

## **Проблемы применения продольной дифференциальной токовой защиты линии для защиты кабельной линии и трансформатора и пути их решения**

**ДЖОРЖ КАРДЕНАС, МАХЕШ КУМАР**  
**GE Digital Energy, Испания**  
**ИИСУС РОМЕРО**  
**RasGas, Катар**

**Jorge.Cardenas@ge.com**

### **КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА**

Комбинированная защита линии и трансформатора, моделирование энергосистемы, цифровые устройства дифференциальной токовой защиты

### **ВВЕДЕНИЕ**

В настоящем докладе рассматриваются различные особенности реализации единой системы защиты трансформатора и подключенной к нему кабельной линии, а также требования, предъявляемые к такой системе защиты. Авторы предлагают решение на основе использования продольной дифференциальной токовой защиты линии совместно с рядом других функциональных возможностей доступных в современных цифровых устройствах, таких как функции дистанционной, токовой защиты, а также внутренней логики управления. Представленные исследования были выполнены в рамках соглашения между компаниями GE Digital Energy и RasGas, расположенной в Катаре. После выполнения некоторых предварительных анализов системы было предложено несколько вариантов усовершенствования системы защиты. После этого были проведены детальные исследования, основанные на моделировании нескольких режимов при помощи установки RTDS с целью повышения технического совершенства системы. Представленные результаты испытаний были признаны удовлетворительными и, по желанию заказчика, предлагаемые решения были реализованы на объекте компании RasGas в Катаре.

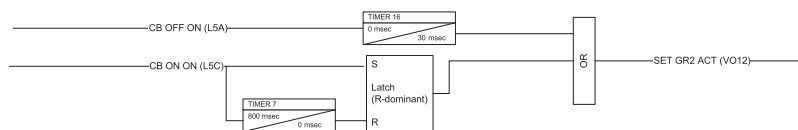
Обычно конечный пользователь хочет использовать либо дифференциальную защиту трансформатора, либо продольную дифференциальную токовую защиту линии для выполнения единой защиты двух элементов – например, короткой питающей кабельной линии (протяженностью около 10 км), подключенной к силовому трансформатору. Требования, предъявляемые к системам защиты линии и защиты трансформатора различны, таким образом, к системе защиты, используемой одновременно для двух этих элементов, предъявляются особые требования, которые не должны оказывать влияния на быстродействие, надежность и селективность. Существующее устройство продольной дифференциальной токовой защиты, установленное на электрической станции, и используемое для единой защиты силового трансформатора и кабельной линии имело некоторые недостатки, связанные с необходимостью правильной идентификация броска намагничивающего тока (БНТ) силового трансформатора.

### **ОПИСАНИЕ СИСТЕМЫ**

Компания RasGas, являющаяся одним из крупных поставщиков природного газа, использует сети с напряжениями 132 кВ, 33 кВ, 6.9 кВ и 415 В. Компания покрывает большую часть нагрузки за счет



Реализованная логика представлена на рис. 2.



**Рис. 2:** Логика изменения значения уставки срабатывания дифференциальной защиты

Поскольку в логике производится учет только положения силового выключателя, то она оказывается эффективной только при включении трансформатора под напряжение. Меры, направленные на предотвращение ложного срабатывания защиты при проявлении БНТ после отключения внешнего КЗ, отсутствуют. С другой стороны, чувствительность к внутренним КЗ, накладываемым на БНТ, оказывается сниженной, поскольку используется большая уставка срабатывания дифференциальной защиты.

Система находится в работе уже несколько лет и за это время были случаи отключения от защиты при включении линии под напряжение из-за изменяющейся амплитуды БНТ, вероятно, по причине изменения мощности КЗ в системе. Практика показала, что значения уставки срабатывания равного 2.0 о.е., используемого в устройствах дифференциальной токовой защиты (6.9 кВ), недостаточно для исключения ложного срабатывания. Причиной тому явилась коррекция коэффициента трансформации ТТ, необходимая для выравнивания токов в плечах защиты, которая приводила к увеличению дифференциального тока до значений, превышающих значение уставки. Для повышения технического совершенства схемы защиты, для выполнения предъявляемых к защите требований как в режимах без КЗ, так и в режимах внутренних КЗ, необходимо было принятие ряда решений.

## ПРЕДЛАГАЕМЫЕ РЕШЕНИЯ

Предлагаемые решения основаны на оптимизации использования функциональных возможностей, предлагаемых устройством защиты, и их сочетание с определенной логикой в различных режимах:

Из табл. 1 видны изначально используемые функции (отмечены зеленым цветом), неиспользуемые функции (цветом не отмечены) и функции, которые были введены в работу в предлагаемой схеме (отмечены желтым цветом).

Основываясь на доступных функциях и возможности устройства выполнять изменение группы уставок достаточно быстро (за 2.5 мс), было сделано несколько предложений по усовершенствованию системы защиты. Все предлагаемые решения были протестированы путем моделирования режимов и реализованы на практике.

Date/Time	
Aug 30 2007 13:33:11.139343	RESET OP(PUSHBUTTON)
Aug 01 2007 15:15:05.728422	SETTING GROUP ACT 1
Aug 01 2007 15:15:05.725918	Set_Gr1_Act On
Aug 01 2007 15:15:05.725918	Set_Gr2_Act Off

**Рис. 3:** Изменение группы уставок за 2.5 мс

Functions usage				
Function Description	L90-1	L90-2	L90-3	New usage
Flexelements (8 in total)	Not used	Not used	Not used	Differential current and Phase Overvoltage
Group 1				
Current Differential	X	X	X	
Stub Bus	Not used	Not used	Not used	
Line Pickup (Switch-onto-fault)	Not used	Not used	Not used	
Distance	X	Not used	Not used	Backup protection set to 75% of Cable + Transformer of 25 MVA
Power Swing	Not used	Not used	Not used	
Load Enchroach	Not used	Not used	Not used	
Phase TOC	Not used	X	X	
Phase IOC	Not used	Not used	Not used	
Phase Directional	Not used	Not used	Not used	
Neutral TOC	Not used	X	X	
Neutral IOC	Not used	X	X	
Neutral Directional	X	Not used	Not used	
Ground TOC	X	X	X	
Ground IOC	Not used	Not used	Not used	
Neg Seq TOC	Not used	Not used	Not used	
Neg Seq IOC	Not used	Not used	Not used	
Neg Seq Directional	Not used	Not used	Not used	
Breaker Failure	Not used	Not used	Not used	
Phase UV	Not used	X	X	
Phase OV	Not used	Not used	Not used	
Neutral OV	Not used	Not used	Not used	
Auxiliary UV	Not used	Not used	Not used	
Auxiliary OV	Not used	Not used	Not used	
Group 2	Not used	Not used	Not used	
Current Differential	X	X	X	
Line Pickup (Switch-onto-fault)	X	Not used	Not used	Overcurrent>7 p.u. or distance
Distance	X	Not used	Not used	Zone 2 PKP set to 110% (cable+transformer of 12.5 MVA)
Rest of functions (As Group1)	Not used	Not used	Not used	
Group 3	X	Not used	Not used	Backup protection set to 75% of Cable + Transformer of 25 MVA
Group 4	Not used	Not used	Not used	
Group 5	Not used	Not used	Not used	
Group 6	Not used	Not used	Not used	
	X	Function used		
	X	Function not used, but with possible use to improve the scheme		
	Not used	Function not used		

Табл. 1: Полный перечень функций устройства и перечень введенных в работу функций

## ПРИМЕНЕНИЕ ПРОГРАММ АНАЛИЗА ПЕРЕХОДНЫХ ПРОЦЕССОВ В ЭНЕРГОСИСТЕМЕ

Программные пакеты, предназначенные для анализа переходных процессов в энергосистеме, оказывают большую помощь при настройке устройств защиты в различных ситуациях. Рассматривалось многообразие режимов работы системы и возможных мест возникновения повреждений для точной настройки устройств защиты.

На рис. 4 представлена установка Real Time Digital Simulator (RTDS), использовавшаяся для моделирования энергосистемы и возникающих в ней процессов.



Рис. 4. Установка RTDS (Multilin, Бильбао, Испания)

## МОДЕЛИРОВАНИЕ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ И ИЗМЕНЕНИЯ, ВНЕСЕННЫЕ ПРИМЕНИТЕЛЬНО К СИСТЕМЕ ЗАЩИТЫ

Для целей моделирования было подготовлено две модели. Данные модели были проверены на достаточно близкое соответствие реальным условиям работы системы путем сравнения моделируемых величин с реальными величинами, регистрируемыми на объекте.

Испытания были успешным образом проведены для проверки правильности работы при следующих изменениях в системе защиты.

1. Функции автоматического ускорения токовой защиты при включении на повреждение и дистанционной защиты реализуются в составе второй группы уставок для обеспечения резервирования продольной дифференциальной токовой защиты при включении трансформатора под напряжение или при выводе ее из работы при нарушении канала связи. За счет этого удалось обеспечить эффективную защиту от всех трехфазных и междуфазных КЗ на 120% длины линии. Токовые защиты нулевой последовательности обеспечивают защиту от замыканий на землю в сети напряжения 33 кВ и 6.6 кВ. Значение уставки срабатывания дифференциальной защиты корректируется для предотвращения ложных срабатываний при БНТ.

2. Третья группа уставок вводится для обеспечения правильной работы защиты при БНТ, возникающем при восстановлении напряжения после отключения внешнего КЗ. При этом для защиты от внутренних трехфазных и междуфазных КЗ используется дистанционная защита. Токовые защиты нулевой последовательности обеспечивают защиту от замыканий на землю в сети напряжения 33 кВ и 6.6 кВ (как и в случае исходной, первой группы уставок).

3. В составе первой группы уставок также вводится в работу дистанционная защита для обеспечения защиты от всех повреждений вплоть до обмоток ВН трансформатора. Этим также обеспечивается резервирование продольной дифференциальной токовой защиты при выводе ее из действия при нарушении канала связи.

4. При исходных или предлагаемых значениях уставки дифференциальной токовой защиты применительно к первой группе уставок было выявлено, что при нагрузочных режимах в сети 33 кВ с током 200 А дифференциальная защита не реагировала на возникновение замыканий на землю. Это было обусловлено увеличением торможения с увеличением нагрузочных токов. Проблему удалось решить вводом в работу ступени дистанционной защиты от замыканий на землю и токовой направленной защиты нулевой последовательности в сети 33 кВ.

Также было отмечено, что только команда отключения от дифференциальной токовой защиты реализует телеотключение выключателя. Новая логика телеотключения, на основе команд отключения от других защит (дистанционной, ускорения отключения при включении на КЗ и токовой защиты нулевой последовательности) была протестирована и рекомендована к реализации.

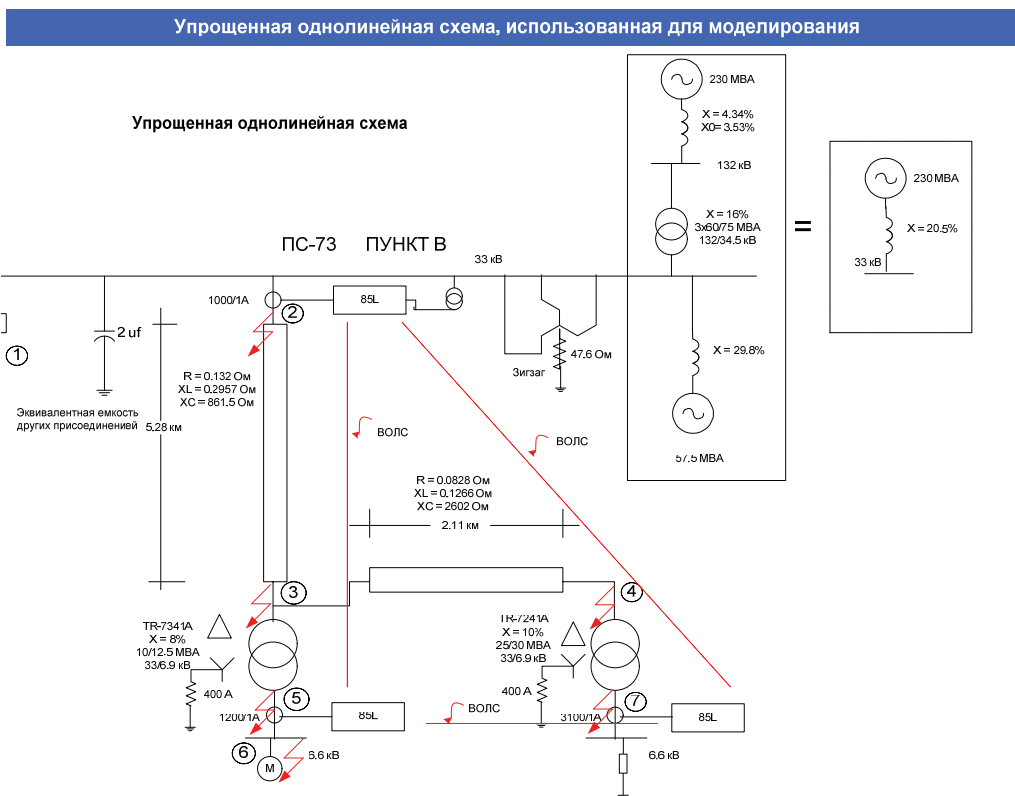
Контроль правильности срабатывания дифференциальной защиты (87L Trip) был введен для каждой из трех групп уставок.

### ВЕРИФИКАЦИЯ МОДЕЛИ № 1 (РИСУНОК 5)

Для того чтобы удостовериться в правильной работе системы защиты, была выполнена верификация используемых моделей. В табл. 2 приведены предполагаемые значения БНТ исходя из конструкции и номинальных данных трансформаторов. Согласно приведенным данным, амплитуда БНТ должна лежать в диапазоне от 2.5 до 3.2 о.е.

### ИСПЫТАНИЕ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ МОДЕЛИ № 2

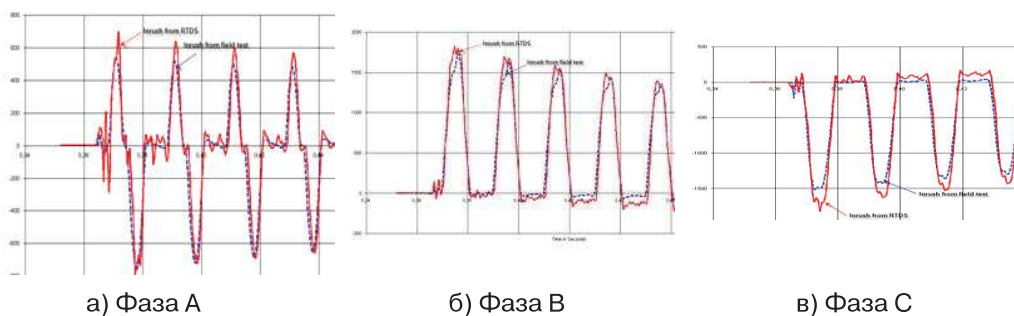
Модель 2 представляет собой упрощенную модель 1. В этой модели было исключено наличие емкости для того, чтобы можно было получить максимальную амплитуду БНТ при включении трансформатора под напряжение или при восстановлении напряжения после отключения внешнего КЗ.



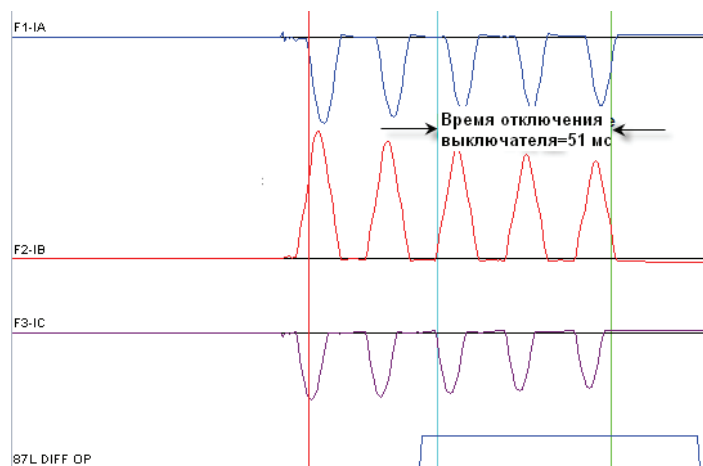
**Рис. 5:** Модель, использованная при моделировании и выбранные точки КЗ

Ном. мощность тр-ра	Амплитуда БНТ в о.е. (по отношению к макс. току нагрузки)			
	Холоднокатаная сталь		Горячекатаная сталь	
	ВН	НН	ВН	НН
0,5	11	16	6	9,4
1	8,4	14	4,8	7
5	6	10	3,9	5,7
10	5	10	3,2	3,2
50	4,5	9	2,5	2,5

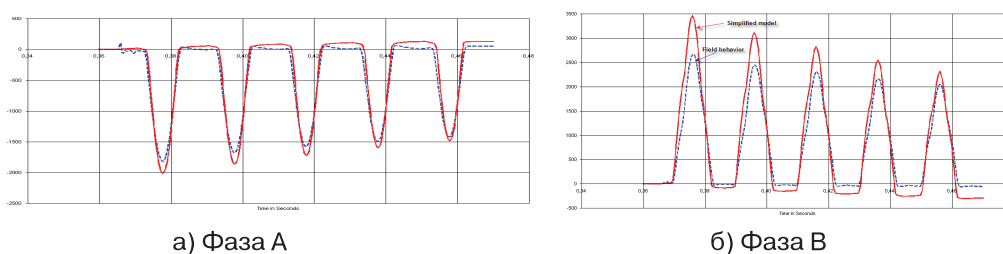
**Табл. 2:** Амплитуда БНТ в зависимости от номинальной мощности трансформатора



**Рис. 6:** Верификация модели 1 по кривым БНТ



**Рис. 7:** Оценка времени отключения выключателя (исходя из операции отключения за 30 августа 2007 года)



**Рис. 8:** Сопоставление характеристик БНТ, полученных на упрощенной модели и на практике (синим цветом)

## ПОВЕДЕНИЕ УСТРОЙСТВА ЗАЩИТЫ С ИСХОДНОЙ КОНФИГУРАЦИЕЙ И УСТАВКАМИ

Для выполнения проверки поведения защиты с исходными уставками (значением базовой уставки срабатывания равным 2.0 о.е. и наклоном участка характеристики 40%) была произведена оценка минимальной амплитуды БНТ, приводящей к срабатыванию.

Ампл. (о.е), 33 кВ	Действ.знач. (о.е), 33 кВ	Действ.знач. (о.е), 6.6 кВ	Уставка сраб.	Наклон	$I_{rest}^2$	$I_{diff}^2$
2	0,707113562	2,814311979	2	0,4	9,68967505	7,92035191
2,3	0,813180597	3,236458775	2	0,4	<b>10,2345953</b>	<b>10,4746654</b>
3	1,060670344	4,221467968	2	0,4	11,8017689	17,8207918
4	1,414227125	5,628623957	2	0,4	14,7587003	31,6814076
5	1,767783906	7,035779946	2	0,4	18,5604692	49,5021995
7	2,474897469	9,850091925	2	0,4	28,6985197	97,0243109
8	2,82845425	11,25724791	2	0,4	35,0348012	126,725631
10	3,535567812	14,07155989	2	0,4	50,2418769	198,008798
12	4,242681375	16,88587187	2	0,4	68,8283027	285,132669

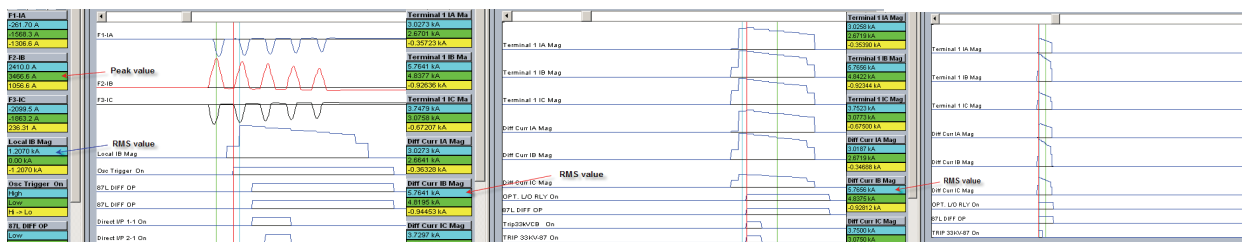
Порог откл.

Точка излома = 6

**Табл. 3:** Критические значения тока торможения  $I_{rest}$  и дифференциального тока  $I_{diff}$  (6.6 кВ) при выбранной второй группе уставок

Москва, 7–10 сентября 2009 г.

Как видно из таблицы 3, при фактическом (исходном) значении уставки БНТ с амплитудой более 2,3 о.е. происходит срабатывание защиты (как видно из рис. 11 – отключение за 30 августа 2007 года).



а) Реле L90 в сети 33 кВ б) Реле 7241В (сеть 6.6 кВ) в) Реле 7341В (сеть 6.6 кВ)

Рис. 9: Отключение при включении под напряжение при фактических уставках. Испытания при использовании установки RTDS

## ПОВЕДЕНИЕ ЗАЩИТЫ ПРИ ВЫБРАННОЙ ВТОРОЙ ГРУППЕ УСТАВОК

Во второй группе уставок были внесены следующие изменения:

Устройства защиты в сети 33 кВ: Увеличение наклона 2 участка характеристики до 70% и точки излома до 2 о.е.

Устройства защиты в сети 6.6 кВ: Увеличение уставки срабатывания до 4.0 о.е., наклона участка 2 до 70% и точки излома характеристики до 2 о.е.

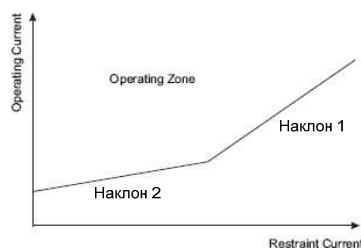


Рис. 10: Характеристика срабатывания дифференциальной защиты.

При данных уставках критическая амплитуда БНТ увеличилась до 7 о.е.

Ампл. (о.е), 33 кВ	Действ.знач. (о.е), 33 кВ	Действ.знач. (о.е), 6.6 кВ	Уставка сраб.	Наклон	$I_{rest}^2$	$I_{diff}^2$
2	0,707113562	2,814311979	4	0,7	37,1746299	7,92035191
3	1,060670344	4,221467968	4	0,7	43,6429173	17,8207918
4	1,414227125	5,628623957	4	0,7	52,6985197	31,6814076
5	1,767783906	7,035779946	4	0,7	64,341437	49,5021995
7	2,474897469	9,850091925	4	0,7	<b>95,3892165</b>	<b>97,0243109</b>
8	2,82845425	11,25724791	4	0,7	114,794079	126,725631
10	3,535567812	14,07155989	4	0,7	161,365748	198,008798
12	4,242681375	16,88587187	4	0,7	218,286677	285,132669

Порог откл.

Точка излома = 2

Табл. 4: Критические значения тока торможения  $I_{rest}$  и дифференциального тока  $I_{diff}$  (6.6 кВ) исходя из измененных значений второй группы уставок



Работа системы при новых уставках была протестирована при использовании модели 2 установки RTDS. Результаты тестирования – положительные.

## ПОВЕДЕНИЕ УСТРОЙСТВА ЗАЩИТЫ ПРИ ВЫБРАННОЙ ТРЕТЬЕЙ ГРУППЕ УСТАВОК

Третья группа уставок была реализована для обеспечения правильного функционирования защиты при БНТ при восстановлении напряжения после отключения внешних КЗ. Амплитуда данного БНТ, как правило, меньше амплитуды БНТ при включении трансформатора под напряжение на холостой ход. Самая большая амплитуда характерна для случая при работе трансформатора на холостом ходу и испытания, в основном, производились при данном условии.

Уставка срабатывания была выбрана превышающей амплитуду БНТ согласно таблице 2 (3.2 о.е.). Уставки срабатывания устройств в сетях 33 кВ и 6.6 кВ были выбраны следующими:

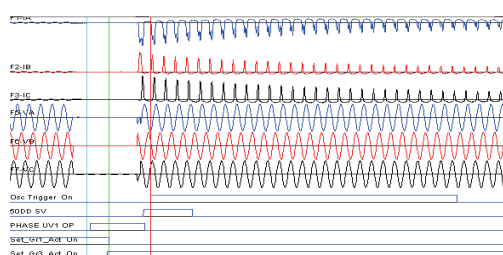
SETTING	PARAMETER	PARAMETER
Function	Enabled	Enabled
Signal Source	SRC 1 (SRC 1)	SRC 2 (SRC 2)
Block	OFF	OFF
Pickup	1.65 pu	2.00 pu
CT Tap 1	0.25	1.54
CT Tap 2	0.65	0.39
Restraint 1	40 %	40 %
Restraint 2	70 %	70 %
Breakpoint	2.0 pu	2.0 pu
DTT	Enabled	Enabled
Key DTT	DTT_21_51 On (V016)	GROUND TOC2 OP
Target	Latched	Latched
Events	Enabled	Enabled

Ампл. (о.е), 33 кВ	Действ.знач. (о.е), 33 кВ	Действ.знач. (о.е), 6.6 кВ	Уставка сраб.	Наклон	Irest <sup>2</sup>	Idiff <sup>2</sup>
2	0,707113562	2,814311979	2	0,7	13,1746299	7,92035191
3	1,060670344	4,221467968	2	0,7	19,6429173	17,8207918
3,4	1,202093056	4,784330363	2	0,7	<b>22,9546805</b>	<b>22,889817</b>
4	1,414227125	5,628623957	2	0,7	28,6985197	31,6814076
5	1,767783906	7,035779946	2	0,7	40,341437	49,5021995
7	2,474897469	9,850091925	2	0,7	71,3892165	97,0243109
8	2,82845425	11,25724791	2	0,7	90,7940787	126,725631
10	3,535567812	14,07155989	2	0,7	137,365748	198,008798
12	4,242681375	16,88587187	2	0,7	194,286677	285,132669

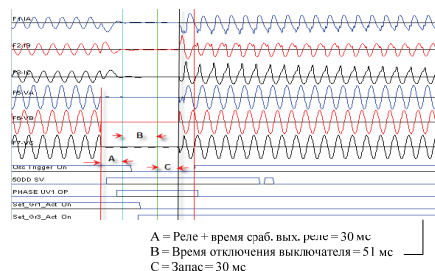
Порог откл.

Точка излома = 2

**Табл. 5:** Критические значения тока торможения Irest и дифференциального тока Idiff (6.6 кВ) при выбранной третьей группе уставок



**Рис. 11:** БНТ при восстановлении напряжения. Модель 2 RTDS



**Рис. 12:** Отключение внешнего КЗ без выдержки времени, 3-х фазное КЗ в т. 4

# ОПЫТЫ КЗ ПРИ ИСПОЛЬЗОВАНИИ МОДЕЛИ 1 (НЕУПРОЩЕННАЯ МОДЕЛЬ)

## Опыты включения на КЗ

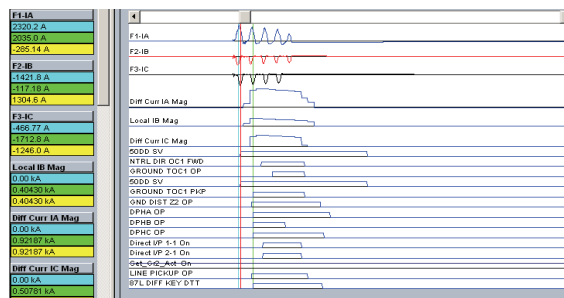


Рис. 13: Включение на КЗ (фаза А, т. 2)

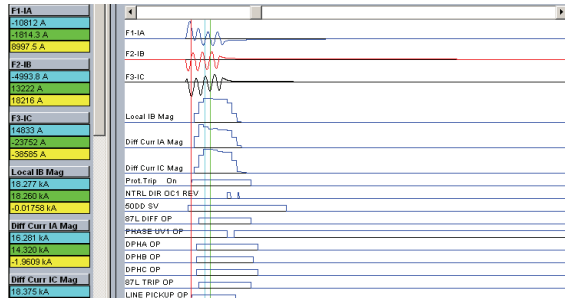


Рис. 14: Включение на 3-х фазное КЗ в т. 2 (см. рис. 5)

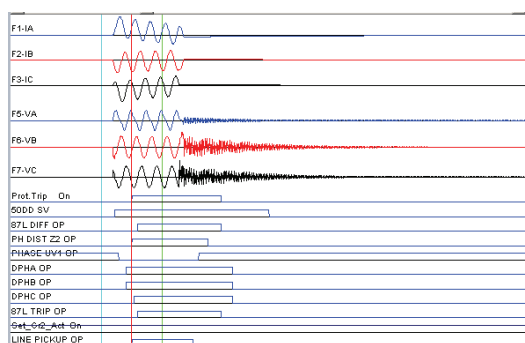


Рис. 15: Включение на 3-х фазное КЗ в т. 7 (см. рис. 6)

# ОПЫТЫ КЗ НА КАБЕЛЬНОЙ ЛИНИИ И В ТРАНСФОРМАТОРЕ

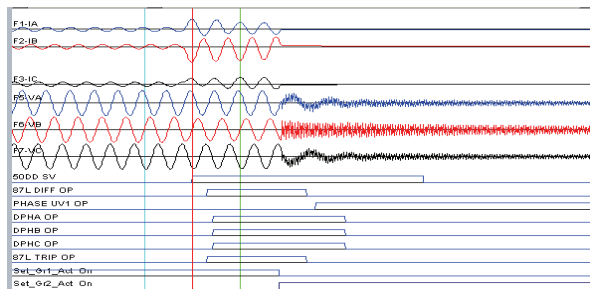


Рис. 16: Междофазное КЗ в точке 5

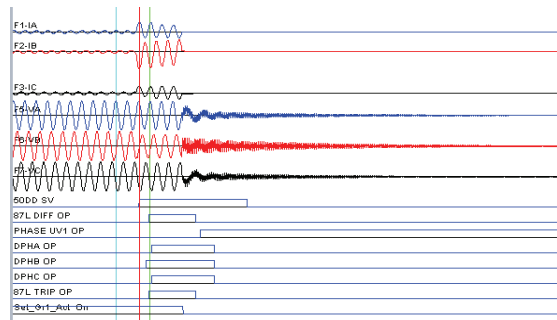


Рис. 17: Междофазное КЗ в точке 7

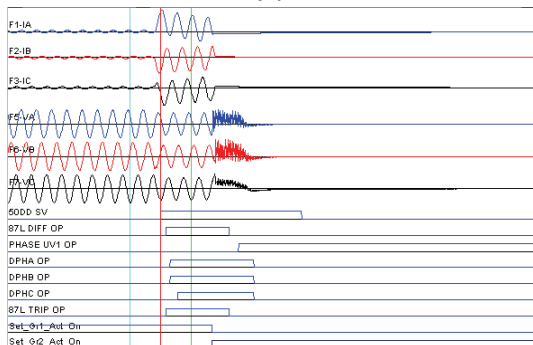


Рис. 18: Трехфазное КЗ в т. 7

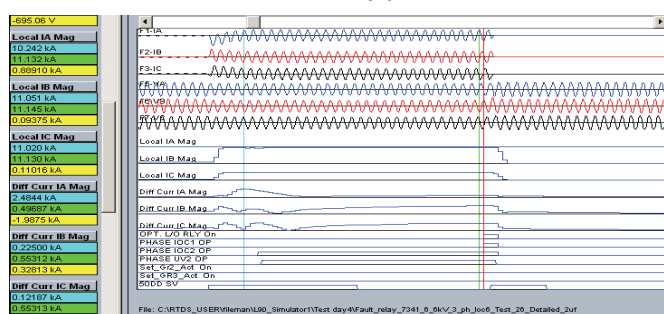


Рис. 19: Внешнее трехфазное КЗ в т. 6

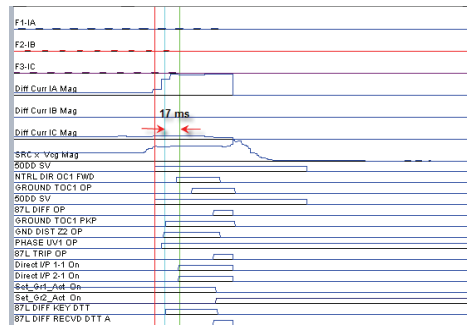
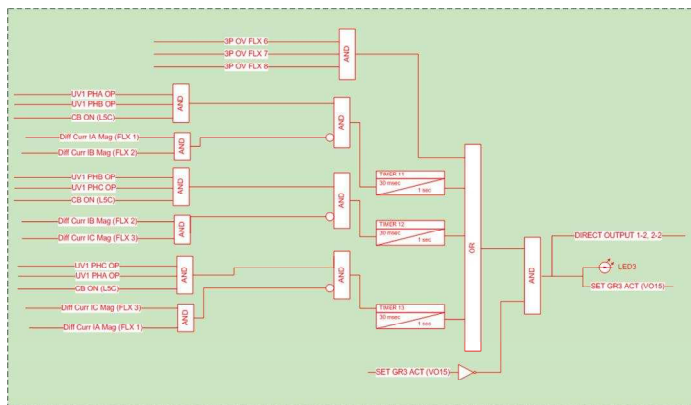
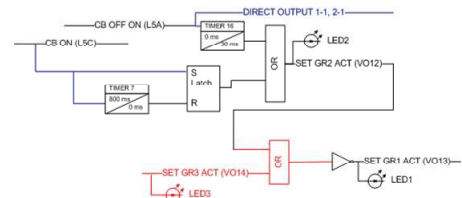


Рис. 20: Отключение от ТЗНП и дистанционной защиты при внутреннем замыкании на землю в т. 4 (см. рис. 5)

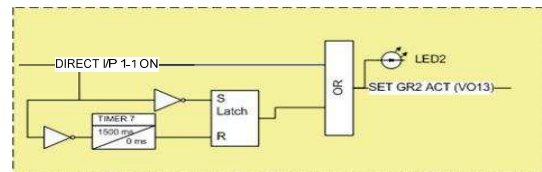
## ЛОГИКА УСТРОЙСТВА ЗАЩИТЫ



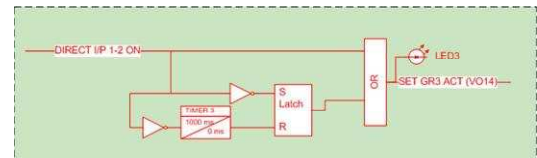
Изменения в логике группы уставок 3 в реле сети 33 кВ



Изменения в логике группы уставок 2 в реле сети 33 кВ



Изменения в логике группы уставок 2 в реле сети 6.6 кВ



Изменения в логике группы уставок 3 в реле сети 6.6 кВ

## ВЫВОДЫ

- Предлагаемое решение позволяет исключить ложное срабатывание защиты при включении трансформатора под напряжение, что подтверждено несколькими случаями за 1 год работы. Поскольку рассматриваемые присоединения очень важны для обеспечения производства и поставки природного газа компанией RasGas, то это решение предоставило им возможность сохранить время и деньги с одновременным повышением надежности системы защиты.
- Реализованное решение может быть применено и на других объектах без использования дополнительного аппаратного обеспечения или каких-либо его модификаций.
- Использование цифровых технологий в многофункциональных устройствах предоставляет много возможностей для разрешения проблем, которые в прошлом требовали использования других принципов, таких как, например, блокировка по второй гармонике для предотвращения ложного срабатывания при включении трансформатора под напряжение. Мы показали, что возможно применение и других способов при сохранении того же уровня технического совершенства системы защиты.

Москва, 7–10 сентября 2009 г.

- Использование установки RTDS обеспечило возможность тестирования нового решения для применяемой схемы дифференциальной токовой защиты в качестве единой для кабельной линии и силового трансформатора.

## СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

- [1] “Application of Current Differential Protection to Tapped Transmission Lines”. В. Kasztenny, Iliia Voloh, M. Adamiak, J. Zeek. GE Multilin. 54th Annual Conference for Protective Relay Engineers. College Station, USA, April 3-5, 2001.
- [2] “An Improved Transformer Restrain Algorithm” Bogdan Kasztenny, Ara Kulidjian. GER-3989 GE Multilin.
- [3] “Applying Distance Protection to Cable Circuits”. В. Kasztenny I. Voloh, J.G. Hubertus. GE Multilin.
- [4] “RasGas Fault Analysis”. J. Cardenas. GE Multilin. May 2006.

## БИОГРАФИЧЕСКАЯ СПРАВКА

**Джордж Карденас** получил диплом инженера в университете Universidad de Ingenieria (Перу) в 1977 году и диплом MBA в университете Universidad Politecnica de Madrid (Испания) в 1998 году. Джордж начал свою карьеру в компании Utility Electropetu (Перу) в качестве инженера релейной защиты, а в 1987 году стал сотрудником компании АВВ (Испания), где являлся менеджером по продажам высоковольтного оборудования, а затем инженером-проектировщиком систем управления. В 1989 году Джордж перешел в компанию GE, где занимал ряд должностей. Сейчас Джордж работает инженером по применению в компании GE Digital Energy-Multilin. Он является автором ряда докладов, которые были представлены на конференциях по релейной защите и автоматике. Джордж является членом рабочей группы B5.31 Cigré.

**Махеш Кумар** получил диплом инженера в университете Bangalore University (Индия) в 1997 году. Махеш Кумар начал свою карьеру в компании GE Power controls в 1998 году в качестве инженера, а в 2002 году перешел в подразделение компании, занимающееся релейной защитой и автоматикой. В 2005 году Махеш стал сотрудником компании Siemens (Абу Даби), где занимал должность инженера по наладке. Позже в 2006 году он присоединился к компании GE Digital Energy-Multilin в роли инженера по применению.

**Иисус Ромеро** получил диплом инженера в университет Mapua Institute of Technology (Филлипины) в 1982 году. Иисус начал свою карьеру в 1983 году в компании National Power Corporation в качестве инженера (работая на атомной электростанции Philippine Nuclear Power Plant). В 1992 году Иисус перешел в компанию Saudi Consolidated Electric Company, где занял должность инженера релейной защиты. В 1995 году он перешел к компанию Abu Dhabi Water & Electricity Authority в качестве начальника станции и службы релейной защиты, где он проработал до 2007 года. В марте 2007 Иисус перешел в компанию RasGas Company Limited (RasGas), где занял должность специалиста департамента электроэнергетики.