического) моделирования сети и поведения защиты на полностью автоматизированной основе. Обработка большого количества получаемых в результате данных выполняется интеллектуальным методом визуализации на базе анализа «отпечатков пальцев».

1 ВВЕДЕНИЕ

Сложность энергосистем во всем мире растет по причине постоянных расширений сетей и реализации их взаимосвязей. Наличие конкуренции на рынке энергии и в сфере безуглеродного генерирования электроэнергии служит для этого основой. Выполнение вводов питания от все новых источников распределенного генерирования и генерирования на базе возобновляемых ресурсов требует увеличения требований к передающей способности и стабильности энергосистем. Важным фактором на пути предотвращения аварийных отключений сетей служит регулярная проверка отключающего поведения защит непосредственно и концепции координации защит. В области передающих сетей координация защиты все больше сводится к задаче управления общенациональных энергосистем в условиях непрерывного изменения и при наличии многочисленных устройств защиты, предпочтительно настраиваемых программными инструментами. Цель представленной методики состоит в том,

чтобы обеспечить автоматизированную систему оценки устойчивости защиты. В рамках этой методики происходит анализ системы защиты целой сети с использованием инструмента моделирования сети PSS®SINCAL [6]. При моделировании обычных последовательностей повреждений и сценариев нештатных ситуаций выявляются узкие места, возникающие по причине селективности системы защиты, а также можно обнаружить, в частности, скрытые отказы реле. На основе идентификации узких мест могут быть получены адаптированные уставки, использование которых улучшает поведение защиты при изменяющихся условиях сети. Это приводит к заметному повышению качества защиты и устойчивости сети современных и, следовательно, будущих сетей энергосистем.

2 МЕТОД ИССЛЕДОВАНИЯ

2.1 Моделирование коротких замыканий

Принципиальная структура метода исследования приведена на рисунке 1. Процедура начинается с моделирования повреждения - короткого замыкания (КЗ). Можно рассматривать различные виды повреждений и различные сопротивления повреждений. С помощью автоматического управления инструментом моделирования можно моделировать различные сети и сценарии повреждений, без необходимости выполнения затратных по времени изменений вручную. Таким образом, проверяется отключающее поведение устройств защиты в случае возникновения коротких замыканий. Место повреждения перемещается по всей сети шагами, например, в 5% от длины линии. Инструмент моделирования рассчитывает реакцию всех рассматриваемых устройств защиты во время всех моделируемых КЗ.



Рис. 1: Принципиальная структура метода исследования

Все данные будут зарегистрированы системой банка данных, которая включает входные данные сети и защиты, а также все результирующие данные. Далее могут моделироваться ситуации отключения линий, перегрузки линий, разделения системы или по выбору другие нештатные ситуации, при этом будут выявляться скрытые отказы [1,2].

2.2 Анализ моделей повреждений

Общий метод оценки поведения систем защиты согласно определению приведен на рис. 2. Справедливы следующие определения:

- | | |
|--------------------|--|
| Гарантоспособность | – вероятность того, что система защиты выдаст команду отключения выключателям, когда это будет необходимо. |
| Устойчивость | – вероятность того, что система защиты не будет выдавать команду отключения на выключатель в случае, когда этого не требуется. |
| Надежность | – вероятность того, что система защиты будет функционировать с требуемыми рабочими характеристиками. Данный параметр включает аспекты гарантоспособности и устойчивости. |



Рис. 2: Общая структура системы оценки поведения защиты

Анализ моделей повреждений основан на данной структуре. Алгоритмы оценки нацелены на обнаружение нарушений гарантоспособности и устойчивости. Гарантоспособность может также быть описана условием “понижения функциональности”, а устойчивость - условием “повышения функциональности” систем защиты. Эта информация дополняется временами отключения всех КЗ.

Такие данные позволяют произвести типификацию моделей повреждений касательно отказов реле и конфигурации сети. Например, в анализируемой сети типичные условия сети - параллельные конфигурации линий со взаимным соединением - часто приводят к нарушению параметра устойчивости. Это можно рассматривать как обнаруженную типичную модель повреждения. Выполняемая на основе этого адаптация уставок защиты может исправить ситуацию.

Анализ модели повреждения проиллюстрирован с помощью так называемых диаграмм “отпечатков пальцев”. На рисунке 3 представлена диаграмма времен отключения защиты.

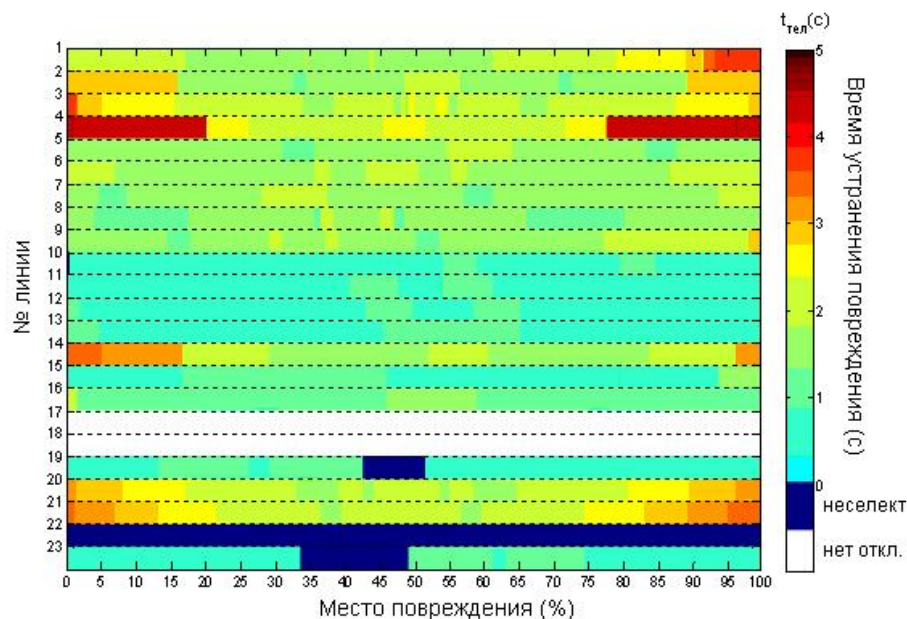


Рис. 3: Диаграмма «отпечатков пальцев» времен отключения защиты

На оси X отображаются места повреждений, на оси Y - линии. Количество времени отключения характеризуется цветом, расшифровка значений цветов дана в правой части рис. 3 в виде шкалы. Дополнительно дается информация о нарушениях гарантоспособности (белый цвет) и устойчивости (темно-синий цвет).

2.3 Оценка экономического воздействия

Оценка экономического воздействия - второй путь метода исследования на рис. 1. Здесь необходимо оценить стоимость повреждения оборудования, вызванного длительными повреждениями, и денежные потери, вызванные непреднамеренными отключениями электричества из-за ошибочных срабатываний реле. Расчетные затраты могут использоваться для экономических оценок дальнейших необходимых инвестиций в изучение уставок защит, модернизацию оборудования защиты или техническое обслуживание. Методы оценки стоимости отключений электричества в принципе делятся на три подхода, а именно, макроэкономический, микроэкономический и аналитический [3]. При макроэкономическом подходе осуществляется попытка оценить затраты из-за отключения электричества на национальном уровне, оценивая общую стоимость потерь от отключений электричества за год. Из-за большого количества данных точно оценить количество недопоставленной каждому клиенту энергии сложно. Таким образом, для первого макроэкономического подхода предлагается оценка Валового национального продукта (ВНП). Затраты от отключений электричества в кВт*ч могут быть вычислены следующим образом:

$$\text{убытки от отключений} = \frac{\text{ВНП (\$)}}{\text{Общее потребление электроэнергии (кВт.ч)}} \quad (1)$$

Расчетная стоимость потерь от отключений электричества представляет собой отношение поставленной энергии и экономической ставки, которая рассчитывается из поставленной энергии. Предполагаемые значения затрат от прерывания питания для индивидуальных клиентов различны, в зависимости от типа сектора экономики каждого клиента - жилой фонд, сельскохозяйственные, промышленные или коммерческие предприятия. Жилой и сельскохозяйственный секторы несут относительно более низкие убытки из-за отключений энергии, в то время как в промышленном и коммерческом секторах убытки более высокие. Убытки из-за временного отключения энергии для жилых, сельскохозяйственных, промышленных и коммерческих объектов составляют - 4,05 \$/кВт*ч, 3,53 \$/кВт*ч, 6,78 \$/кВт*ч и 39,69 \$/кВт*ч соответственно (см. [4]). Поскольку макроэкономический подход не обеспечивает точных данных по ежегодным убыткам из-за отключений энергии, легче оценить их на базе микроэкономического или аналитического подходов, которые ориентируются на сбор большого количества данных и дальнейшие предположения, которые также порождают двусмысленности.

Количество незапланированных недопоставленных нагрузок может быть определено количественно в виде оценочного показателя, например, в виде степени селективности. Показатель будет вычисляться для каждого места повреждения и в виде отношения нагрузки, подаваемой после реального отключения защитой, к нагрузке, которая должна быть подана при 100%-ой селективности. Степень селективности равна 1, если повреждение может быть устранено полностью селективно. Неселективно устраненные повреждения ведут к снижению оценочного показателя ниже 1.

3 ПРИМЕРЫ

3.1 Национальная передающая сеть

Анализ выполнялся на основе реального существующей передающей сети 400 / 230 кВ. Она включает установленную мощность 60 ГВА, 650 линий и 900 трансформаторов. Число устройств дистанционной и максимальной токовой защиты приблизительно равно 10 000. Главными сложностями данного исследования были большие размеры сети и большое количество реле различных производителей, множество коротких и длинных линий, большое количество взаимных подключений линий нулевой последовательности, большие трансформаторы межкаскадной связи и существенное влияние нагрузки линии на уставки зон дистанционной защиты.

Для новых линий, еще не оборудованных реле защиты, был добавлен один комплект дистанционной защиты и защиты от КЗ на землю. Для этих целей использовались функциональные возможности цифровых многофункциональных реле 7SA522 и 7SA6 (SIEMENS) [5].

Актуальные тенденции в развитии защиты и автоматизации энергосистем 30 мая – 3 июня 2011, Санкт-Петербург

Исследование включало все функции защиты от короткого замыкания, которые нуждаются во взаимной координации. Были запущены следующие тестовые последовательности:

1. Испытание единичной дистанционной защиты,
2. Испытание единичной максимальной токовой защиты от замыкания на землю,
3. Испытание всех устройств защиты (функции 21, 21N, 50/51/67 и 50N/51N/67N).

Первые два ряда испытаний были выполнены заранее, чтобы изучить функции защиты, независимые друг от друга. Третий тест включал полный диапазон функций защиты согласно собранному данным сети.

Анализ результатов моделирования согласно предложенному методу и соответствующая перекоординация защиты при обнаружении узких мест привел к усовершенствованию работы защиты в обычном случае низкоомных повреждений. Это указывает на то, что дистанционная защита, которая работает в случае обычного повреждения, теперь намного лучше скоординирована согласно предложенным новыми уставкам. На рис. 4 приведены две диаграммы "отпечатков пальцев" соответственно одной определенной области нашей изучаемой сети.

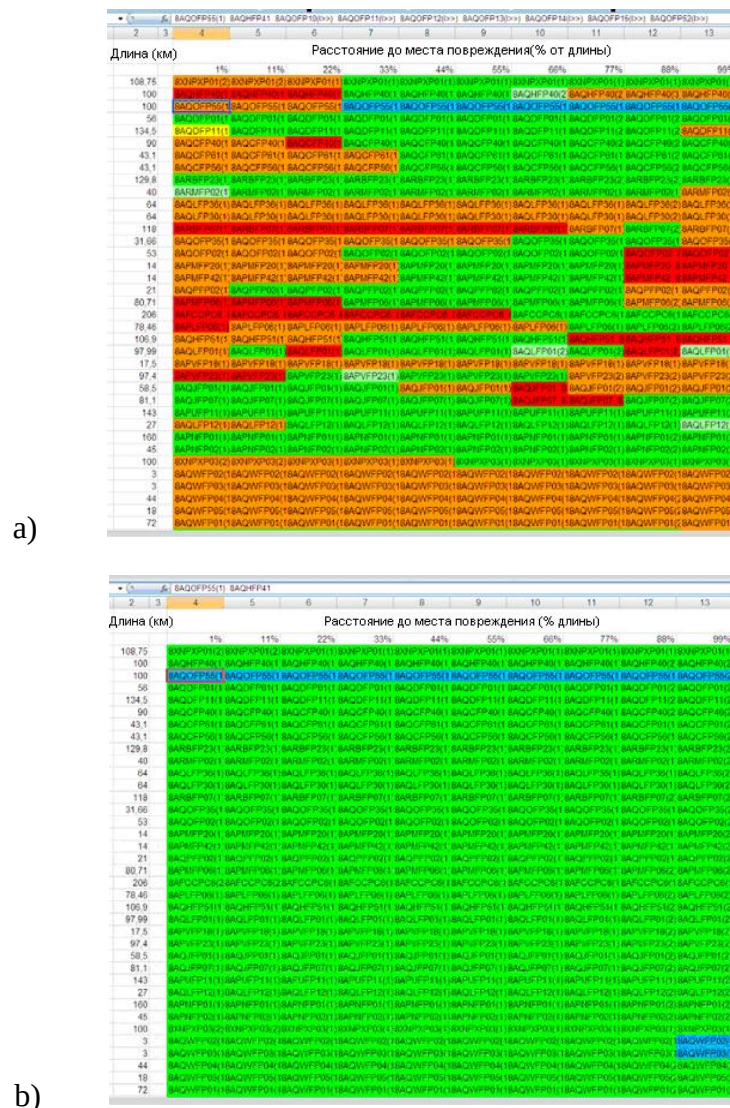


Рис. 4: Диаграмм «отпечатков пальцев» 3-фазных повреждений
а) начальное состояние систем защиты
б) примерное поведение защиты после перекоординации

Нарушение гарантоспособности и устойчивости защиты проиллюстрировано различными цветами. Зеленый цвет соответствует полностью селективному устранению повреждения. На рис. 4а) представлено начальное состояние анализа, на рис. 4б) – состояние перекоординированной системы защиты. В этом случае может быть достигнуто полное усовершенствование без наличия каких-либо узких мест. В случае других областей сети могло быть достигнуто только частичное усовершенствование, и это является большинством случаев.

Дальнейшие результаты приведены ниже. Нужно, однако, учитывать, что селективное отключение, по крайней мере, во второй зоне, было критерием испытания. Линии, где имеет место расширение зоны, характеризуются в сводках результатов указанием на соответствующие ложные срабатывания. Это те линии, где защита с телеуправлением является абсолютным условием для выполнения селективного устранения повреждения.

Если линии отключены или подстанции не действуют, эффект уменьшения зоны от промежуточных запиток снижается, и, следовательно, охват зоны расширяется. Это приводит к более высокой вероятности перекрывания второй зоны и ложного отключения. Данная ситуация иллюстрирует причину, по которой все линии должны быть оборудованы защитой с телеуправлением – это необходимо для того, чтобы гарантировать 100% мгновенное устранение повреждений.

За процедурой проверки следуют тестовые процедуры согласованной методологии, которые были разработаны и использовались для обработки большого количества данных. Таким образом, было создано множество статистических диаграмм и таблиц, которые позволяют сделать всесторонний обзор установленных систем защиты. Только хорошее качество собранных данных позволило получить достоверные результаты для схем реле и их уставок. Обнаружение некорректно настроенных устройств защиты было реализовано на базе специализированного макроса контроля достоверности.

Выполненная оценка защиты дает обзор установленных системам защиты и их уставок. На основании полученной статистики мы можем видеть, сколько из устройств релейной защиты не отвечает требованиям по рабочим характеристикам или отклоняется от практических правил выбора уставок. Новые скоординированные уставки защиты были автоматически сгенерированы макросом согласно определенным правилам. После этого стало возможным моделировать и тестировать защиту со старыми и новыми уставками.

Приблизительно 500 000 повреждений были автоматически смоделированы с помощью системы моделирования, реакция реле защиты контролировалась и фиксировалась. В селективном устранении повреждений были достигнуты решительные улучшения. Однако многие повреждения остаются, поэтому координация одних только уставок не достаточна, чтобы гарантировать селективное устранение повреждений, необходимо применение защиты с телеуправлением. Результаты моделирования указывают на физические или технические проблемы индивидуально для каждой линии, таким образом, чтобы оператор сети мог запланировать и реализовать соответствующие коррективные меры.

3.2 Распределительные сети с питанием от распределенных генераторов (РГ)

Приведенный ниже анализ выполнен для существующей распределительной сети 20 кВ с ограниченным током замыкания на землю при помощи подключенного «звездой» низкоомного заземления ($I_{1\phi} \leq 2$ кА). Конфигурация изображена на рис. 5. Сеть обычно работает с открыто-кольцевой конфигурацией, эквивалентной радиальной конфигурации. Главный ввод питания установлен от уровня напряжения передачи 110 кВ. Распределительная сеть 20 кВ состоит из 14 кабельных фидеров от А до N, оборудованных 14 реле дистанционной защиты (21). За реле дистанционной защиты 21А и 21В следуют реле МТЗ 51А и 51В. Длины фидеров составляют от 2,1 км до 14,6 км. Величины сопротивления: $R' = 0.17..0.38$ Ом/км и $X' = 0.12$ Ом/км.

Реле дистанционной защиты срабатывают по критерию понижения сопротивления, обычному в таких сетях. Низкая уставка токового порогового составляет $I >= 0.67 \cdot I_{ном}$. Уставка общего срабатывания установлена выше: $I >> 2.33 \cdot I_{ном}$. При междуфазных замыканиях напряжение опускается до 70% от $U_{ном}$, что ведет чувствительному срабатыванию при значениях тока между $0.67...2.33 \cdot I_{ном}$. Выдержка времени отключения при ненаправленном срабатывании составляет 400 мс. Активируется только зона 1 отключения с неполным охватом и выдержкой времени 50 мс. Она охватывает от 10% до 100% длины фидера в зависимости от

расположения на нем подстанций потребителей. Остальная часть фидера защищена по критерию ненаправленного срабатывания. У обоих реле МТЗ 51А и 51В активизируется только одна ненаправленная ступень с независимой выдержкой времени и уставками $I > = 2.33 \cdot I_{ном}$ и $t > = 100$ мс.

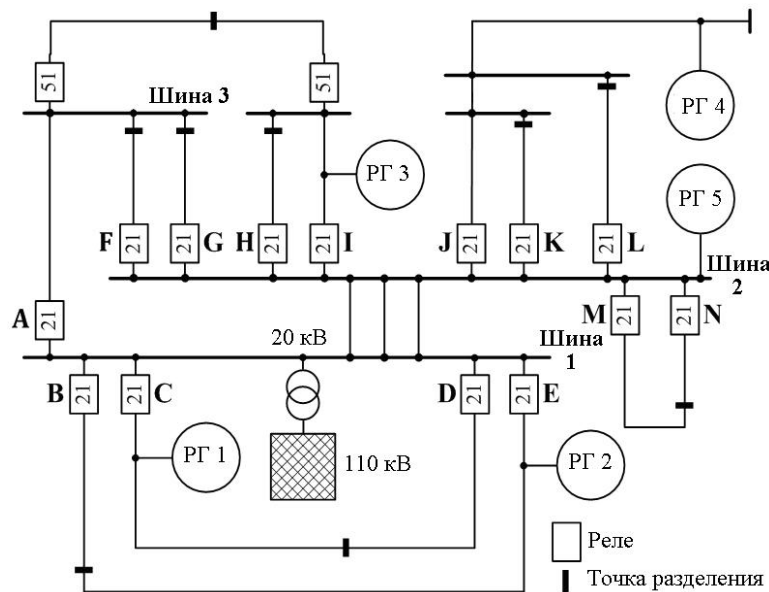


Рис. 5: Распределительная сеть 20 кВ с питанием от распределенных генераторов

Питание осуществляется от пяти распределенных генераторов. Точка их общего соединения (РСС) находится на фидерах от РГ1 до РГ4 и шинах 2 (РГ5) соответственно. Они подчиняются коду распределения оператора распределительной сети (DNO). Наиболее важные данные этих генераторов сведены в Таблицу I. Если не указано иного, то они являются синхронными машинами.

	Генераторное устройство		Трансформатор генератора	
	$S_{нРГ}$ [МВА]	x'' [%]	$S_{нТ}$ [МВА]	u_k [%]
РГ1	5.0	18.5	6.3	7.0
РГ2	8.0	18.5	10.0	7.0
РГ3	8.0	18.5	10.0	10.0
РГ4	2.4	18.5	2.5	6.0
РГ5	4.0	18.5	5.0	7.0

Табл. 1: Данные распределенных генераторов (РГ): Номинальная мощность S , сверхпереходное реактивное сопротивление x'' и напряжение КЗ u_k

Рассматриваются следующие функции защиты соединений распределенных генераторов РГ:

- Функция защиты от понижения напряжения (27) – $U < = 0.45 \cdot U_{ном}$, $t(U <) = 300$ мс
 $U < = 0.8 \cdot U_{ном}$, $t(U <) = 1.5 \dots 2.7$ с
- Функция частотной защиты (81) – $f > = 51.5$ Гц, $t(f >) = 100$ мс
 $f < = 47.5$ Гц, $t(f <) = 100$ мс

Защищает систему распределенных генераторов (например, кабель от РСС к трансформатору генератора) функция МТЗ. Для всех распределенных генераторов (РГ) можно отличать повреждения в распределительной сети от повреждений в системе РГ по току, активизируя для этого элемент с высокой уставкой без выдержки времени и элемент с низкой уставкой с выдержкой времени ($t(I >) = 400$ мс). Повреждения в системе РГ устраняются мгновенно, тогда как для повреждений в распределительной сети отключение будет выполнено с выдержкой времени.

В приведенных ниже результатах предложенного метода представлены условия для сети с коротким замыканием.

Исследования в области установившегося режима выполняются программным пакетом моделирования PSS[®]SINCAL. Метод «Запуска повреждения» из [7] использует автоматически выполняемые процедуры ПО моделирования для генерации различных сценариев повреждений, то есть различных мест повреждений, при этом нет необходимости выполнять отнимающих много времени изменений в базе данных пакета моделирования. Здесь поведение защиты системы обычно проверяется изменением места повреждения по всей сети, например, шагом 5% от соответствующей длины фидера. Таким образом, повреждение эффективно перемещается вдоль всей сети. Программный пакет моделирования рассчитывает ответную реакцию всех устройств защиты для каждого места повреждения. Из всего количества получаемых данных выделяются две значимые величины, характеризующие надежность защиты системы:

- Время устранения повреждения защитой системы для каждого места повреждения (функции защиты РГ исключаются).
- Степень селективности для каждого места повреждения как отношение нагрузке, подаваемой после выполненного защитой реального отключения, к нагрузке, которая должна быть подана в случае 100%-ой селективности. Степень селективности равна 1, если повреждение может быть устранено полностью селективно. Неселективно устраненные повреждения ведут к снижению оценочного показателя ниже 1.

На рис. 6а показаны результаты времени устранения повреждения без каких-либо распределенных генераторов, подключенных к сети. Каждая строка соответствует зоне защиты. Ось X представляет места повреждения. Время устранения повреждения (и степень селективности) имеют цветовую кодировку. Например, строка 1 соответствует зоне защиты реле 21А, т.е. фидеру А от шины 1 к шине 3. Строка 2 соответствует зоне защиты реле 51А, то есть фидеру А от шины 3 до конца фидера. Перемещаясь вдоль оси X до длины зоны, равной 50%, можно считать время устранения повреждения по цветовой шкале для 3-фазного повреждения в середине зоны защиты.

Конец каждой зоны с неполным охватом может быть определенно идентифицирован по изменению время устранения повреждения с 50 мс (темный оттенок) до 400 мс (светлый оттенок). В случае подключения распределенных генераторов (РГ) (рис. 6б) можно обнаружить, что первая зона защиты реле 21I сокращена по сравнению со случаем без подключения РГ (выделено эллипсами на рис. 6). Это происходит из-за наличия промежуточных вводов питания. Вводы питания между реле и местом повреждения влияют на замеры сопротивления Z_{Rel} и вызывают появление погрешности измерения ΔZ . Погрешность измерения пропорциональна отношению тока промежуточного ввода $I_{РГ}$ к току в месте расположения реле I_{Rel} .

Относительно степени селективности может быть высказано следующее. Без подключения к сети распределенных генераторов отключения были селективными. Соответствующая диаграмма не приводится, поскольку она была бы окрашена только черным цветом. Но в случае подключения всех распределенных генераторов ситуация была бы иной (см. рис. 6с). Здесь степень селективности снижается до 60% (например, в зоне защиты 21Н), если повреждение находится за пределами конца первых зон, где выполняется отключение по критерию ненаправленного пуска. При этом до 60% нагрузки, которая должна быть подана при 100% селективной устранении повреждения, не может быть подано. Реле с распределенными генераторами вдоль их зон защиты потеряли устойчивость из-за отключения, реализованного при возникновении КЗ на распределенных генераторах по критерию ненаправленного пуска. Убытки от реализованного таким образом отключения электроэнергии могут быть вычислены за предполагаемый период отключения, например, за 1 час соответственно.

4 ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Предложен новый метод анализа и оценки систем защиты. Можно показать, что устойчивость защиты может быть улучшена автоматизированным программным методом. Он может быть применен в национальных передающих сетях, а также, в частности, в

распределительных сетях с питанием от распределенных генераторов. Используя только один набор уставок моделирования, можно проверять различные концепции.

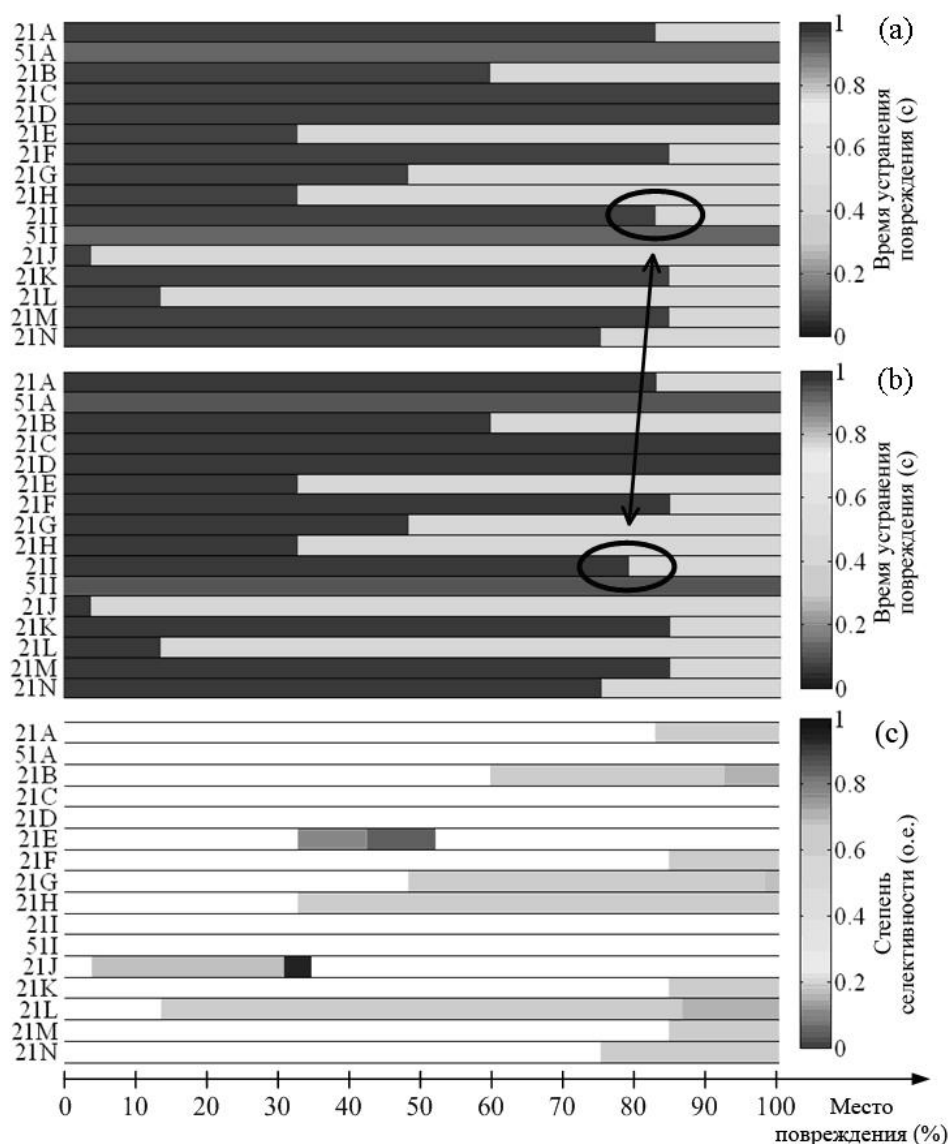


Рис. 6: «Отпечатки пальцев» 3-фазных повреждений (сверху вниз)

- а) Время устранения повреждения защитой сети в отсутствие распределенных генераторов
- б) Время устранения повреждения со всеми подключенными распределенными генераторами
- в) Степень селективности защиты системы со всеми подключенными распределенными генераторами

Оценка дает довольно надежные результаты, основанные на реальных данных сети. Чтобы проиллюстрировать огромное количество выходных данных, четко скомпонованных для дальнейших исследований, был разработан соответствующий метод визуализации. На основе этих диаграмм визуализации могут быть легко обнаружены практические ограничения концепций координации защиты, а также могут быть предложены систематические решения. Таким образом, должным образом может быть оценено понятие координации защиты, а также могут быть понятно задокументированы процедура и существующие ограничения. Все это должным образом поддерживает оценку устойчивости защиты в современных и будущих сетях энергосистем.

ЛИТЕРАТУРА

- [1] Keil, T., Jäger J., Söllner N., Bopp T., Krebs R.: “Software Assisted Development of Protection Coordination Concepts in Nationwide Power Systems”, 9. *IEE Int. Conf. on Developments in Power System Protection*, (2008)
- [2] Ordacgi, M.; Solero, R.B.: Minimizing Risks of Cascade Tripping, A Systematic Analysis of Component Protection, Cigre Conference, Paris, 2006, Report B5-202
- [3] Yamashita K., Joo S.-K., Li J., Zhang P., Liu Ch.-Ch.: Analysis, Control, and Economic Impact Assessment of Major Blackout Events. *ETPEP Euro. Trans. on Electr. Power*, 18:854-871, 2008
- [4] Burns S., Gross G.: Value of Service Reliability. *IEEE Trans. on Power Systems*, 5(3):825-834, 1990.
- [5] Ziegler, G.: Numerical Distance protection ; Principles and application, Publicis Corporate Publishing, Erlangen, 3rd edition, 2008
- [6] PSS[®]SINCAL “Efficient planning software for electricity and pipe networks”, SIEMENS AG, PTD SE PTI, [www.siemens.com /power-technologies/software](http://www.siemens.com/power-technologies/software)
- [7] J. Jaeger, T. Keil, A. Dienstbier, P. Lund and R. Krebs, "Network Security Assessment – An Important Task in Distribution Systems with Dispersed Generation," *Proc. 2009 CIRED 20th Int. Conference on Electricity Distribution*, Prague