

**Релейная защита и противоаварийная автоматика**

# ДІАМАНТ

***СБОРНИК СТАТЕЙ***



**ХАРТРОН-ИНКОР**

## СОДЕРЖАНИЕ

1	ПРЕДИСЛОВИЕ	4
2	ПМ РЗА "ДИАМАНТ" – КОМПЛЕКС ТЕХНИЧЕСКИХ СРЕДСТВ АВТОМАТИЗАЦИИ, ЗАЩИТЫ И АСУ ТП ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ ОБЪЕКТОВ	5
3	ПОЛЕВЫЕ ИСПЫТАНИЯ МИКРОПРОЦЕССОРНЫХ ПРИБОРНЫХ МОДУЛЕЙ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ И АВТОМАТИКИ "ДИАМАНТ"	14
4	ОПЫТ ЭКСПЛУАТАЦИИ МИКРОПРОЦЕССОРНОЙ ДИФФЕРЕНЦИАЛЬНО-ФАЗНОЙ ЗАЩИТЫ "ДИАМАНТ"	23
5	МИКРОПРОЦЕССОРНЫЕ УСТРОЙСТВА РЗА ДЛЯ СЕТЕЙ 6-35 КВИ СОБСТВЕННЫХ НУЖД ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ	34
6	КОНЦЕПЦИЯ ПОСТРОЕНИЯ ЗАЩИТЫ И АВТОМАТИКИ ПОДСТАНЦИЙ 110-220 КВ НА БАЗЕ ПРИБОРНЫХ МОДУЛЕЙ РЗА "ДИАМАНТ"	44
7	ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СЕТЕЙ 6-110 кВ НА БАЗЕ ТЕХНИЧЕСКИХ СРЕДСТВ ПМ РЗ "ДИАМАНТ"	49
8	К ВОПРОСУ ЗАЩИТЫ ШИН В СЛОЖНЫХ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ УСТРОЙСТВАХ 35-220 кВ	54
9	АДАПТИВНЫЙ ПРОГРАМНО-АППАРАТНЫЙ КОМПЛЕКС ДЛЯ ОБЕСПЕЧЕНИЯ УСТОЙЧИВОСТИ НАГРУЗКИ КРЫМСКОЙ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ (ПРЕДПРОЕКТНАЯ КОНЦЕПЦИЯ)	63
10	ОПЫТ ВНЕДРЕНИЯ ЗАЩИТ И АВТОМАТИКИ ОБХОДНОГО ВЫКЛЮЧАТЕЛЯ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ПМ РЗА "ДИАМАНТ".	69
11	ОПЫТ ВНЕДРЕНИЯ МОНИТОРИНГА И ОПЕРАТИВНОГО УПРАВЛЕНИЯ НА БАЗЕ РЗА "ДИАМАНТ" ПОДСТАНЦИИ 150/35/10 КВ "УМАНЬ" ОАО "ЧЕРКАССЫ ОБЛ. ЭНЕРГО"	76
12	ОПЫТ ЭКСПЛУАТАЦИИ КОМПЛЕКСА УПРАВЛЕНИЯ, АВТОМАТИКИ И ЗАЩИТЫ ПС 110/35/10 КВ НПС "АВГУСТОВКА".	96
13	КОМПЛЕКС РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ БЛОКА ГИДРОГЕНЕРАТОР – ДВИГАТЕЛЬ 200 МВт ГАЭС	104
14	РЕАЛИЗАЦИЯ ФУНКЦИЙ ПРОТИВОАВАРИЙНОЙ АВТОМАТИКИ НА БАЗЕ МИКРОПРОЦЕССОРНОГО ПРИБОРНОГО МОДУЛЯ "ДИАМАНТ"	111
15	ЧАСТОТНО-ДЕЛИТЕЛЬНАЯ АВТОМАТИКА ВЫДЕЛЕНИЯ НА СБАЛАНСИРОВАННУЮ НАГРУЗКУ СУМСКОЙ ТЕС	123

## СОДЕРЖАНИЕ

16	ИЗМЕРЕНИЕ ЧАСТОТЫ В ПРИБОРНОМ МОДУЛЕ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ И АВТОМАТИКИ «ДИАМАНТ»	132
17	МОДУЛЬ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ И АВТОМАТИКИ «ДИАМАНТ» ДЛЯ ПРИСОЕДИНЕНИЙ 6-35 кВ	136
18	АВТОМАТИКА РАЗГРУЗКИ РОВЕНСКОЙ АЭС ПРИ ОТКЛЮЧЕНИИ ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ	142

## Предисловие

1992 г научно-производственное предприятие ХАРТРОН-ИНКОР представило энергетической общественности Концепцию по созданию унифицированной системы релейной защиты и автоматизации (РЗА) энергетических объектов. С этого момента в условиях жесточайшего кризиса НПП ХАРТРОН-ИНКОР прошло большой и сложный путь, развивая отечественную цифровую РЗА от постановки задачи и разработки технических требований к микропроцессорной системе РЗА до создания и широкого внедрения серийных микропроцессорных приборных модулей (ПМ РЗА) "Діамант" на атомных, тепловых и гидравлических электростанциях и подстанциях. Ныне более 700 комплектов ПМ РЗА "Діамант" эксплуатируется на 107 энергообъектах Украины, представляя собой целый ряд унифицированных приборов РЗА, отвечающих всем современным требованиям и охватывающих практически все типы устройств релейной защиты, линейной и противоаварийной автоматики энергосистем.

В данном сборнике приведены избранные статьи, посвященные вопросам разработки, наладки и внедрения, а так же полевым испытаниям ПМ РЗА "Діамант", опубликованные в период 2004-2010 гг.

**ПМ РЗА "ДИАМАНТ" – КОМПЛЕКС ТЕХНИЧЕСКИХ СРЕДСТВ  
АВТОМАТИЗАЦИИ, ЗАЩИТЫ И АСУ ТП ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ ОБЪЕКТОВ**

*Б.А.Толмачев - генеральный директор, главный конструктор,*

*А.Д.Нистратов - технический директор,*

*Ю.И.Кочегаров - главный специалист по РЗА.*

**Научно-производственное предприятие ХАРТРОН – ИНКОР.**

НПП ХАРТРОН - ИНКОР специализируется на проектировании, изготовлении и внедрении современных систем управления сложными технологическими объектами различного назначения.

Работы по созданию отечественных микропроцессорных систем релейной защиты и автоматики научно - производственным объединением ХАРТРОН были начаты в 1992 году с момента утверждения целевой комплексной программы Украины "Разработка и организация серийного производства унифицированных систем релейной защиты и автоматизации энергообъектов различных классов напряжений". Для реализации программы 08.10.92 года был издан приказ Минэнерго Украины № 107 "О создании микропроцессорных систем управления, релейной защиты и автоматики в НПО ХАРТРОН, в соответствии с которым была создана комплексная бригада специалистов энергетических организаций и предприятий Украины и НПО ХАРТРОН для подготовки технического задания на разработку унифицированной системы релейной защиты, автоматизации, измерения и управления подстанций и электростанций.



Рис. 1

В комплексную бригаду вошли многие известные специалисты в области релейной защиты, автоматического управления и вычислительной техники - Г.И.Бордиенко "Днепроэнер-

го"), Э.Г.Берлянд ("Укрэнергосетьпроект"), В.Н.Доценко ("Хартрон"), Н.Л.Израилевский ("Донбассэнерго"), А.А.Кашин ("Харьковэнерго"), Ю.В.Кордуба ("ЛьвовОРГРЭС"), В.С.Лейбович ("Укрэнергосетьпроект"), В.И.Моисейченков ("Хартрон"), В.П.Моисеев ("Укрэнергосетьпроект"), А.Н.Мольков ("Укрэнерго"), И.В.Пономарев ("Киевэнерго"), Е.В.Савченко ("Энергопрогресс"), О.В.Сташків ("Львовэнерго"), А.П.Сумароков ("Харьковэнерго"), Е.П.Цяцько ("Укрэнергосетьпроект"), Г.В.Шинкаренко ("Донбассэнерготехнология"), С.А.Яковлев ("ЛьвовОРГРЭС") и другие. Возглавили бригаду Е.М.Олейник и Ю.И.Кочегаров ("Харьковэнерго").

За короткое время было подготовлено, согласовано и утверждено техническое задание, объем которого составил более семисот печатных страниц.

Необходимо отметить – более полного технического задания (ТЗ) на разработку микропроцессорных систем релейной защиты и автоматики в то время в Украине и в странах СНГ не было.

Это позволило в 1995 . изготовить, поставить и ввести в опытную эксплуатацию на ПС 330/110/6 кВ Артема ПЭО "Харьковэнерго" микропроцессорную унифицированную систему релейной защиты, автоматики, измерения и управления (УСРЗА) подстанции.

Был получен богатый материал для дальнейшей работы. Одновременно выявились недостатки УСРЗА - техническое задание ориентировало на использование отечественной элементной базы, что усложнило аппаратуру и увеличило габаритно-массовые показатели.

В связи с этим было принято решение о переводе технических средств УСРЗА на современную элементную базу, в результате чего был создан (унифицированный) приборный модуль релейной защиты и автоматики (ПМ РЗА) на одно присоединение в широком диапазоне напряжений, получивший наименование "Діамант".

ПМ РЗА "Діамант" могут работать как локальные устройства, так и в составе АСУ ТП энергообъекта, выполняя функции подсистемы нижнего уровня.

Параллельно в 1992-1995 г.г. по заданию НАЭК "Энергоатом" Украины разрабатывались технические задания на АСУ ТП электрической части энергоблока АЭС и АСУ ТП энергоблоков АЭС. Работы проводились в тесном сотрудничестве с ЛьвовОРГРЭС (тогда ООО "Техэнерго") и ОАО "ХИ Энергопроект".

В результате совместной работы в 1998-1999 г.г. был выполнен пилот-проект реконструкции АСУ ТП энергоблока № 3 Запорожской АЭС.

В 1999 году для Запорожской АЭС был разработан, изготовлен, поставлен и внедрен в опытную эксплуатацию комплекс технических средств АСУ ТП ЭЧ энергоблока № 4 в составе:

- ПМ РЗА "Діамант" (защита и автоматика электродвигателей насосов брызгального бассейна);
- микропроцессорного устройства автоматического управления режимами генератора (УАУРГ) АС 501;
- верхнего уровня.

По сравнению с традиционными применяемыми на электростанциях средствами УАУРГ дополнительно обеспечивал:

- расширение зоны автоматического управления;
- резервирование действия отдельных видов защит;
- расширение объемов информации о работе объекта управления.

В качестве иллюстрации на рисунке приведен общий вид диаграммы нагрузки генератора ТВВ-1000-4УЗ.

УАУРГ не имеет аналогов.

Постановку задачи, технические требования и алгоритмы работы для УАУРГ разработал ЛьвовОРГРЭС.

С 1999 года началось внедрение ПМ РЗА "Діамант" в эксплуатацию на электростанциях и в электрических сетях Минэнерго Украины с версиями линейных защит 110-150 кВ на Кременчугской ТЭЦ, на подстанции 330/110 кВ "Залютино" ("Харьковэнерго").

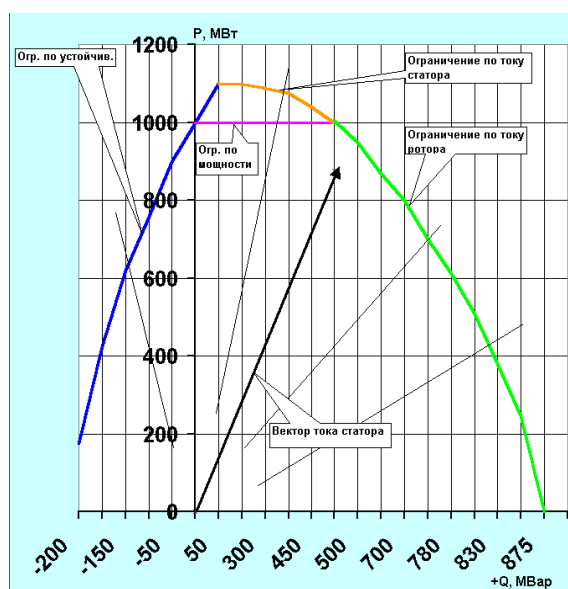


Рис.2 - Диаграмма нагрузки генератора ТВВ-1000-4УЗ

В 1999-2000 г.г. разработана и введена в эксплуатацию на НПС "Августовка" ГАО "Приднепровские магистральные нефтепроводы" (г. Кременчуг) система управления подстанцией 110/35/10 кВ в составе:



- комплекта защит и автоматики силовых трансформаторов на базе ПМ РЗА "Діамант";
- щита собственных нужд;
- щита постоянного тока;
- верхнего уровня.

Ввод в промышленную эксплуатацию системы управления ПС 110/35/10 кВ "Августовка" был осуществлен после успешных натурных испытаний оборудования методом искусственных коротких замыканий. Истекшее время подтвердило высокую надежность технических средств и принятых решений по ПС 110/35/10 кВ "Августовка".

В течение 2000 - 2002 г.г. продолжалось совершенствование технических средств и программно - алгоритмического обеспечения и расширялось функциональное наполнение ПМ РЗА "Діамант".

В этот период были поставлены линейные модули "Діамант" на подстанции 110 кВ Сумского НПО им. Фрунзе, Сумскую ТЭЦ, а также на ПС 330/110 кВ "Сумы-Северная" Северной ЭС и Южную железную дорогу.

Весомый вклад в концепцию построения защит и автоматики энергообъектов и в проектирование РЗА сетей 6-330 кВ на базе ПМ РЗА "Діамант" внесли институт "Укрэнергосетьпроект" и его Львовский, Киевский и Днепропетровский филиалы.

Накопленный опыт позволил приступить к разработке дифференциально-фазной защиты, совместимой с распространенными панелями ДФЗ 201, ДФЗ 503, ДФЗ 504, дифференциальных защит шин для сложных подстанций 110-330 кВ, а также комплексов основных и резервных защит генераторов и противоаварийной автоматики. Ныне эти работы завершены - проведены сертифицированные испытания и экспертиза технических средств в соответствии с Приказом Минтопэнерго Украины № 554 от 23.09.2002 г. на предмет подтверждения функциональных показателей отраслевым требованиям и условиям эксплуатации.

ДФЗ и ДЗШ на базе ПМ РЗА "Діамант" внедрены в эксплуатацию в сетях 110-330 кВ Украины.

Для становления предприятия как производителя средств релейной защиты и автоматики 2003-2004 годы имеют особое значение. В этот период была введена в эксплуатацию после реконструкции подстанция 150 кВ "Умань" ("Черкасыоблэнерго"), на которой релейная защита и автоматика стороны 150 кВ, а также АСУ ТП подстанции выполнены на технических и программных средствах НПП ХАРТРОН - ИНКОР.

В июле 2003 года по инициативе НЭК "Укрэнерго" на линии 330 кВ "Купянск - СлавТЭС" в Северной энергосистеме были проведены полевые испытания двух серийных микропроцессорных приборных модулей релейной защиты и автоматики "Діамант" с версиями основной (ДФЗ) и резервных защит (дистанционные от всех видов КЗ, ТЗНП). Целью испытаний



явилась проверка функционирования защиты и автоматики ПМ РЗА "Діамант" в реальных условиях подстанции при коротких замыканиях на линии 330 кВ.

В испытаниях приняли участие специалисты Северной энергосистемы, института электродинамики НАН Украины, ЛьвовОРГРЭС, , а также НПП ХАРТРОН - ИНКОР.

Результаты испытаний открыли перспективы к широкому внедрению ПМ РЗА "Діамант" в сетях сверхвысокого напряжения.

У коллектива предприятия сложились хорошие творческие отношения с проектными институтами - Укрэнергосетьпроект, ХИЭП, Львовским филиалом Укрэнергосетьпроект, с коллективами служб РЗА Северной, Днепровской, Юго-западной энергосистем, Южно-Украинской и Ровенской АЭС, Черкасыоблэнерго, Прикарпатьеоблэнерго, ЛьвовОРГРЭС и другими. Именно благодаря ценным практическим предложениям со стороны эксплуатирующих организаций, нами был выполнен на базе ПМ РЗА "Діамант" комплект защиты и автоматики обходного выключателя с семью-десятью группами оперативно изменяемых уставок, пользующийся широким спросом в энергосистемах и на электростанциях.

С 2004 года нами начат серийный выпуск недорогого малогабаритного приборного модуля для сетей 6-35 кВ и собственных нужд электростанций. Партия первых таких приборов поставлена Полтавскому заводу медицинского стекла.

Введено в эксплуатацию разработанное предприятием на базе ПМ РЗА "Діамант" устройство фиксации активной мощности для противоаварийной автоматики Ровенской АЭС. Продолжается работа над комплексами противоаварийной автоматики. Приемочная комиссия приняла устройства автоматики прекращения асинхронного режима (АЛАР), выполненные в двух версиях:

- с фиксацией изменений произведений и отношений комплексных напряжений и токов на зажимах измерительных органов устройства - на принципах, аналогичных с АЛАР, разработанным ОАО "Энергосетьпроект" на аналоговых элементах;

- с фиксацией возрастания угла  $\delta$  сдвига фаз между моделируемыми напряжениями по концам линии электропередачи.

Та или другая версии выбираются Заказчиком.

## ОСНОВНЫЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ПМ РЗА "ДИАМАНТ"

<b>Входы/выходы</b>	
Количество аналоговых входов, шт	до 16
Диапазон изменения токов на аналоговом входе, А	до 150
Диапазон изменения напряжения на аналоговом входе, В	до 250
Потребление по токовому входу, В·А	< 0,1
Потребление по входу напряжения, В·А	< 0,6
Количество дискретных входов/выходов, шт	до 96
Светодиоды индикации состояния защит и ВВ, шт	10
Коммутация напряжения, В	≤ 176 – 242
Коммутация тока, А	≤ 1
Количество дискретных силовых выходов, шт	до 8
токи, коммутируемые силовыми выходами ,А	≤ 30 (t = 1 сек) ≤ 10 (длительно)
Количество групп уставок	до 10
<b>Цифровые каналы связи</b>	
<b>Инструментальный</b>	
Интерфейс (базовый/опция)	RS 232/USB
Среда передачи	медь
<b>Информационно-управляющий</b>	
Интерфейс (базовый/опция)	RS 485/ETHERNET
Среда передачи (базовый/опция)	Медь/оптоволокно
Протокол обмена	MODBUS
Размеры, мм	400x400x220 или 300x300x220
<b>Температурный диапазон</b>	
Верхний предел (базовый/расширенный) °С	+50 /+60
Нижний предел (базовый/расширенный) °С	-20 /-40
<b>Электропитание</b>	
Напряжение, В	≅220
Потребляемая мощность, Вт	< 25

## НОМЕНКЛАТУРНЫЙ ПЕРЕЧЕНЬ ПМ РЗА "ДИАМАНТ"

№ п/п	Назначение	Модификация
1	Резервные защиты и автоматика ВЛ 110 кВ	L010
2	Резервная защита и автоматика АТ сторона СН	L011
3	Резервная защита и автоматика АТ сторона ВН	L012
4	Резервные защиты и автоматика ВЛ 330 кВ	L020
5	Основная защита ВЛ 110 кВ (с функцией дальнего резервирования)	L030
6	Основная защита ВЛ 110 кВ	L031
7	Основная защита ВЛ 330 кВ (с функцией дальнего резервирования)	L040
8	Основная защита ВЛ 330 кВ	L041
9	Защиты и автоматика ВЛ 35 кВ	L050
10	Защиты и автоматика ВЛ 6/10 кВ (КТП)	L060
11	Дифференциальная защита линии (шинопровода)	L070
12	Резервные защиты и автоматика ВЛ 500 кВ	L080
13	Защиты и автоматика 3-х обмоточных трансформаторов	T010
14	Защиты и автоматика 2-х обмоточных трансформаторов	T011
15	Защиты и автоматика трансформаторов блока	T020
16	Резервные защиты трансформатора	T030
17	Дифференциальная защита двойной системы шин 110-330 кВ с обходной	SH01
18	Дифференциальная защита шин 35 кВ	SH02
19	Защита ошиновки 330 кВ	SH03
20	Защиты и автоматика синхронных ЭД $P \leq 2500$ кВт	M010
21	Защиты и автоматика асинхронных ЭД $P \leq 2500$ кВт	M011
22	Защиты и автоматика синхронных ЭД $P > 2500$ кВт	M020
23	Защиты и автоматика асинхронных ЭД $P > 2500$ кВт	M021
24	Основные защиты и автоматика генераторов	G010
25	Резервные защиты и автоматика генераторов	G020
26	Защиты и автоматика вводов 6/10 кВ	V010
27	Защиты и автоматика СВ 6/10 кВ	SV01
28	Автоматика ликвидации асинхронного режима с выявлением органами сопротивления	ALAR01
29	Автоматика ликвидации асинхронного режима с выявлением по углу	ALAR02
30	Автоматика фиксации активной мощности	FAM01
31	Автоматика фиксации активной мощности с дополнительной функцией снижения напряжения	FAM02

Примечание: «Номенклатурный перечень...» приведен по состоянию на 2005 год

Функциональное наполнение базовых ПМ РЗА "Діамант"



Наименование функции		Модификация ПМ РЗА															
		L010	L020	L030	L031	L040	L041	L050	L060	V010	SV01	M010	M020	T010	SH01	G010	G020
Защиты	Дистанционная от междуфазных КЗ (блокировка от качаний)	5ст	5ст	2ст		2ст		4ст									
	Дистанционная от однофазных КЗ (блокировка от качаний)	5ст	5ст														
	Направленная токовая защита нулевой последовательности	5ст	5ст	2ст		2ст			♦					♦			
	Токовая отсечка	♦	♦					♦	♦	♦	♦	♦					
	Максимальная токовая защита	3ст	3ст											♦			
	Направленная токовая защита обратной последовательности	2ст	2ст														
	Защита от неполнофазного режима		♦			♦											
	Автоматическое, оперативное ускорение и телеускорение (прием и выдача команд АНКА-АВПА)	♦	♦														
	Автоматическое расширение зон ДЗ (адаптация к режиму ЛЭП)	♦	♦														
	Высокочастотная дифференциально-фазная (адаптация к существующим типам ДФЗ ВЧ)			♦	♦	♦	♦										
	Продольная дифференциальная защита с торможением по 2-ой и 5-ой гармоникам												2пл	3пл	4 пл	2пл	
	Защита от перегрузки											♦	♦	♦			
	Газовая защита трансформатора и РПН													♦			
	Максимальная токовая защита с пуском по напряжению									♦	♦			♦			
	Направленная максимальная токовая защита							♦									
	100% защита обмотки статора генератора от замыканий на землю															♦	♦
	95% защита обмотки статора генератора от замыканий на землю															♦	♦
	Защита потери возбуждения на дистанционном принципе															♦	♦
	Защита обратной последовательности с интегрально зависимой характеристикой																♦
	Защита от повышения напряжения на обмотке статора																♦
	Защита от понижения напряжения на обмотке статора																♦
	Защита от понижения частоты								♦	♦	♦	♦	♦				♦
	Защита обратной мощности																♦
	Защита от симметричных перегрузок с независимой и интегрально зависимой характеристиками																♦

	Дистанционная защита межфазная с контролем тока нейтрали генератора																♦
	Дистанционная защита межфазная с контролем тока нагрузки																♦
	Защита от понижения напряжения							♦	♦	♦	♦	♦					♦
	Защита от повышения напряжения							♦	♦	♦	♦	♦					♦
	Максимальная токовая от затяжного пуска											♦	♦				
	Защита от частых пусков											♦	♦				
	Защита от обрыва фаз											♦	♦				
	Дуговая защита							♦				♦	♦				
	Защита от асинхронного режима											♦	♦				
	Логическая защита шин							Д	П	П	Д	Д					
Автоматика	Управление ВВ (1 соленоид отключения, 1 соленоид включения)							♦	♦	♦	♦	♦					
	Управление ВВ (2 соленоида отключения, 1 соленоид включения)	♦	♦	♦	♦	♦	♦							♦	♦	♦	♦
	УРОВ	♦	♦	♦	♦	♦	♦	♦	♦	♦	♦	♦	♦	♦	♦	♦	♦
	БАПВ, ТАПВ (контроль синхронизма, КОН, КНН)	♦	♦	♦	♦	♦	♦										
	АПВ 2 цикла							♦	♦	♦	♦	♦					
	ЧАПВ							♦				♦	♦				
	АВР								♦	♦							
Измерения	Токи	♦	♦	♦	♦	♦	♦	♦	♦	♦	♦	♦	♦	♦	♦	♦	♦
	Напряжения	♦	♦	♦	♦	♦	♦	♦	♦	♦	♦	♦	♦	♦	♦	♦	♦
	Мощность (активная, реактивная)	♦	♦	♦	♦	♦	♦	♦	♦	♦	♦	♦	♦	♦	♦	♦	♦
	Частота	♦	♦	♦	♦	♦	♦	♦	♦	♦	♦	♦	♦	♦	♦	♦	♦
	Определение места и вида повреждения	♦	♦	♦	♦	♦	♦	♦	♦	♦	♦	♦	♦	♦	♦	♦	♦
	Технический учёт энергии	♦	♦	♦	♦	♦	♦	♦	♦	♦	♦	♦	♦	♦	♦	♦	♦
Диагностика	Самодиагностика (сторожевой таймер)	♦	♦	♦	♦	♦	♦	♦	♦	♦	♦	♦	♦	♦	♦	♦	♦
	Контроль цепей управления ВВ	♦	♦	♦	♦	♦	♦	♦	♦	♦	♦	♦	♦	♦	♦	♦	♦
	Контроль привода ВВ	♦	♦	♦	♦	♦	♦	♦	♦	♦	♦	♦	♦	♦	♦	♦	♦
	Учёт ресурса ВВ	♦	♦	♦	♦	♦	♦	♦	♦	♦	♦	♦	♦	♦	♦	♦	♦
	Контроль цепей напряжения	♦	♦	♦	♦	♦	♦	♦	♦	♦	♦	♦	♦	♦	♦	♦	♦
Цифровой осциллограф и регистратор событий с ПО ТПЭВМ (протокол обмена MODBUS) интерфейс (инструментальный RS 232) / (информационно-управляющий RS 485)																	

## **ПОЛЕВЫЕ ИСПЫТАНИЯ МИКРОПРОЦЕССОРНЫХ**

## **ПРИБОРНЫХ МОДУЛЕЙ РЕЛЕЙНОЙ**

## **ЗАЩИТЫ И АВТОМАТИКИ "ДИАМАНТ"**

*С.В.Пилипенко, Г.П.Шевченко, С.И.Воликов. А.А.Кашин, А.Д.Нистратов,  
Ю.И.Кочегаров, Ю.В.Якименко, М.Ф.Сопель, С.А.Яковлев*

*Северная ЭС НЭК "Укрэнерго" - НПП ХАРТРОН - ИНКОР - ИЭД НАН Украины –  
ЛьвівОРГРЭС.*

По инициативе НЭК "Укрэнерго" в Северной энергосистеме в июле 2003 года были проведены полевые испытания короткими замыканиями (КЗ) на линии 330 кВ двух серийных микропроцессорных приборных модулей релейной защиты и автоматики (ПМ РЗА) "Діамант" производства НПП ХАРТРОН – ИНКОР (г. Харьков), которые с 1998 года успешно эксплуатируются в сетях 110 – 150 кВ и на электростанциях Украины.

Для испытаний ПМ РЗА "Діамант" были установлены в качестве основной и резервной защит линии 330 кВ "Купянск - СлавТЭС" со стороны подстанции Купянск и введены в работу с действием на отключение.

### **Цель испытаний**

Проверка функций защиты и автоматики ПМ РЗА "Діамант" в реальных условиях подстанции при коротких замыканиях на линии 330 кВ.

Одновременно ставились задачи оценки переходного сопротивления в месте КЗ, оперативного определения места повреждения (ОМП) на линии по одностороннему замеру в темпе вычислительного процесса решения задач защиты и автоматики, уточнения параметров ВЛ, оценки погрешности расчетов, выполняемых службой РЗА, уточнения методик выбора уставок защит, а также использования верхнего уровня ПМ РЗА "Діамант" с рабочими местами и инструментарием инженера-релейщика и оперативного персонала.

### **Краткие технические сведения о ПМ РЗА "Діамант"**

ПМ РЗА "Діамант" выполнен на базе 32-х разрядного процессора. Частота дискретизации входных сигналов - 2 кГц. Технические средства ПМ РЗА "Діамант" и программно-алгоритмическое обеспечение (ПАО) построены по модульному принципу. Путем конфигури-

рования ПАО в каждом устройстве можно выполнить необходимый набор защит и автоматики для конкретного присоединения.

ПМ РЗА "Діамант" могут работать как локальные устройства, так и в составе АСУ ТП энергообъекта в качестве подсистемы нижнего уровня.

Испытуемые ПМ РЗА "Діамант" с версиями защиты и автоматики ЛЭП 330 кВ имеют:

- 16 аналоговых входов, обеспечивающих измерения 6 токов и 10 напряжений;
- 44 дискретных входа;
- 30 дискретных слаботочных выходов (коммутирующих длительно ток до 1А);
- 6 дискретных силовых выходов, позволяющих пофазно управлять выключателями в

электроустановках с двумя выключателями на присоединение.

Все входы и выходы гальванически развязаны.

#### **Состав испытуемых защит и функций**

Модуль основных защит:

- дифференциально - фазная защита (ДФЗ) с версией ДФЗ - 504;
- регистратор аварийных событий (РАС);
- регистратор аналоговых параметров (РАП).

ДФЗ ПМ РЗА "Діамант" построена на широко известном принципе сравнения фаз токов по концам линии, полученных посредством фильтров симметричных составляющих и совместима с панелью ДФЗ - 504.

При испытаниях ДФЗ использовался высокочастотный канал с постом ПВЗ штатной ДФЗ - 504, при этом со стороны ПС "Купянск" ДФЗ - 504 была выведена из работы, а со стороны СлавТЭС никаких изменений в схему защиты не вносилось.

РАП - цифровой осциллограф ПМ РЗА обеспечивает запись 16 аналоговых параметров с разрешающей способностью 40 точек за период промышленной частоты.

Модуль резервных защит:

- токовая защита нулевой последовательности (ТЗНП);
- дистанционная защита от междуфазных КЗ (ДЗ-МФ);
- дистанционная защита от однофазных КЗ (ДЗ-ОФ);
- определение места повреждения (ОМП) ВЛ;
- РАС;
- РАП.

Для измерения сопротивления петли КЗ при междуфазных повреждениях в ДЗ-МФ используется разность фазных токов и соответствующее линейное напряжение. Исключение влияния несинусоидальности входных токов и напряжений достигается их фильтрацией.



Измерительные органы ДЗ-ОФ включены на фазные напряжения и токи, скомпенсированные токами нулевой последовательности. [1].

Характеристики срабатывания дистанционных защит в комплексной плоскости сопротивлений представляют собой выпуклые четырехугольники, которые могут быть расположены в любом квадранте. Для удобства расчетов и согласования защит в испытуемых ПМ РЗА "Діамант" характеристики срабатывания приняты аналогичными защитам ШДЭ - 2802.

### **Организация испытаний**

Схема электрической сети 110 - 330 кВ во время испытаний представлена на рисунке 1. Испытания проводились включением линии 330 кВ "Купянск - СлавТЭС" на искусственные КЗ со стороны слабого источника - подстанции 330 кВ "Купянск".

Для резервирования защит ПМ РЗА "Діамант" в штатные защиты линии вносилось замедление на 0,5 с.

Программа испытаний предусматривала:

- Опыт № 1 - однофазное КЗ с перекрытием гирлянды изоляторов на тело опоры;
- опыт № 2 - однофазное КЗ на дерево (в том же месте на линии, что и в опыте № 1);
- опыт № 3 - неустойчивое трехфазное КЗ с переходом в однофазное КЗ на землю;
- опыт № 4 - неполнофазный режим электропередачи с разрывом фазы В на разъединителе 2Р4В (рисунок 1).

Для независимой регистрации переходных процессов и функционирования аппаратуры, кроме регистраторов ПМ РЗА "Діамант", при испытаниях использовались ИДК "Регина" и штатный осциллограф Н - 13 подстанции "Купянск".

Подготовительные работы, опыты КЗ и неполнофазного режима, а также оперативные переключения были организованы и выполнены персоналом подстанции 330 кВ "Купянск", служб линий и подстанций, ОДС и СРЗА Харьковских магистральных электрических сетей и Северной энергосистемы.

По завершении испытаний приборные модули были введены в опытную эксплуатацию с действием на "сигнал".

За время опытной эксплуатации линия дважды (11.08.03 г. и 14.09.03 г.) отключалась с неуспешным АПВ при КЗ на землю.

### **Результаты испытаний**

#### ***Быстродействие***

Время действия защит без выдержки времени составило:

земляная защита (ТЗНП)

при кратностях тока 5,4 - 1,1

11,0 - 22,3 мс;

дистанционные защиты

при кратностях сопротивления

на зажимах панели 11,1-1,3

18,0 - 27,2 мс;

ДФЗ

40,0 - 43,0 мс,

что соответствует требованиям, предъявляемым к защитам ВЛ 330 кВ, и благоприятно для маслонаполненного оборудования, а также может быть использовано для опережающего деления сети.

### Учет переходного сопротивления в месте КЗ

На рисунке 2 приведены осциллограммы токов и напряжений, снятые регистраторами ПМ РЗА "Діамант" для 1-го и 2-го опытов с перекрытиями гирлянды и на дерево, а на рисунке 3а - изменения ортогональных составляющих сопротивления петли КЗ в зависимости от времени протекания КЗ.

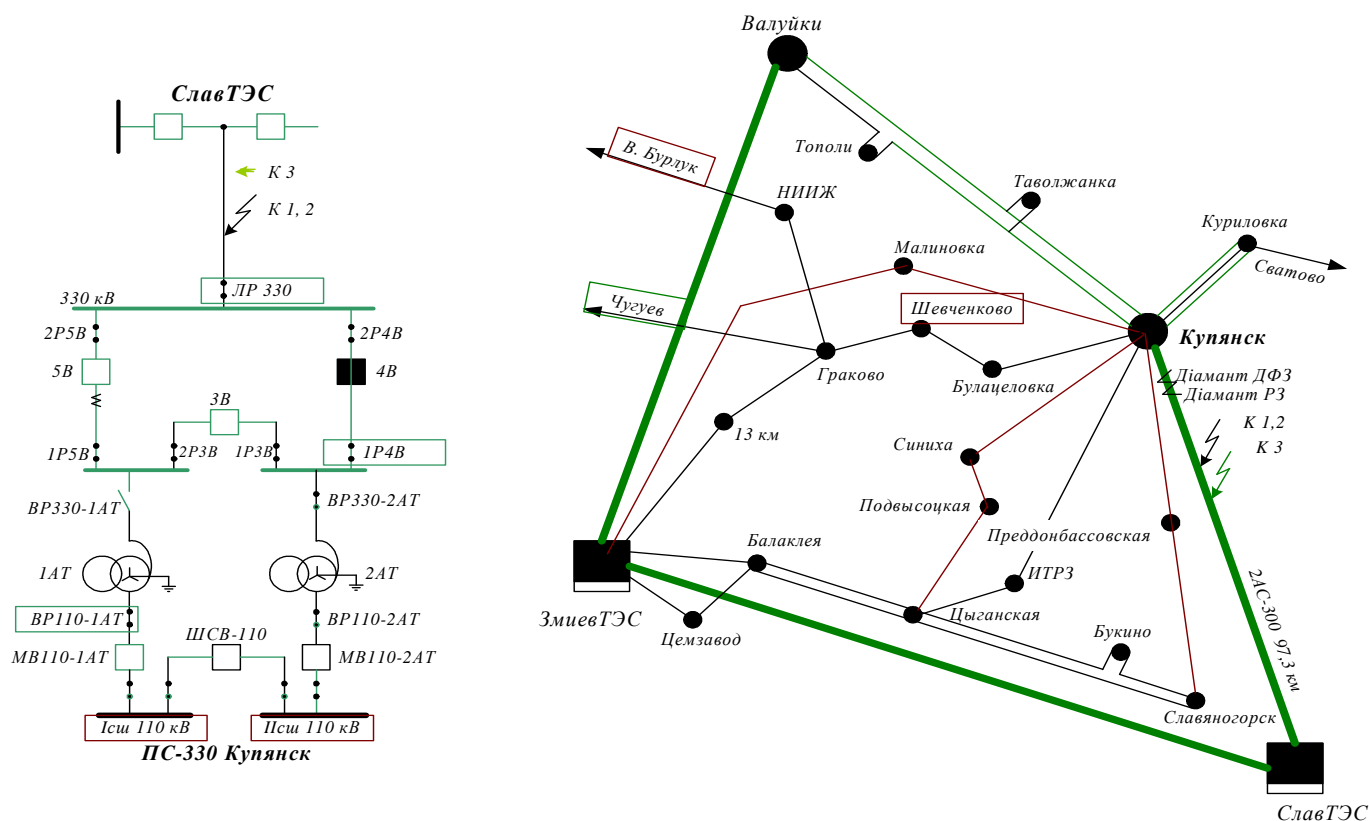


Рис.1

Осциллограммы, снятые ИДК "Регина", полностью идентичны соответствующим осциллограммам ПМ РЗА "Діамант".

Средствами, заложенными в ПМ РЗА "Діамант", определены активные сопротивления в месте короткого замыкания. Так, при перекрытии гирлянды оно составило - 2,5 Ом, а при перекрытии на дерево в том же месте - 11,5 Ом. Это дает возможность установить, связано ли от-

ключение с перекрытием гирлянды или с перекрытием на дерево, что полезно для персонала, принимающего решение об организации ремонтных работ, поскольку при одном и другом повреждении требуются разные механизмы и приспособления, а также и состав восстановительной бригады. Возникшая дуга, как правило, завышает расстояние до места КЗ. Информация о наличии дуги однозначно ориентирует персонал в поисках места повреждения при расширении зоны обхода.

С другой стороны, появляется возможность оценить состояние контура заземления в месте КЗ (в данном случае – опоры ВЛ).

### **Определение места повреждения**

При испытаниях в режиме одностороннего замера полученная погрешность ОМП ПМ РЗА "Діамант" составила 1,5 % от длины линии. Эти показатели требуют уточнения при замерах в условиях двустороннего питания и при различных видах и токах КЗ. Это вызвано несовпадением показаний ОМП в реальных режимах работы электропередачи при возникновении КЗ и неуспешном АПВ.

Как свидетельствуют осциллограмма короткого замыкания на линии, приведенная на рисунке 4, в момент первоначального возникновения КЗ и последовавшего АПВ линия находилась в различных условиях.

В первом случае – в режиме двухстороннего питания, при АПВ – одностороннего. Данные испытаний и опытной эксплуатации позволили оценить алгоритмы ОМП (автоматического в темпе расчетов задач РЗА) на основе:

- дистанционных методов выявления места повреждения путем замера симметричных составляющих петли КЗ [2, 3];
- оценки потоков мощности различных последовательностей с представлением узла не-симметрии в виде генератора мощностей обратной и нулевой последовательностей [4];
- расчетов ортогональных составляющих петли КЗ по мгновенным значениям токов и напряжений на зажимах ПМ РЗА [5].

Как известно, указанные методы имеют погрешности, связанные с незнанием комплексного коэффициента токораспределения (отношения тока в месте КЗ к току в месте замера), чем объясняется различие показаний при аварийном отключении линии с неуспешным АПВ. Поэтому для автоматического определения расстояния до места КЗ в темпе вычислительного процесса РЗА, требуется задание уставок ОМП, адаптивное к режимам ВЛ.

Наличие 4 - х комплектов уставок в ПМ РЗА "Діамант" позволило решить эту задачу.

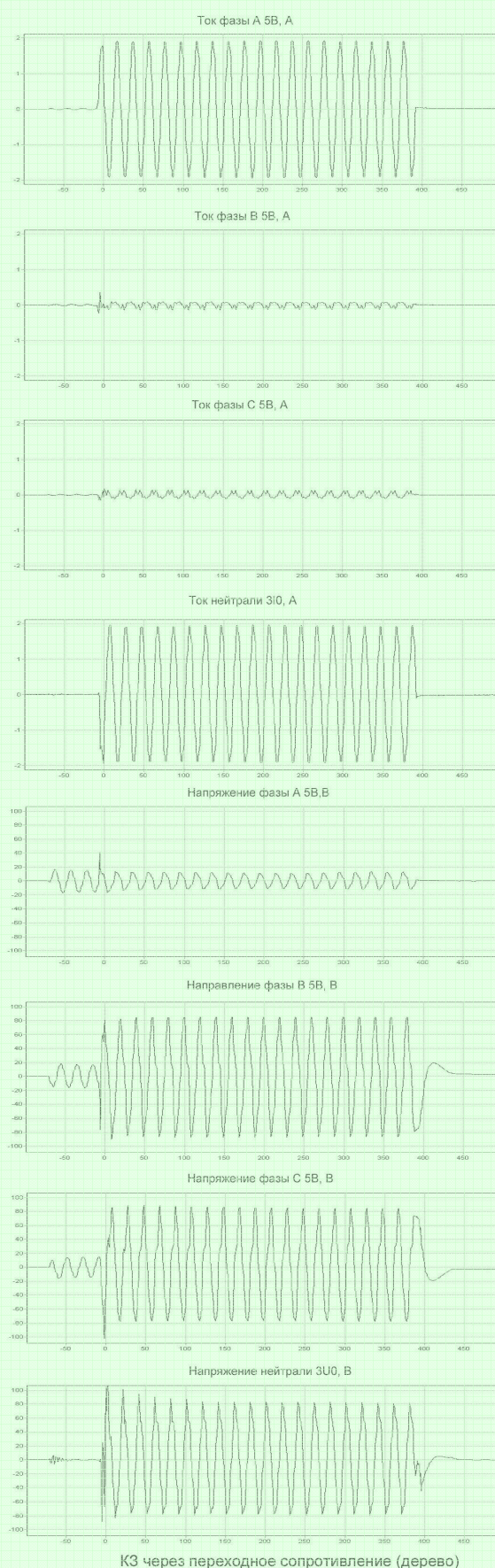
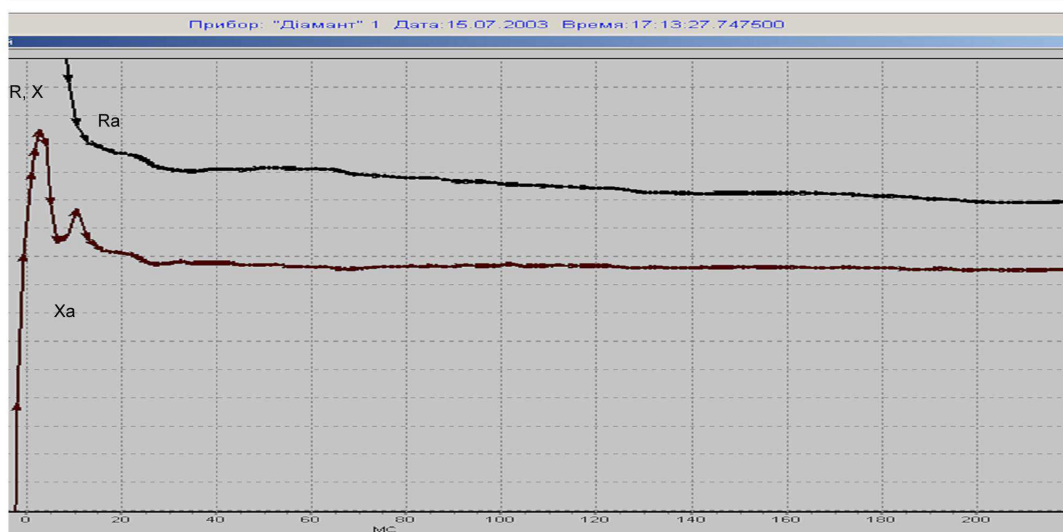
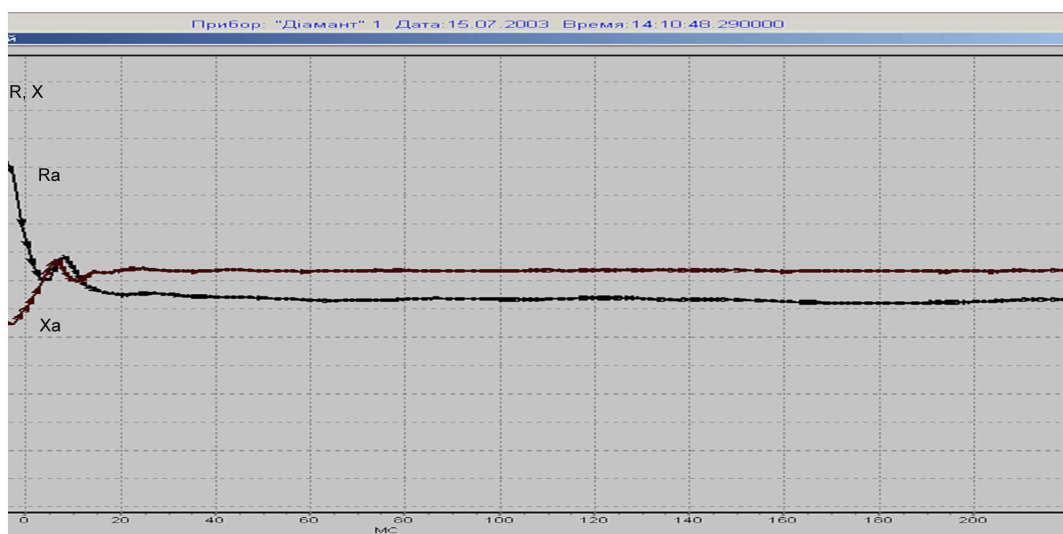
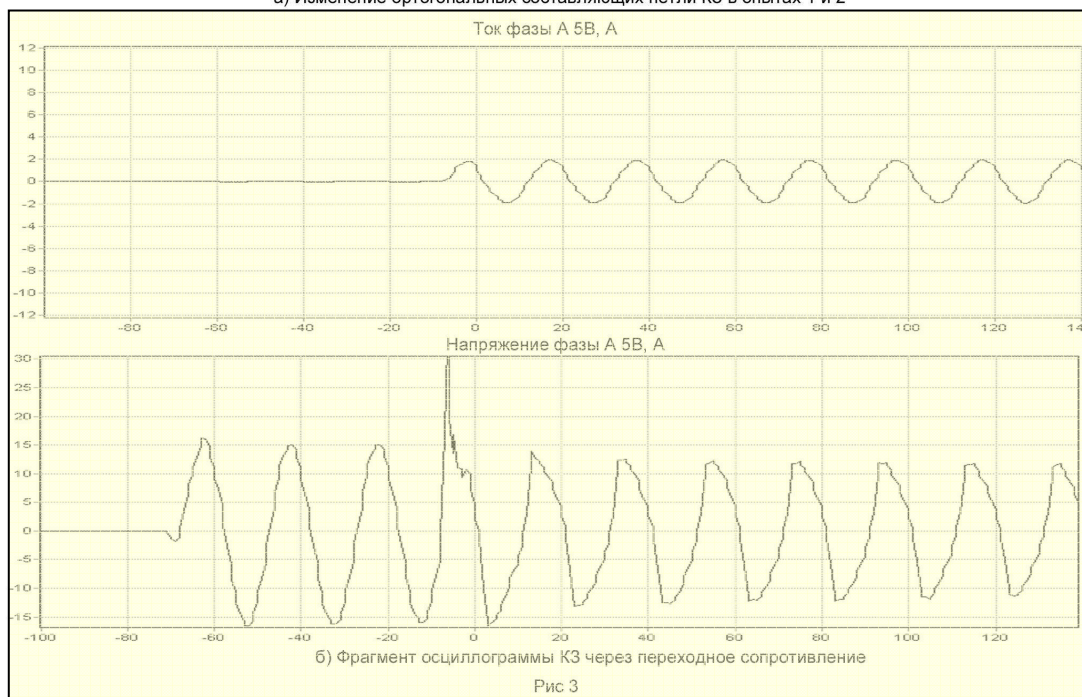


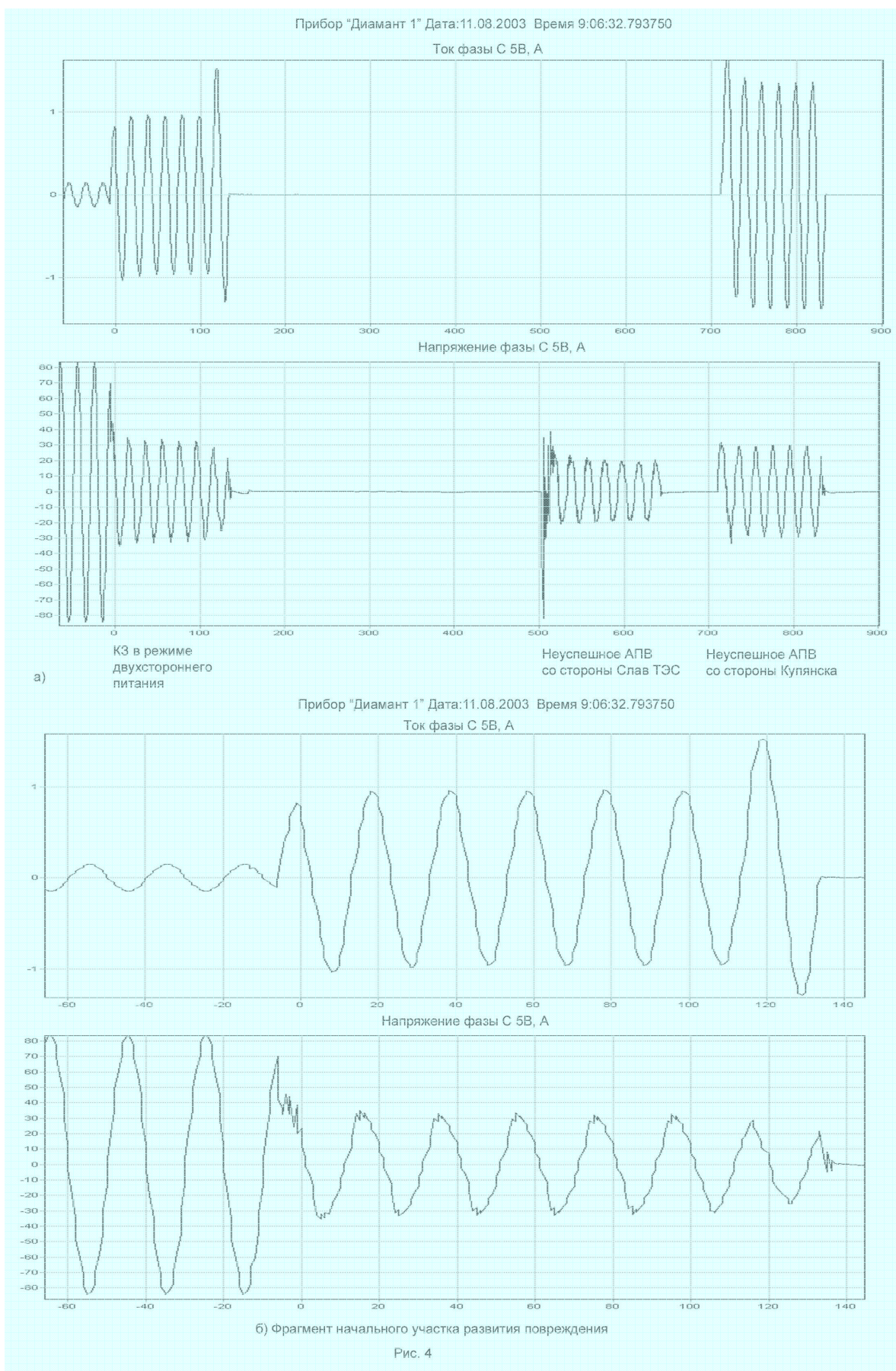
Рис. 2





а) Изменение ортогональных составляющих петли КЗ в опытах 1 и 2





## Осциллографирование нарушений

Высокая разрешающая способность регистраторов ПМ РЗА "Діамант" позволяет выявить частичные пробой (Рисунок 3б, рисунок 4б), предшествующие возникновению КЗ. Такая информация может быть использована для анализа причин повреждений, а также для диагностики состояния изоляции.

## Выводы

- Проведенные испытания ПМ РЗА "Діамант" с версиями основной и резервной защиты линий электропередачи подтвердили соответствие испытываемой отечественной аппаратуры требованиям, предъявляемым к защитам ВЛ 330 кВ, готовность их к широкому внедрению в сетях 330 кВ.

- Испытания подтвердили совместимость ДФЗ "Діамант" с панелью ДФЗ - 504 противоположного конца линии.

- Использование ПМ РЗА "Діамант" перспективно с точки зрения быстродействия для защиты маслонаполненного оборудования, а также в устройствах опережающего деления сети.

- Инструментарий ПМ РЗА "Діамант" дает новые возможности для эксплуатационного персонала в определении характера и возникновения причин повреждения и в оперативном принятии решений по восстановлению оборудования.

- Получены полезные, ценные для практического использования результаты по оптимизации ОМП.

- Получена обширная база данных для отработки новых алгоритмов защит, автоматики, ОМП и др. задач.

## Список литературы

1. Федосеев А.М. Релейная защита электрических систем. – М. Энергия, 1976.
2. Айзенфельд А.И., Шалыт Г.М. Определение мест короткого замыкания на линиях с ответвлениями. М. Энергоатомиздат, 1988.
3. Амонов А.Н., Барушкин В.А., Булычев А.В. Уточнение параметров модели электрической сети по данным регистраторов аварийных режимов. Сборник докладов XV научно – технической конференции "Релейная защита и автоматика энергосистем 2002".
4. Якимец И.В., Норовлянский А.В., Иванов И.А. Определение места повреждения в линиях электропередачи на основе измерения потоков мощности. "Электричество", 1999, № 5.
5. Шнеерсон Э.М. Дистанционные защиты. М. Энергоатомиздат, 1986



## **ОПЫТ ЭКСПЛУАТАЦИИ МИКРОПРОЦЕССОРНОЙ ДИФФЕРЕНЦИАЛЬНО-ФАЗНОЙ ЗАЩИТЫ "ДИАМАНТ"**

***С.В. Пилипенко, В.В. Апухин, С.И. Воликов, Е.Н. Сало***

***Северная энергетическая система НЭК "Укрэнерго"***

***Ю.И. Кочегаров, Ю.Н. Балицкий***

***НПП Хартрон-Инкор***

В Северной энергосистеме НЭК "Укрэнерго" на линии 330 кВ Купянск - СлавТЭС успешно эксплуатируется микропроцессорная дифференциально - фазная защита (ДФЗ) на базе приборного модуля "Діамант" производства НПП ХАРТРОН - ИНКОР (г. Харьков).

В июле 2003 года были проведены полевые испытания ДФЗ короткими замыканиями на линии [1,2], после чего модуль ДФЗ "Діамант" был оставлен в опытной эксплуатации. С 14 октября 2004 г. ПМ РЗА "Діамант" введен в штатный режим с действием на отключение и работает совместно с панелью ДФЗ-504 со стороны СлавТЭС.

ПМ РЗА "Діамант" на ПС "Купянск" имеет следующие функции:

- дифференциально – фазную защиту;
- резервную двухступенчатую дистанционную защиту;
- резервную двухступенчатую токовую защиту нулевой последовательности;
- устройство отказа выключателя (для присоединений с двумя выключателями);
- управление выключателем;
- автоматическое повторное включение с контролем напряжения и синхронизма и дополнительные функции: измерение, регистрацию событий, осциллографирование, определение места повреждения на ВЛ.

Принцип действия ДФЗ "Діамант" основан на сравнении фаз токов прямой и обратной последовательностей, получаемых от фильтра ( $I_1 + kI_2$ ) на концах линии. Информация о фазе токов передается по высокочастотному каналу защищаемой линии. Для этого используются типовые высокочастотные приемо - передатчики (ПВЗ или др.)

Вместо высокочастотного канала может быть использован оптоволоконный канал связи.

Версия позволяет совместить ПМ РЗА "Діамант" с панелями типа ДФЗ – 201, ДФЗ – 504 и ДФЗ – 503, что дает возможность поэтапного ведения реконструкции защит.

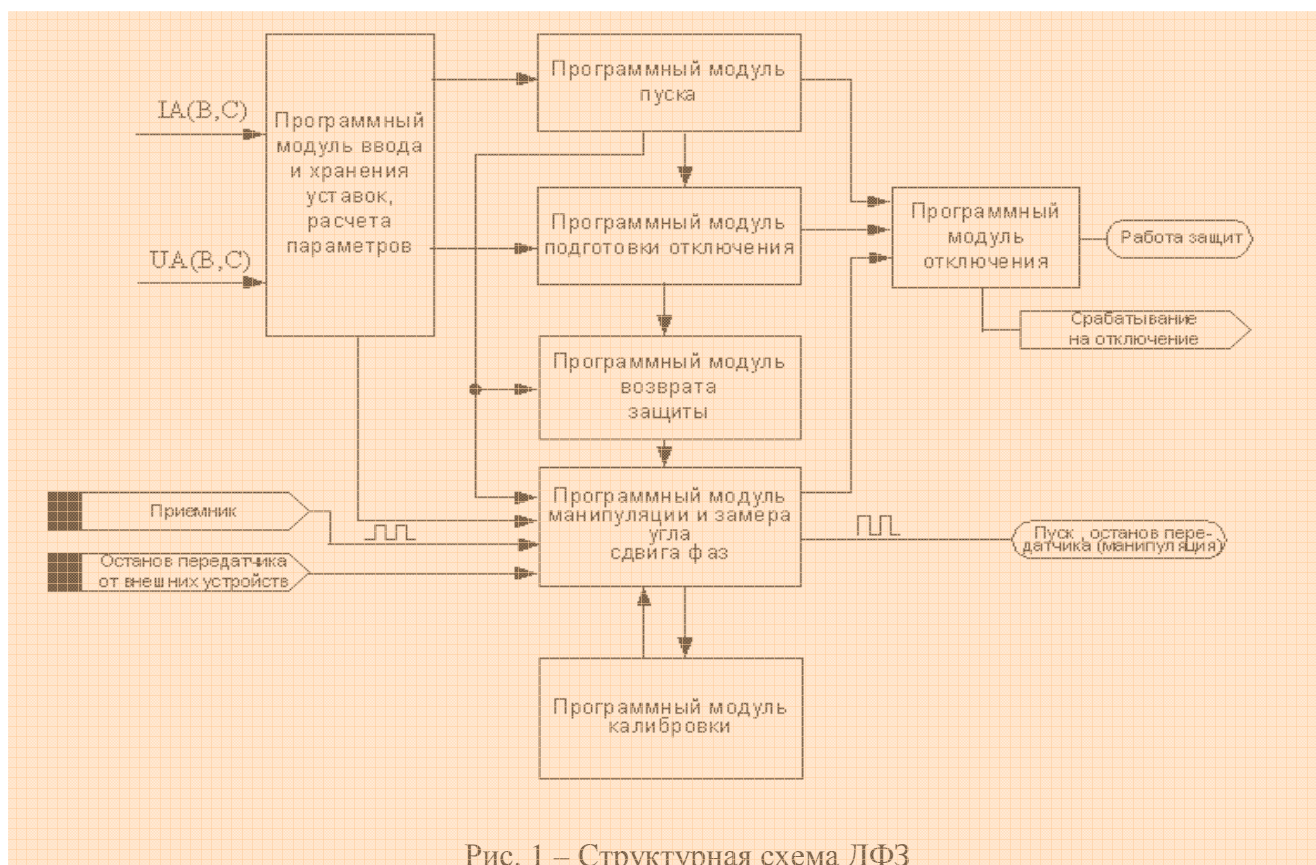


Рис. 1 – Структурная схема ДФЗ

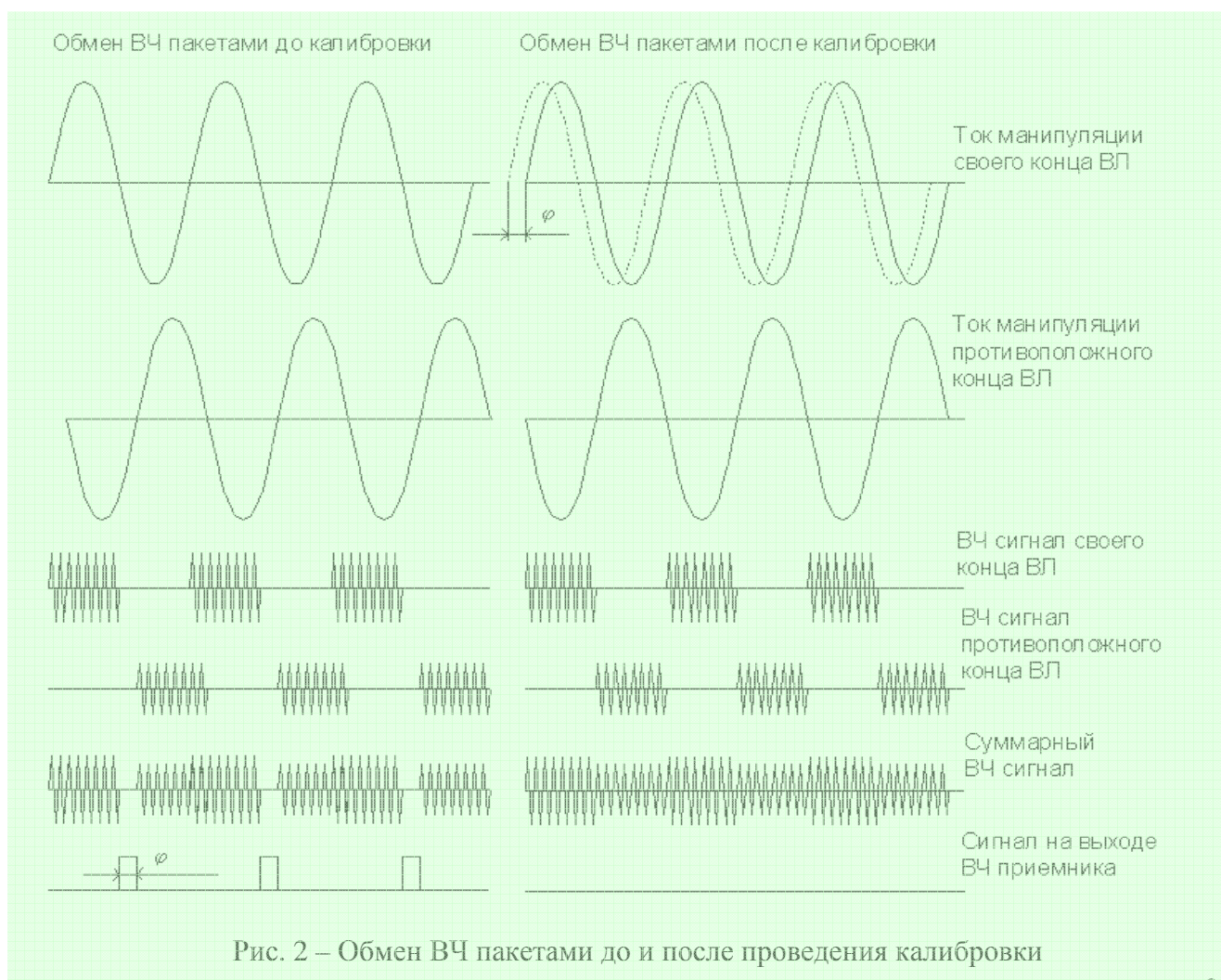


Рис. 2 – Обмен ВЧ пакетами до и после проведения калибровки

Выбор аналога ДФЗ задается установками.

Функционально ДФЗ состоит из программных модулей

- ввода и хранения установок и расчетов текущих параметров;
- пуска;
- подготовка отключения;
- манипуляции передатчика и замера угла сдвига фаз токов;
- калибровки.

Структурная схема ДФЗ приведена на рисунке 1.

Программный модуль пуска при всех видах повреждений выполняет следующие функции:

- пускает передатчик;
- подготавливает каналы отключения;
- запускает логическую часть защиты.

Модуль манипуляции и замера угла формирует прямоугольные импульсы, совпадающие с положительной фазой суммарного тока  $I_1 + KI_2$  для управления ВЧ передатчиком, и определяет длительность паузы между ВЧ пакетами своего и противоположного концов линии.

Длительность паузы между сигналами пересчитывается в электрические градусы периода частоты сети и соответствует сдвигу фаз сравниваемых сигналов. При КЗ на линии пауза имеет максимальное значение, близкое к  $180^\circ$ . Угол сдвига фаз, при котором разрешается срабатывание защиты, задается уставкой.

ДФЗ "Діамант" адаптируется к условиям защищаемой ВЛ посредством калибровки.

При калибровке ДФЗ в нормальном режиме работы линии определяются электрические углы между сигналами передатчиков своего и противоположного конца линии и производится учет этих углов при определении сдвига фаз при КЗ (рисунок 2).

Для ВЛ с отпайками ДФЗ "Діамант" имеет версии:

- с блокирующими дистанционными и токовыми органами;
- с функцией резервирования защит трансформатора отпайки.

Для блокировки ДФЗ при КЗ на низкой стороне отпайки используется орган сопротивления с круговой характеристикой. При появлении тока нулевой последовательности и мощности обратной последовательности, направленной в линию, блокирующий орган сопротивления не используется.

Для выполнения функции резервирования защит трансформатора отпайки, используются дистанционный и фазный органы защиты. Дистанционный орган (сопротивления) имеет харак-

теристику в комплексной плоскости, смещенную в первый квадрант на величину порядка,  $1,2Z_{1Л}$  линии, и охватывает трансформатор отпайки. При КЗ на стороне низкого напряжения трансформатора отпайки фазы сравниваемых токов по концам линий сдвинуты на угол, больший угла блокировки ДФЗ. Это условие обеспечивает возможность действия дистанционного органа на отключение линии с выдержкой времени, большей на ступень селективности МТЗ трансформатора. При этом согласование параметров срабатывания указанного органа со ступенями последующих защит транзита по 330 кВ не требуется. Зоны органов сопротивления блокировки и резервирования отпайки приведены на рисунке 3.



Рис. 3 – Характеристики срабатывания органов сопротивления ДФЗ "Діамант"

Остальные параметры срабатывания (уставки) ДФЗ на базе ПМ РЗА "Діамант" выбираются в полном соответствии с [3].

Как отмечалось выше, ПМ РЗА "Діамант" с версией ДФЗ совместим с серийными панелями ДФЗ Чебоксарского электроаппаратного завода.

В таблице 1 приведены основные технические данные ПМ РЗА "Діамант" в сравнении с серийными панелями ДФЗ, а в таблицах 2-4 сведения о погрешностях.

Таблица 1 - Основные технические данные дифференциально-фазных защит типов ДФЗ-201, ДФЗ 504, ДФЗ-503, ПМ РЗА "Диамант".

Технические данные	ДФЗ-201	ДФЗ-504	ДФЗ-503	ПМ РЗА
Номинальный переменный ток, А	1 или 5	1 или 5	1 или 5	1 или 5
Номинальное переменное напряжение, В	100	100	100	100
Номинальное напряжение оперативного тока	$\pm 110$ или 220	$\pm 220$	$\pm 220$	$\approx 220$ , $\approx 220$
Время действия защиты, с	Не более 0,05	Не более 0,05	Не более 0,05	Не более 0,035
Устройство фильтра-реле пускового органа:				
Уставки по току обратной последовательности $I_{2уст}$ , А	1, 1.5, 2 (для $I_{НОМ}=5$ А)	0.1, 0.15, 0.2 (для $I_{НОМ}=1$ А)	–	0-200, дискретность 0.01
Уставки по напряжению обратной последовательности $U_{2уст}$ , В	–	–	5, 6, 7	0-200, дискретность 0.01
Уставки по току нулевой последовательности $3I_{0уст}$ , А	1, 1.5, 2 (для $I_{НОМ}=5$ А)	0.3, 0.4, 0.5 (для $I_{НОМ}=1$ А)	0.3, 0.4, 0.5 (для $I_{НОМ}=1$ А)	0-200, дискретность 0.01
Уставки устройства компенсации $Z_{2к}$ , Ом	–	–	36, ступени 3%	36, ступени 1%
<b>Реле сопротивления:</b>				
Минимальная уставка, Ом/фазу	3.5 (для $I_{НОМ}=5$ А)	30 (для $I_{НОМ}=1$ А)	30 (для $I_{НОМ}=1$ А)	0.1
Максимальная уставка, Ом/фазу	35 (для $I_{НОМ}=1$ А)	300 (для $I_{НОМ}=1$ А)	300 (для $I_{НОМ}=1$ А)	500
Угол максимальной чувствительности, град	$70 \pm 5$	$83 \pm 5$	$83 \pm 5$	регулируется $60-90^\circ$ с дискретностью $1^\circ$
Ток точной работы, А, не более	2.8 (для $I_{НОМ}=5$ А)	0.15 (для $I_{НОМ}=1$ А)	0.15 (для $I_{НОМ}=1$ А)	0.05
Ток срабатывания реле при $U_p=0$ , А, не более	3.5 (для $I_{НОМ}=5$ А)	0.3 (для $I_{НОМ}=1$ А)	0.3 (для $I_{НОМ}=1$ А)	0.05
<b>Орган манипуляции:</b>				
Коэффициент фильтра манипуляции k	4, 6, 8	6, 8, 10	6, 8, 10	0-20, дискретность 0.1
Напряжение на выходе при токе прямой последовательности, В	8 при k=8 и I=2 А (для $I_{НОМ}=5$ А)	4.58 при k=10 и I=0.3 (для $I_{НОМ}=1$ А)	4.58 при k=10 и I=0.3 (для $I_{НОМ}=1$ А)	Постоянно, напряжение источника питания ВЧ поста
Угол между током и напряжением	$17^\circ$ при k=8 и $I_{bc}=0.6 I_n$	$42^\circ$ при k=10 и $I_{bc}=0.5 I_n$	$42^\circ$ при k=10 и $I_{bc}=0.5 I_n$	$-180^\circ - +180^\circ$ (задается уставкой с дискретностью $1^\circ$ )
Уставка устройства компенсации емкостных токов $u_k$ , 1/Ом	–	–	$5000 \cdot 10^{-6}$ ступени регулирования 3%	$5000 \cdot 10^{-6}$ ступени регулирования 1%
Уставка по углу блокировки органа сравнения фаз токов, град.	$\pm 45^\circ, \pm 52^\circ, \pm 60^\circ$	$\pm 50^\circ, \pm 57^\circ, \pm 65^\circ$	$\pm 50^\circ, \pm 57^\circ, \pm 65^\circ$	0-180°, дискретность 1
Подстройка (калибровка) фазы тока манипуляции, град	–	–	–	0-180°, дискретность $0.1^\circ$
Совместимость с панелями ДФЗ Чебоксарского завода других типов	Не совместим	Не совместим	Не совместим	Совместим

Таблица 2 - Допустимые погрешности в работе органов пуска ДФЗ-201 (2), ДФЗ 504 (402), ДФЗ-503 (401), ПМ РЗА "Діамант".

Погрешности	ДФЗ-201 (2)	ДФЗ-504 (402)	ДФЗ-503 (401)	ПМ РЗА
<b>Органы пуска ВЧ передатчика</b>				
Уставки по току прямой последовательности $I_1$	$\pm 6\%$	$\pm 6\%$	$\pm 6\%$	Не хуже 2%
Уставки по току обратной последовательности $I_2$	$\pm 10\%$	$\pm 10\%$	–	Не хуже 2%
Уставки по току нулевой последовательности $3I_{0уст}$	$\pm 10\%$	$\pm 10\%$	$\pm 5\%$	Не хуже 2%
<b>Органы подготовки отключения</b>				
Уставки по току обратной последовательности $I_2$	$\pm 5\%$	$\pm 5\%$	–	Не хуже 2%
Уставки по току нулевой последовательности $3I_{0уст}$	$\pm 5\%$	$\pm 5\%$	$\pm 5\%$	Не хуже 2%
<b>Орган сопротивления</b>				
Угол максимальной чувствительности	$\pm 5^\circ$	$\pm 5^\circ$	$\pm 5^\circ$	$\pm 1^\circ$

Таблица 3 - Допустимые погрешности в работе органа манипуляции ДФЗ-201 (2), ДФЗ 504 (402), ДФЗ-503 (401), ПМ РЗА "Діамант".

Орган манипуляции	ДФЗ-201 (2)	ДФЗ-504 (402)	ДФЗ-503 (401)	ПМ РЗА
Коэффициент комбинированного фильтра k	$\pm 6\% (\pm 1.68^\circ)$	$\pm 6\% (\pm 1.2^\circ)$	$\pm 6\% (\pm 1.2^\circ)$	0.5%
	$\pm 8\% (\pm 2.24^\circ)$	$\pm 8\% (\pm 1.6^\circ)$	$\pm 8\% (\pm 1.6^\circ)$	
Угол сдвига между током на входе и напряжением на выходе, град	$\pm 5^\circ$	$\pm 5^\circ$	$\pm 5^\circ$	$\pm 4.5^\circ$

Таблица 4 - Допустимые погрешности в работе органа сравнения фаз ДФЗ-201 (2), ДФЗ 504 (402), ДФЗ-503 (401), ПМ РЗА "Діамант".

Орган сравнения фаз токов	ДФЗ-201 (2)	ДФЗ-504 (402)	ДФЗ-503 (401)	ПМ РЗА
Уставка угла блокировки защиты, %	$\pm 15\%$	$\pm 15\%$	$\pm 15\%$	$\pm 0.6\%$

Данные таблиц 1-4 составлены на основании [4, 5, 6].

ПМ РЗА "Діамант" поставляется заказчику в виде налаженного изделия с введенными рабочими уставками. Это позволяет сократить объемы проверки и упрощает методику испытаний при вводе в эксплуатацию. Программа проверки ДФЗ "Діамант" при новом включении на ПС "Купянск" свелась к внешнему и внутреннему осмотру аппаратуры и проверке:

- правильности сборки цепей;
- изоляции;

- функционирования модуля от постороннего источника;
- правильности введенных уставок;
- управления высокочастотным постом (манипуляции передатчиком и съема сигналов, принимаемых приемником).

Проверка аппаратуры противоположного конца и высокочастотного тракта выполнялась в объеме действующих правил.

По окончании перечисленных работ были проверены органы сравнения фаз токов обеих панелей: проверена ширина высокочастотных импульсов, снята фазная характеристика и проверены углы блокировки.

Как известно, при снятии фазной характеристики ДФЗ – 504 определяется зависимость тока в обмотке отключающего выходного реле органа сравнения фаз от угла сдвига между ВЧ импульсами приемопередатчиков.

Фазная характеристика ДФЗ "Діамант" представляет собой зависимость срабатывания (появления логического сигнала "1") ПМ РЗА от угла сдвига между ВЧ импульсами приемопередатчиков.

При снятии фазной характеристики ДФЗ ВЛ 330 кВ "Купянск-СлавТЭС" со стороны ПС "Купянск" угол напряжения манипуляции регулировался фазорегулятором со стороны СлавТЭС. При снятии фазной характеристики со стороны СлавТЭС угол напряжения манипуляции регулировался изменением уставки ПМ РЗА. Снятые фазные характеристики представлены на рисунке 4. Углы блокировки защиты оказалось возможным принять максимальными ( $\pm 65^{\circ}$ ), благодаря исключению погрешности, обусловленной конечной скоростью распространения электромагнитных волн ( $6^{\circ}$  на 100 км линии) путем калибровки.

Проверка защиты током нагрузки линии не выявила каких-либо отличий от общепринятых методик [4, 5, 6].

В процессе эксплуатации имели место 4 сквозных коротких замыкания, при которых защита трижды блокировалась и один раз сработала "излишне", и КЗ на линии, которое было отключено ПМ РЗА "Діамант". Осциллограммы аварийных процессов при КЗ на линии приведены на рисунке 5. Увеличение времени отключения связано с наличием в цепи отключения защиты промежуточного реле.

Инструментарий инженера-релейщика, поставляемый к ПМ РЗА "Діамант", позволяет оперативно выявить скрытые дефекты в настройке аппаратуры как на своем, так и на противоположном концах линии.



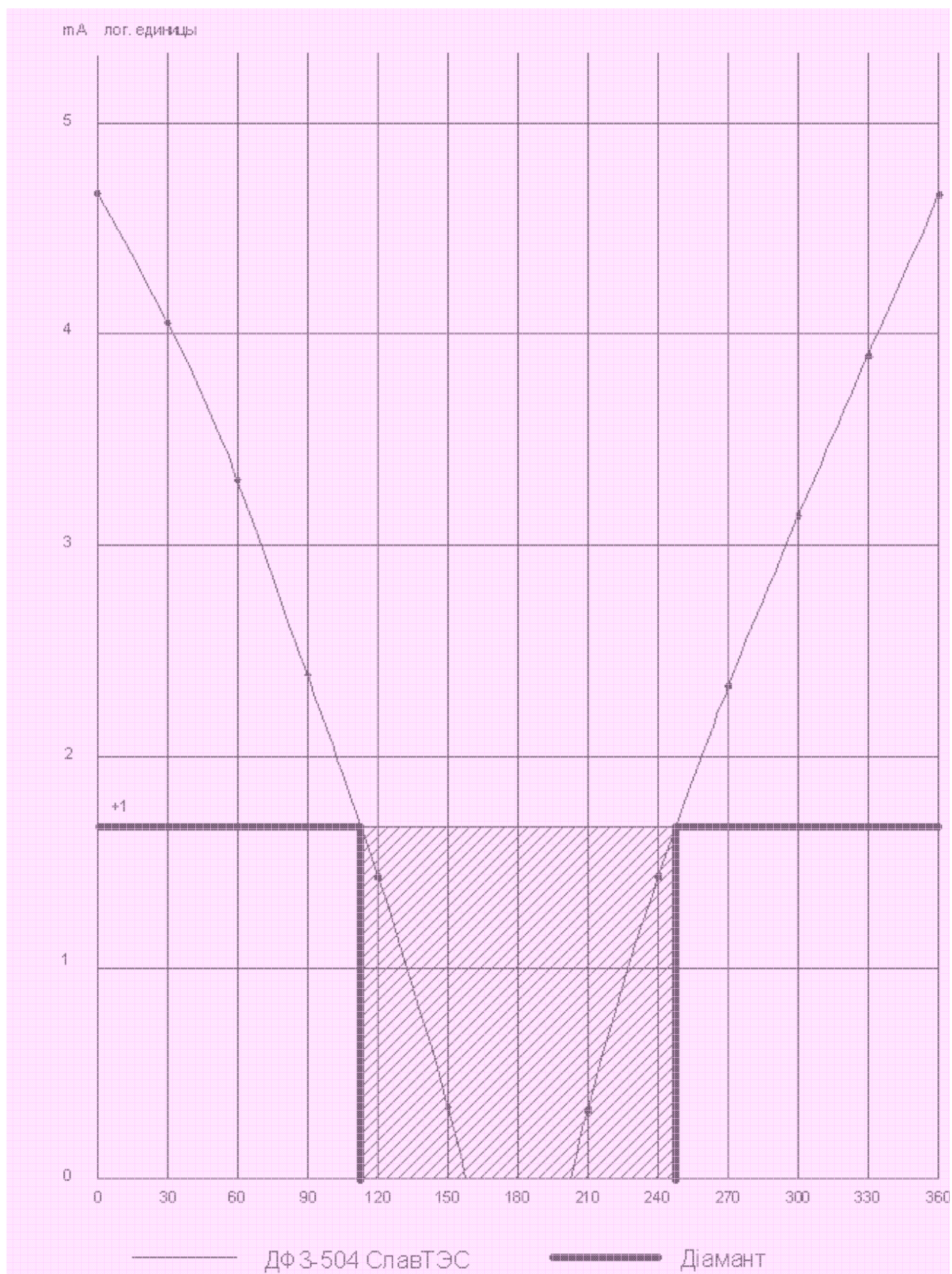
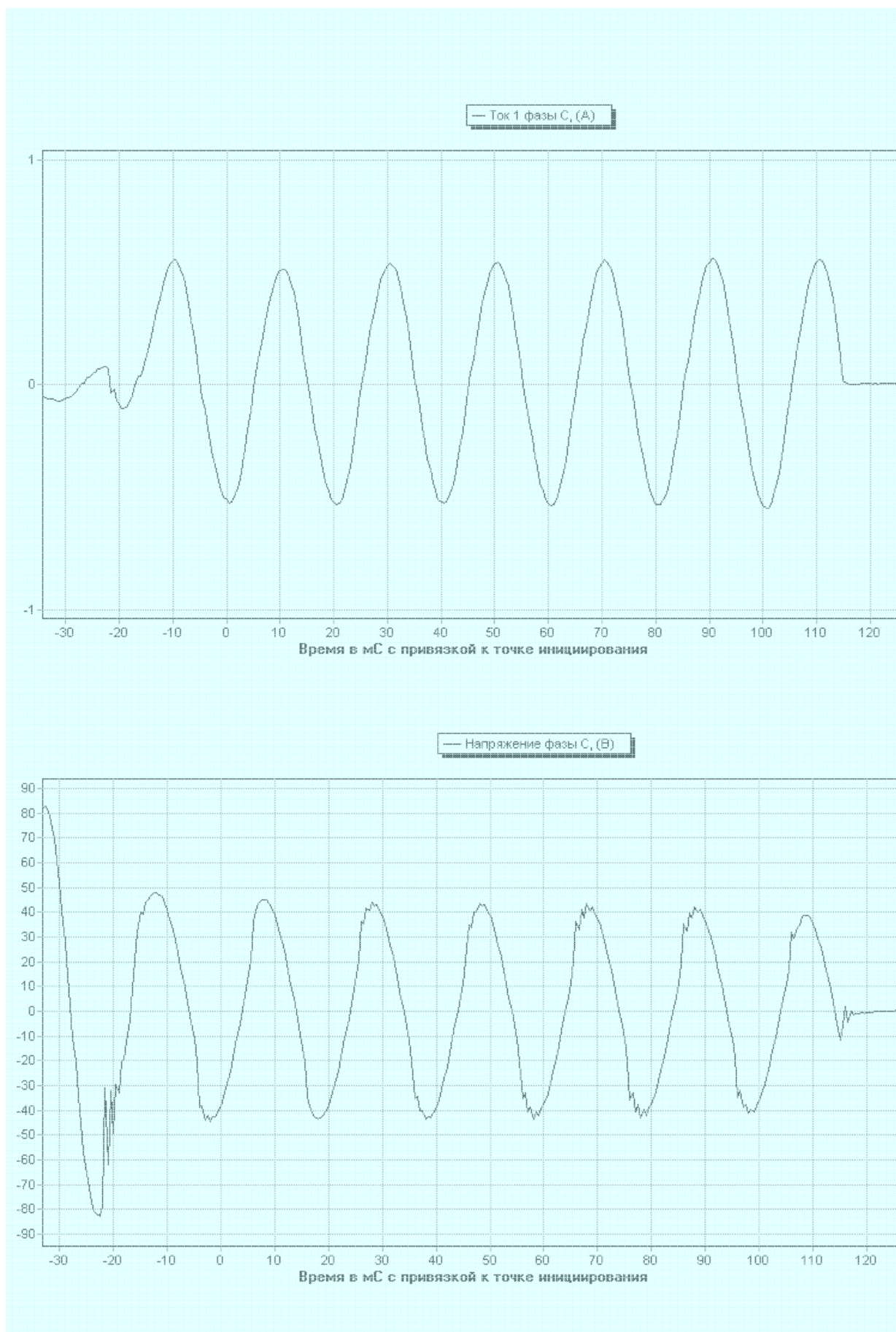


Рис. 4 – Фазные характеристики ДФЗ-504 и ПМ РЗА "Діамант"



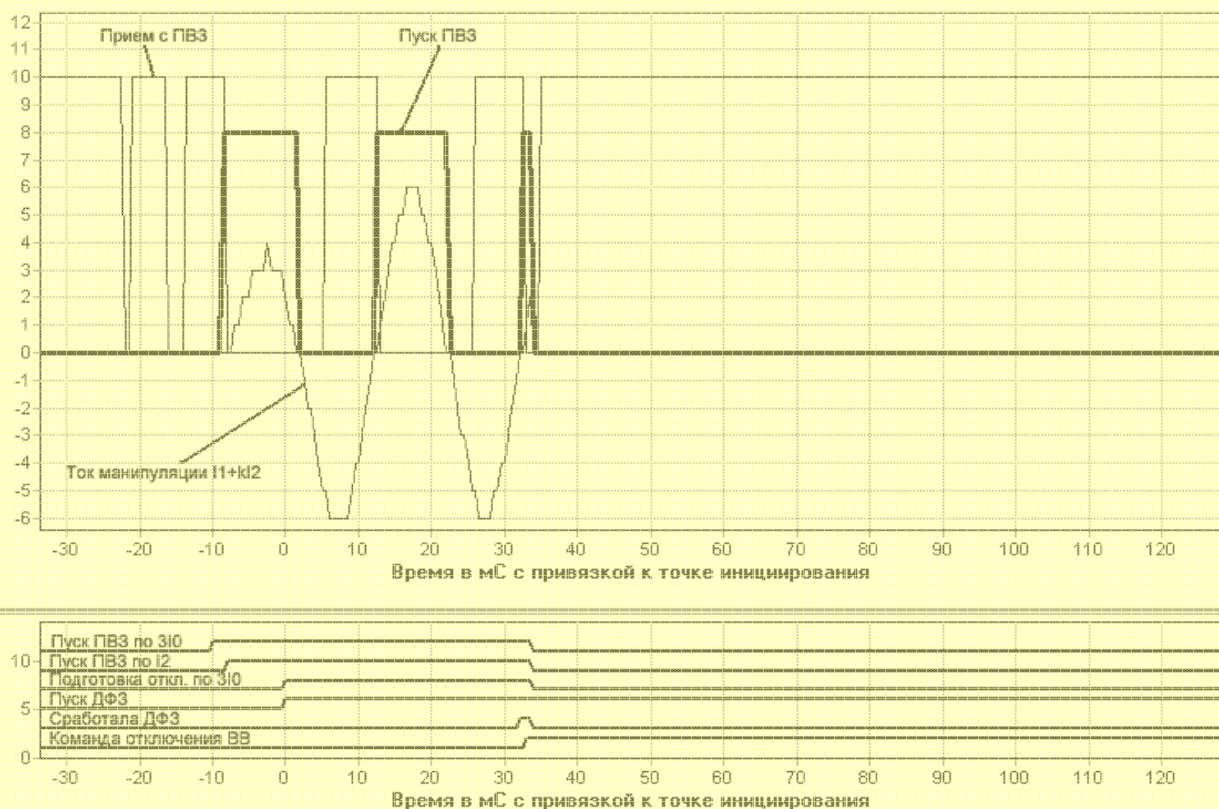


Рис. 5 - Осциллограммы аварийных процессов при КЗ на линии

Так, при анализе отмеченного случая излишней работы ДФЗ, по сообщениям регистратора аварийных событий ПМ "Діамант" было установлено, что в процессе эксплуатации с 01.11.2004 по 06.03.05 проводилась калибровка при обмене ВЧ сигналами, в результате чего был изменен корректирующий угол  $\phi$  со значительным отклонением от заданной при наладке величины. Причиной неправильной калибровки явилась малая нагрузка (порядка 0,05 А вторичных) по ВЛ 330 кВ, что повлекло за собой расширение ВЧ импульсов передатчика противоположной стороны, и, как следствие, внесение ошибочного угла при калибровке.

Проведенная двухсторонняя проверка ДФЗ ВЛ 330 кВ "Купянск – СлавТЭС" подтвердила указанные причины излишней работы защиты.

Для исключения ошибочной калибровки при обмене ВЧ сигналами оперативным персоналом, в ПМ РЗА "Діамант" был задействован (через выносную кнопку) резервный дискретный вход и закрыт доступ оперативному персоналу к обмену ВЧ сигналами со встроенной клавиатуры модуля.

В целом же персонал подстанции без особых трудностей освоил эксплуатацию ПМ РЗА.

Вывод: отечественный приборный модуль "Діамант" с версией ДФЗ, обладая всеми преимуществами микропроцессорных устройств, благодаря совместимости с электромеханически-

ми панелями ДФЗ, позволяют решать вопросы реконструкции устаревших дифференциально - фазных защит в сетях 110-330 кВ, в т.ч. с поочередной заменой аппаратуры по концам линии.

#### Список литературы.

1 Пилипенко С.В., Шевченко Г.П., Воликов С.В., Кашин А.А, Нистратов А.Д, Кочегаров Ю.И., Якименко Ю.В., Сопель М.Ф., Яковлев С.А. "Полевые испытания приборных модулей релейной защиты и автоматики "Діамант". К. Электрические сети и системы №1-2, 2004.

2 Пилипенко С.В., Шевченко Г.П. , Воликов С.В., Кашин А.А, Нистратов А.Д, Кочегаров Ю.И., Якименко Ю.В., Сопель М.Ф., Яковлев С.А. Випробування в реальних умовах мікропроцесорних приладів – модулів релейного захисту й автоматики "Діамант". К. Електрифікація сільського господарства, № 3(8). 2004.

3 Рукводящие указания по релейной защите. Выпуск 9. Дифференциально – фазная высокочастотная защита линий 110-330 кВ. М. Энергия, 1972.

4. Справочник по наладке вторичных цепей электростанций и подстанций. Под редакцией Э.С. Мусаэяна. М., 2-е издание, М.Энергоатомиздат, 1989.

5. Кочетов В.В., Сапир Е.Д., Якубсон Г.Г. Наладка и эксплуатация релейной части дифференциально-фазных защит линий 400-500 кВ (ДФЗ-401 и ДФЗ-402). М. Госэнергоиздат, 1962.

6. Методические указания к "Правилам технического обслуживания устройств релейной защиты, электроавтоматики, дистанционного управления и сигнализации электростанций и линий электропередачи 35-330 кВ" под общей редакцией В.И. Першина. Запорожье, ПЭО "Днепрэнерго", 1981 г.

## **МИКРОПРОЦЕССОРНЫЕ УСТРОЙСТВА РЗА ДЛЯ СЕТЕЙ 6-35 кВ И СОБСТВЕННЫХ НУЖД ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ**

*Горбенко В.В , Кочегаров Ю.И. Нистратов А.Д.*

*НПП "Хартрон- Инкор"*

ПМ РЗА «Діамант» для класса напряжений 6 - 35 кВ предназначен для выполнения функций релейной защиты, автоматик, управления, измерений и сигнализации присоединений 6 - 35 кВ:

- воздушной линии 6 - 10 кВ;
- воздушной линии 35 кВ;
- кабельной линии 6 - 35 кВ;
- асинхронного двигателя;
- синхронного двигателя ;
- секционного выключателя;
- выключателя ввода;
- трансформатора до 6,3 МВА;
- секционирующего пункта сети 6 - 10 кВ;

Функции защиты и автоматики, выполняемые ПМ РЗА 6 - 10 кВ и их распределение по модификациям приведены в таблице.

### **Максимальная токовая защита**

Максимальная токовая защита имеет три ступени:

- первая ступень - токовая отсечка;
- вторая и третья ступени с пуском по напряжению и возможностью выбора типа времятоковой характеристики;

Предусмотрена возможность работы без пуска по напряжению

В МТЗ предусмотрены следующие типы времятоковой характеристики:

- независимая,
- зависимая (пологая, крутая, линейная).

В защите предусмотрена возможность действия с ускорением при условии включения выключателя на КЗ.

Наименование функции	Модификация ПМ РЗА				
	V010	SV01	L060	M010	M020
<b>ЗАЩИТЫ</b>					
Токовая отсечка	◆	◆	◆	◆	
Максимальная защита с пуском по напряжению и времятоковыми характеристиками	◆	◆			
Максимальная токовая от затяжного пуска				◆	◆
Защита от частых пусков				◆	◆
Дифференциальная отсечка					◆
Защита от обрыва фаз			◆		
Дуговая защита	◆	◆	◆	◆	◆
Защита от асинхронного режима				◆	◆
Защита минимальной частоты (спец АЧР)			◆	◆	◆
Защита от несимметричных режимов					◆
Защита от повышения напряжения	◆	◆	◆		
Защита от понижения напряжения	◆	◆	◆		
Токовая защита нулевой последовательности (направленная)			◆	◆	◆
Логическая защита шин	П	П	Д	Д	Д
<b>АВТОМАТИКА</b>					
Управление ВВ (1 соленоид отключения, 1 соленоид включения)	◆	◆	◆	◆	◆
УРОВ	◆	◆	◆	◆	◆
АПВ (2 цикла)	◆	◆	◆	◆	
ЧАПВ			◆	◆	◆
АВР	◆	◆			

Примечание:

П - функция приемника команды ЛЗШ

Д – функция датчика команды ЛЗШ.

По пуску второй и третьей ступеней МТЗ формируется выходной дискретный сигнал для блокировки логической защиты шин.

#### **Защита от замыканий на землю**

Защита от замыканий одной фазы на землю имеет две ступени.

Предусмотрена возможность работы каждой ступени "на отключение" или "на сигнал" с выдержкой времени.,

Для реализации функции защиты от замыканий на землю используется фильтр первой гармоники с фильтрацией высших гармонических составляющих.

Предусмотрены следующие типы пусковых органов защиты:

- по току нулевой последовательности  $3I_0$  (ненаправленная защита);

- по току нулевой последовательности  $3I_0$  (направленная защита с возможностью блокировки или вывода направленности при обрыве измерительных цепей  $3U_0$ );
- по напряжению нулевой последовательности  $3U_0$ .

Для реализации направленности определяется направление мощности нулевой последовательности по величине фазового угла между током  $3I_0$  и напряжением  $3U_0$ .

По срабатыванию защиты выдается сигнализация.

### **Защита от повышения напряжения на шинах**

Защита предназначена для защиты присоединения от повышения напряжения.

Защита срабатывает, если уровень хотя бы одного из линейных напряжений превышает установленный уровень.

Предусмотрена возможность работы защиты "на отключение" или "на сигнал" с выдержкой времени.

### **Защита от понижения напряжения на шинах**

Защита предназначена для защиты присоединения от понижения напряжения.

Защита срабатывает, если уровень хотя бы одного из линейных напряжений меньше установленного уровня.

Предусмотрена возможность работы защиты "на отключение" или "на сигнал" с выдержкой времени..

### **Защита от обрыва фазы питающего фидера (ЗОФ)**

ЗОФ реализуется методом расчета тока обратной последовательности  $I_2$  по формуле:

$$I_2 = 1/3(I_a + I_b e^{j240} + I_c e^{j240}).$$

Функция ЗОФ вводится программно при задании конфигурации ПМ РЗА.

### **Логическая защита шин (ЛЗШ)**

Сигнал ЛЗШ модуля линейного присоединения формируется при превышении входным током уставки по току первой или второй ступени МТЗ (по выбору) и наличии на входе сигнала пуска защит ввода (или секционного выключателя).

Функция ЛЗШ реализуется в модуле ввода (или СВ) при отсутствии блокирующих сигналов от МТЗ линейных модулей путем ускорения МТЗ ввода.



При получении входного сигнала от ЛЗШ линейного присоединения ускорение МТЗ снимается и МТЗ действует селективными выдержками времени. Кроме того, ПМ РЗА позволяет реализовать ЛЗШ от внешних датчиков.

В ПМ РЗА секционного выключателя предусмотрено два входа ЛЗШ, что позволяет связать гальванически цепи ЛЗШ двух секций подстанций.

#### Автоматическое повторное включение

**Автоматическое повторное включение (АПВ) запускается по факту отключения ВВ от защит. Предусмотрена возможность выбора защит, по срабатыванию которых запускается АПВ.**

**Функция АПВ реализована с одним/двумя циклами работы (по выбору) без контролей.**

**Запрет АПВ осуществляется при:**

- срабатывании функции УРОВ;
- ручном отключении от ключа управления выключателем;
- наличии дискретного сигнала "Запрет АПВ" от схем существующего УРОВ;
- ручном включении на фиксированное время;
- неисправности выключателя.

#### Резервирование отказа выключателя (УРОВ)

Функция УРОВ запускается при срабатывании защит на отключение. Начало пуска циклограммы соответствует моменту снятия команды отключения, длительность которой  $2T_{\text{пасп.откл.}}$ . Отказ выключателя определяется по токам фаз А, В и С.

Временная циклограмма формирования выходного сигнала "Работа УРОВ" приведена на рисунке 1.

#### Управление высоковольтным выключателем

Отключение высоковольтного выключателя предусмотрено в следующих случаях:

- при срабатывании собственных защит;
- при наличии сигнала внешнего отключения;
- при наличии сигнала от внешнего УРОВ;
- при ручном отключении от ключа управления высоковольтным выключателем

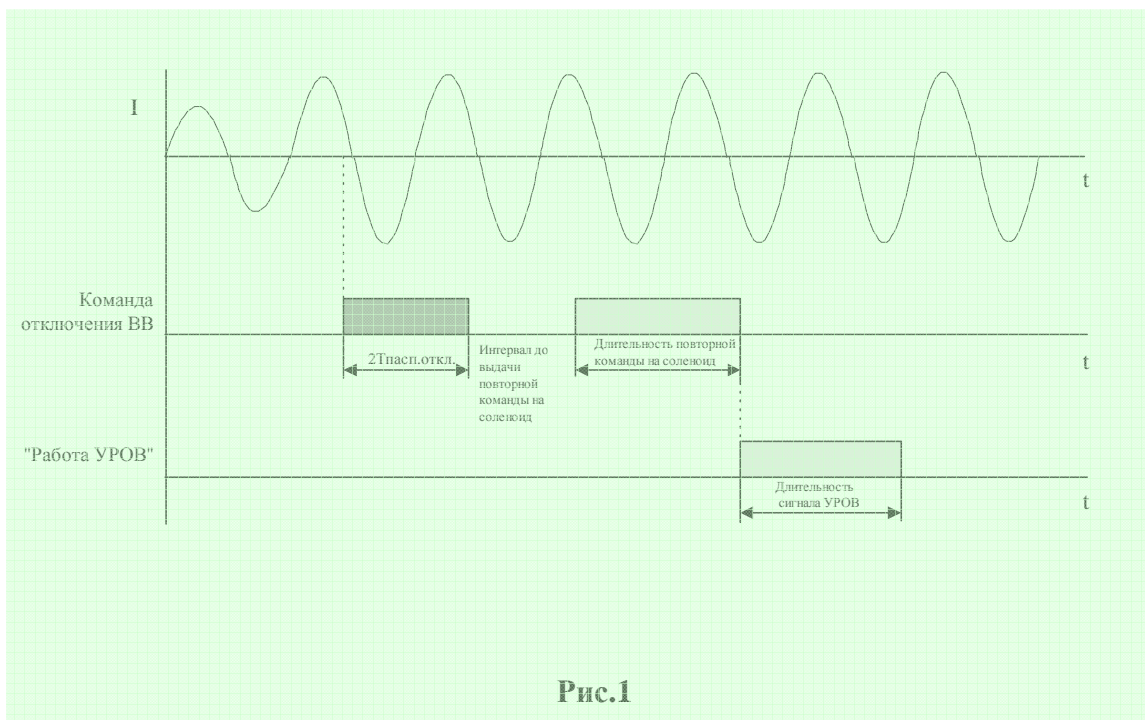
Выполнение команды "ОТКЛ" контролируется по состоянию блок-контактов выключателя "Включен", "Отключен" и по исчезновению входных фазных токов. Длительность коман-

ды отключения равна удвоенному паспортному времени отключения выключателя, заданному в эксплуатационных параметрах ПМ РЗА.

При отключении выключателя защитами или при работе защит "на сигнал" формируется выходной дискретный сигнал ПМ РЗА "Работа защит".

Включение выключателя предусмотрено:

- в цикле АПВ;
- **при наличии команды включения от ключа управления выключателем.**



Команда включения выдается на исправный выключатель при разомкнутом заземляющем ноже.

**Выполнение команды "ВКЛ" контролируется по состоянию блок-контактов выключателя. Длительность команды включения равна удвоенному паспортному времени включения выключателя.**

При вкатывании и выкатывании тележки с включенным выключателем, выключатель отключается без выдержки времени.

Исключена возможность многократного включения выключателя на короткое замыкание.

#### **Автоматическая частотная разгрузка (АЧР)**

АЧР предназначена для автоматического отключения присоединения при снижении частоты питающего напряжения ниже частоты срабатывания с выдержкой времени.

АЧР работает в диапазоне частот 45 - 55 Гц.

АЧР, сработавшая на заданной частоте, не возвращается в исходное состояние при дальнейшем снижении частоты до 30 Гц и снижении контролируемого напряжения до  $0,1 U_{\text{ном}}$ .

При исчезновении или снижении на неограниченное время контролируемого напряжения и при последующем его появлении или повышении, если частота сети не изменялась, не происходит ложных срабатываний АЧР.

Предусмотрена возможность частотного автоматического повторного включения (ЧАПВ).

#### **Частотное автоматическое повторное включение**

**Частотное автоматическое повторное включение (ЧАПВ) однократного действия запускается по факту отключения ВВ от автоматической частотной разгрузки.**

**Включение ВВ по ЧАПВ после восстановления частоты выполняется через задаваемое время.**

**До включения ВВ по действию ЧАПВ обеспечивается блокировка любых автоматических и дистанционных команд включения ВВ.**

**Запрет включения ВВ в цикле ЧАПВ осуществляется при неисправности выключателя.**

#### **Расчет ресурса высоковольтного выключателя**

Расчет коммутационного ресурса в процентах производится отдельно для каждой фазы выключателя с учетом фазных токов при отключении и включении выключателя.

$$R = \sum_n \frac{631}{N_{\text{max}}} * (I/I_{\text{ном.откл}})^{2,8} * 100\%,$$

где  $n$  - количество произведенных операций включения/отключения;

$N_{\text{max}}$  - максимальное количество отключений для данного типа выключателя (задается уставкой);

$I$  - ток при отключении или включении выключателя;

$I_{\text{ном. откл.}}$  - номинальный ток отключения выключателя.

Коммутационный ресурс 100% соответствует допустимому количеству операций включения/отключения при данном токе.

Для реализации иной характеристики выключателя коэффициенты 631 и 2,8 могут изменяться в соответствии с типом выключателя и его характеристикой.

Расчет количества операций включения и отключения производится отдельно по типам операции.

### **Автоматическое включение резерва (АВР)**

Функция АВР выполняется взаимными действиями ПМ РЗА – СВ и двух ПМ РЗА – ВВ. На ПМ РЗА – ВВ реализуется алгоритм АВР<sub>ВВ</sub>, на секционном выключателе – алгоритм АВР<sub>СВ</sub>. (ПМ РЗА-СВ, установленный в ячейке секционного выключателя, ПМ РЗА-ВВ, установленный в ячейке ввода 6-35 кВ.)

Исходной информацией для пуска и для срабатывания АВР является уровень напряжений  $U_{AB}$ ,  $U_{BC}$  и  $U_{ВНР}$ , контролируемых ПМ РЗА – ВВ, положение выключателя ввода (РПО/РПВ), а также наличие разрешающего сигнала от второго ввода. Поэтому алгоритм АВР<sub>ВВ</sub> является "ведущим", а алгоритм АВР<sub>СВ</sub> "исполнительным".

#### **Алгоритм АВР<sub>ВВ</sub> для ПМ РЗА – ВВ**

Пуск АВР происходит при срабатывании пускового органа по напряжению. При этом выдается команда на выключатель ввода, а после выполнения этой команды выдается команда включения на ПМ РЗА – СВ с выдержкой времени.

После срабатывания АВР ПМ РЗА – ВВ контролирует восстановление напряжения рабочего источника  $U_{ВНР}$ . При возрастании  $U_{ВНР}$  выше  $0,8 U_{ном}$  с выдержкой времени выдается команда включения на выключатель ввода, а через 0,5 с после выполнения этой команды ПМ РЗА – ВВ выдает на ПМ РЗА – СВ команду отключения с выдержкой времени.

ПМ РЗА – ВВ формирует выходной дискретный сигнал разрешения АВР для второго ввода. Сигнал, разрешающий выполнение АВР, выдается при наличии напряжений  $U_{AB}$ ,  $U_{BC}$  и  $U_{ВНР}$ , превышающих 80%  $U_{ном}$ .

#### **Алгоритм АВР<sub>СВ</sub> для ПМ РЗА – СВ**

ПМ РЗА – СВ выполняет без задержки команды включения секционного выключателя, которые поступают от первого или второго ввода. После включения секционного выключателя ПМ РЗА – СВ выполняет роль защиты ввода для секции, которая потеряла основное питание.

Функции АВР<sub>ВВ</sub> АВР<sub>СВ</sub> блокируются входным дискретным сигналом "Блокировка АВР".

### **Определение места повреждения (ОМП)**

По балансу реактивных мощностей прямой и обратной последовательностей в точке повреждения определяется расстояние до места повреждения. При расчете расстояния до места повреждения используются вторичные значения удельных сопротивлений.

### **Защита и автоматика воздушной линии 35 кВ.**

ПМ РЗА для воздушной линии 35 кВ обеспечивает выполнение следующих функций защиты:

- 4-х ступенчатой дистанционной защиты от всех видов КЗ;
- направленной максимальной токовой защиты;
- междуфазной токовой отсечки,
- защиты от однофазных замыканий на землю, автоматики:
- УРОВ;
- АПВ.

Дистанционная защита

**Дистанционная защита (ДЗ) является основной защитой селективного действия от всех видов междуфазных коротких замыканий.**

**При междуфазных КЗ в качестве пускового органа ДЗ используются комплексные сопротивления  $Z_{AB}$ ,  $Z_{BC}$ ,  $Z_{CA}$ , которые определяются по линейным напряжениям  $U_{AB}$ ,  $U_{BC}$ ,  $U_{CA}$  и токам  $I_{AB}$ ,  $I_{BC}$ ,  $I_{CA}$ :**

$$Z_{AB} = U_{AB} / I_{AB} = Z_{IK} = Z_{IUD} * L_K;$$

$$Z_{BC} = U_{BC} / I_{BC} = Z_{IK} = Z_{IUD} * L_K;$$

$$Z_{CA} = U_{CA} / I_{CA} = Z_{IK} = Z_{IUD} * L_K.$$

**В ПМ РЗА "Діамант" реализована четырехступенчатая дистанционная защита от междуфазных КЗ.**

**Форма характеристики каждой ступени ДЗ может быть задана в виде круга (или сектора окружности) с произвольным расположением на комплексной плоскости в осях активного и реактивного сопротивления. Это достигается с помощью соответствующего выбора пяти параметров, которые определяют координаты центра окружности, ее радиус, а также угловое положение начального и конечного радиус – векторов для определения сектора срабатывания.**

**На рисунке 2 приведены возможные формы зон срабатывания ДЗ, их расположение на комплексной плоскости.**

**На рисунке 2 приняты следующие обозначения:**

- $O(O_{Re}, O_{Im})$  - координаты центра окружности (или сектора) зоны срабатывания в осях активного и реактивного сопротивления;
- $R$ - радиус окружности (или сектора) зоны срабатывания;

-  $\alpha$  - угол между осью активного сопротивления и радиус-вектором, определяющим начало сектора зоны;

-  $\beta$  - угол между осью активного сопротивления и радиус-вектором, определяющим конец сектора зоны.

Указанные углы, определяющие начальное и конечное положение радиусов сектора срабатывания защиты, отсчитываются от положительного направления оси активного сопротивления против часовой стрелки.

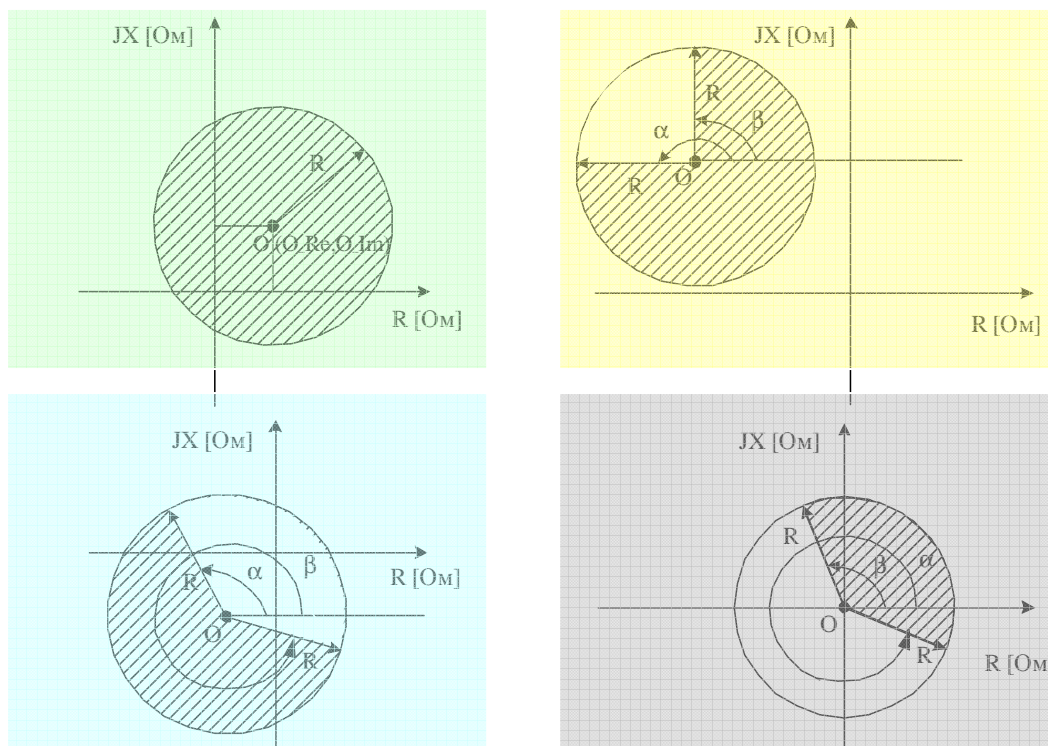


Рис. 2

Для наглядности зоны срабатывания ДЗ заштрихованы.

В реализованной ДЗ предусмотрены:

- индивидуальная настройка времени срабатывания каждой ступени;
- возможность выбора оперативного или автоматического ускорения каждой ступени ДЗ с соответствующим временем срабатывания;
- автоматическая блокировка ДЗ при наличии неисправностей в измерительных цепях напряжения.

**Направленная максимальная токовая защита**

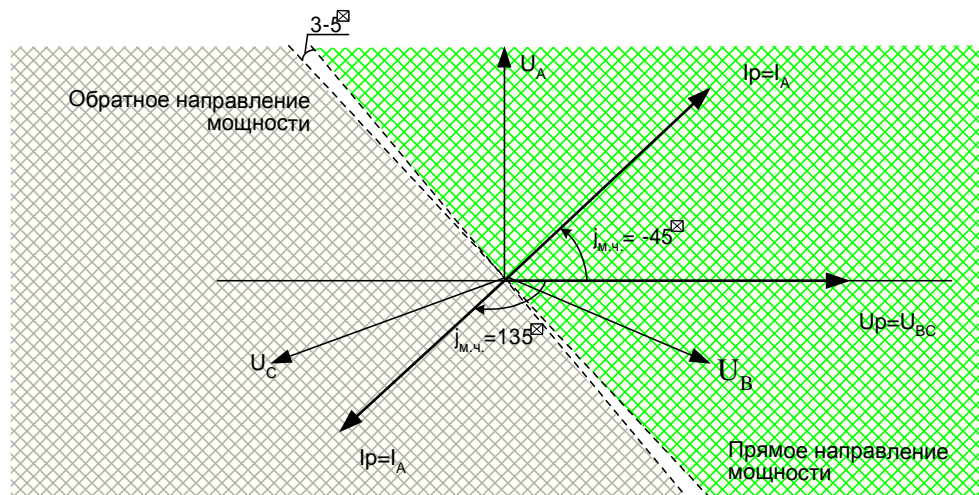
Максимальная токовая защита (МТЗ) применяется в качестве резервной защиты от междуфазных КЗ.

**В защите предусмотрены:**

- возможность выбора действия защиты "на отключение" или "на сигнал";
- ввод/вывод направленности;
- ввод/вывод автоматического ускорения и соответствующей выдержки времени;
- автоматическая блокировка направленной защиты при обрыве измерительных цепей напряжения.

Направленная защита выполнена с контролем тока, величины и направления мощности в трех фазах. Направление мощности определяется по величине фазовых углов между током  $I_A$  и напряжением  $U_{BC}$ , током  $I_B$  и напряжением  $U_{CA}$ , током  $I_C$  и напряжением  $U_{AB}$  соответственно. Предусмотрена возможность построения любой зоны срабатывания защиты с помощью регулируемого угла максимальной чувствительности.

Диаграмма определения направления мощности приведена на рисунке 3.



**Рис. 3**

Описание функций междуфазной токовой отсечки, защиты от однофазных замыканий на землю и автоматики (УРОВ, АПВ.), а также дополнительных функций приведено выше.

На данный момент ПМ РЗА «Діамант» установлены в следующих местах эксплуатации:

- Запорожская АЭС (ячейка КРУ брызгального насоса);
- Северная энергосистема (ПС «Полтава» 2 ячейки КРУ ВЛ 6 кВ, );
- Северная энергосистема (ПС «Лосево» ячейка КРУ ввод 6 кВ трансформатора 5Т)
- Ветроэнергопром (ПС «Новоазовская» ВЛ 35 кВ).

## **КОНЦЕПЦИЯ ПОСТРОЕНИЯ ЗАЩИТЫ И АВТОМАТИКИ ПОДСТАНЦИЙ 110-220 КВ НА БАЗЕ ПРИБОРНЫХ МОДУЛЕЙ РЗА "ДИАМАНТ"**

*В.В.Адонина. Институт "Укрэнергосетьпроект";*

Ю.И.Кочегаров. НПП ХАРТРОН – ИНКОР

Подстанции со схемой "мостик" с ремонтной перемычкой со стороны линий наиболее распространены в распределительных сетях 110-220 кВ. Защита основного оборудования от коротких замыканий на таких подстанциях является довольно сложной задачей:

- замыкание линейной ремонтной перемычки требует оперативного изменения уставок всех защит электропередачи;
- изменения режимов заземления нейтралей трансформаторов сказывается на чувствительности и селективности токовых защит нулевой последовательности в питающей сети;
- в режиме транзита трудно обеспечить дальнейшее резервирование защит трансформаторов рассматриваемой подстанции со стороны источников питания.

Как правило, на таких подстанциях применяются:

- для защиты линий – основные и резервные (многоступенчатые дистанционные и токовые) защиты;
- для защиты силовых трансформаторов – защиты от внутренних (дифференциальная, газовая) повреждений и резервные максимальные токовые (или дистанционные) защиты.

Указанные защиты реализуются на типовых панелях Чебоксарского электроаппаратного завода ЭПЗ- 1636, ШДЭ280 и др.

В последние годы ввиду неоспоримых преимуществ [1] микропроцессорных защит (МП) началось их широкое использование.

Если на первом этапе внедрялись только импортные микропроцессорные защиты, то в настоящее время в связи с освоением промышленностью серийного производства МП защит возрос спрос на отечественные устройства, в частности, на микропроцессорные приборные модули релейной защиты и автоматики (ПМ РЗА) "Діамант" производства НПП ХАРТРОН – ИНКОР.

ПМ РЗА "Діамант" выгодно отличаются от зарубежных аналогов:



- аппаратная часть ПМ РЗА выполнена на унифицированной платформе, что позволяет реализовать защиты различного оборудования (например, трансформатора и линии) на однотипных приборах;

- большая функциональная наполненность ПМ РЗА открывает новые возможности в обеспечении ближнего и дальнего резервирования с построением защит и автоматики на разных принципах действия;

- наличие 16 аналоговых входов, большое количество дискретных входов и выходов (до 96), а также 6 силовых выходов для непосредственного воздействия на соленоиды выключателей, позволяют без дополнительной аппаратуры, выполнить на одном модуле "Діамант" защиту и автоматику линейного присоединения с двумя выключателями или трехобмоточного трансформатора.

С учетом этих особенностей ПМ РЗА "Діамант" в соответствии с ПУЭ и "Общими техническими требованиями к микропроцессорным устройствам защиты и автоматики энергосистем" (РД 34.35.310-97), 1997 г. разработана следующая концепция построения защиты и автоматики подстанции 110-220 кВ со схемой "мостик".

Для защиты и автоматики линий 110-220 кВ электропередачи, заходящих на рассматриваемую подстанцию, применяются ПМ РЗА "Діамант" модификации L012, обеспечивающий выполнение следующих основных функций:

- 5-ти ступенчатой дистанционной защиты от междуфазных КЗ, 5-ти ступенчатой дистанционной защиты от однофазных КЗ, включенных на сумму токов в цепях секционного выключателя и силового трансформатора;

- 5-ти ступенчатой токовой защиты нулевой последовательности;

- специальной дистанционной защиты, включенной на трансформаторы тока в цепи силового трансформатора для резервирования его защит;

- автоматику управления секционным выключателем и выключателем в цепи трансформатора;

- УРОВ двух выключателей;

- АПВ двух выключателей;

- определения места повреждения;

- регистратора событий и цифрового осциллографа и др.

На силовых трансформаторах устанавливаются ПМ РЗА "Діамант" модификации T010, выполняющих функции его защиты и автоматики.

Схема размещения устройств РЗА на ПС 110-220 кВ "мостик" представлена на рисунке 1.

Надежность РЗА обеспечивается выполнением ближнего резервирования, включающего в себя:

- исполнение в модулях линейных защит ступеней токовых и дистанционных защит с характеристиками, смещенными в 3 квадрант комплексной плоскости для взаимного резервирования защит линий;
- использование специальной дистанционной защиты в линейном модуле для резервирования защит силового трансформатора;
- разделение ПМ РЗА "Діамант" по цепям переменного и оперативного постоянного тока.

Для развязки модулей по цепям переменного тока питание каждого прибора должно осуществляться от разных вторичных обмоток трансформаторов тока. Цепи каждого комплекта защит должны быть выполнены отдельными экранированными кабелями, проложенными по разным трассам.

Оперативные цепи постоянного тока каждого ПМ РЗА подключаются через разные автоматические выключатели.

Цепи отключения для каждого комплекта защит необходимо прокладывать отдельными кабелями и, по возможности, в разных кабельных каналах. Воздействие защит, резервирующего модуля, должно быть предусмотрено на разные электромагниты отключения (для выключателей с двумя соленоидами отключения).

Быстродействие, селективность и чувствительность линейных защит обеспечивается возможностью телеускорения (блокировки) защит и формирования блокирующих и разрешающих команд с передачей их по в.ч. или волоконно-оптическим каналам. В случаях, когда на ВЛ требуется отдельная быстродействующая защита, например ДФЗ, устанавливается дополнительный ПМ РЗА "Діамант" L031.

Для обеспечения чувствительности и селективности дифференциальных защит трансформаторов в ПМ РЗА "Діамант" T010 используется "процентное" торможение от арифметической суммы токов в плечах дифзащиты. Отстройка от бросков тока включения трансформаторов осуществляется торможением по 2-ой гармонике дифференциального тока.

Газовая защита трансформатора и РПН включается через реле-повторитель, при этом одна группа контактов воздействует непосредственно на отключение трансформаторов, а вторая заводится на "Діамант" для регистрации, пусков УРОВ, АВР.

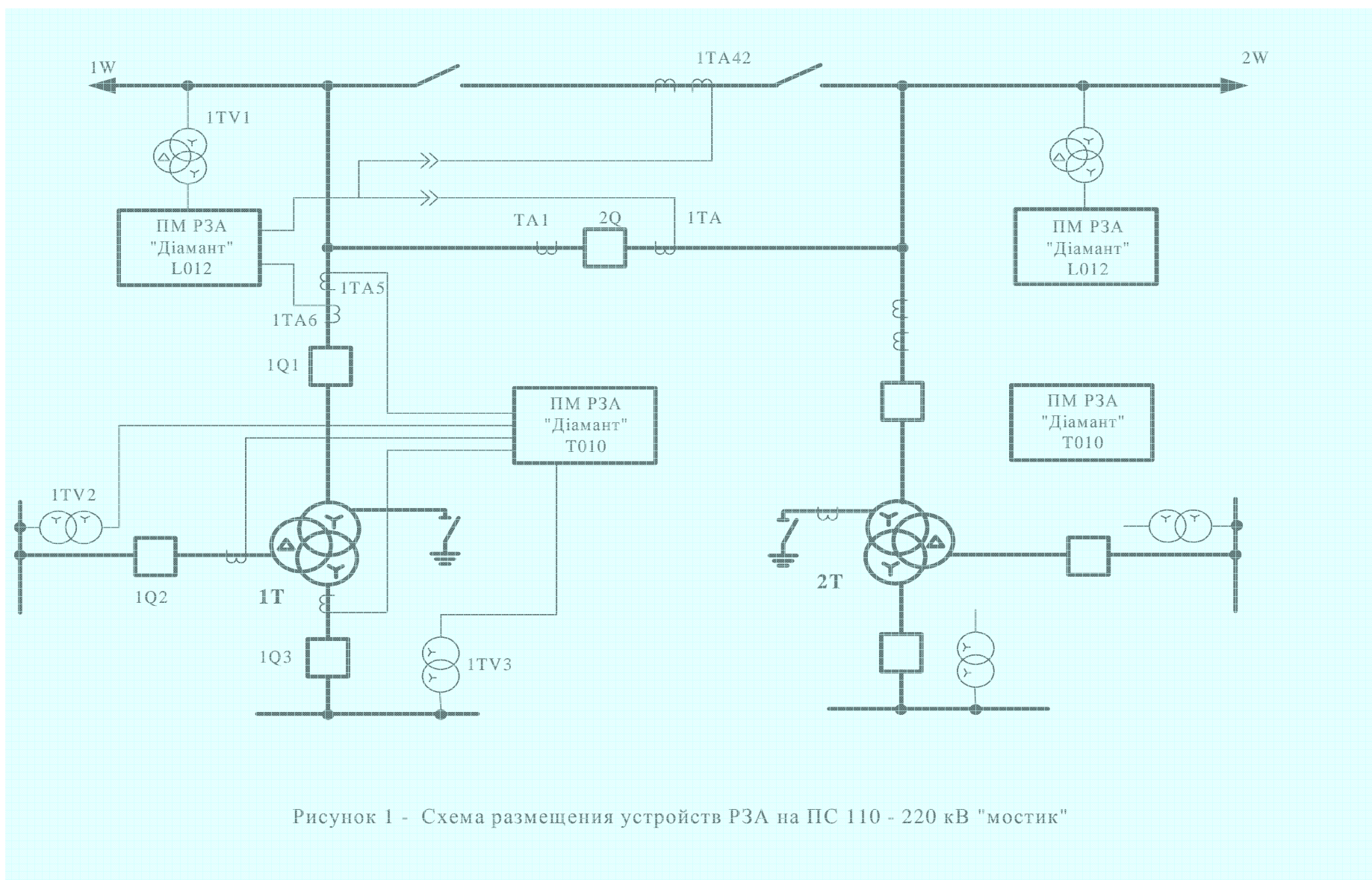


Рисунок 1 - Схема размещения устройств РЗА на ПС 110 - 220 кВ "мостик"

Резервные защиты трансформатора не имеют особенностей.

Автоматика трансформатора предусматривает управление тремя выключателями (высокой, средней и низкой сторон трансформатора), АПВ-АВР низкой и средней сторон трансформатора с соответствующими блокировками при внешних и внутренних КЗ, а также тепловой контроль трансформатора и управление РПН.

Каждый ПМ РЗА "Діамант" Т010, как и линейный модуль имеет регистратор аварийных событий, цифровой осциллограф, функции самодиагностики, сторожевой таймер, а также осуществляет контроль цепей управления, и привода, учитывает ресурс управляемых выключателей.

Посредством канала RS - 485 ПМ РЗА "Діамант" интегрируются в АСУ ТП подстанции и системы диспетчерского управления.

ПМ РЗА "Діамант" размещаются на панелях управления (или шкафах) - по одному прибору на панель или шкаф.

На лицевой стороне панели выполнена активная мнемосхема присоединения, управляемая соответствующим приборным модулем. Кроме того, на панели размещаются измерительные приборы, ключи управления, сигнальные лампы и другие элементы управления присоединением.

Компоновка панелей (шкафов) обеспечивает доступность к аппаратуре при наладке, профилактических проверках и испытаниях и позволяет выполнить ремонт любого из ПМ РЗА без вывода из действия другого комплекта.

Разработанная концепция учитывает опыт проектирования микропроцессорных РЗА элементов подстанций и станций [2].

Применение multifunctional ПМ РЗА "Діамант" сокращает до минимума (до 4-х) количество размещаемых в ОПУ панелей, что значительно уменьшает площадь и экономит кабельно-проводниковую продукцию за счет межпанельных связей.

В соответствии с изложенной концепцией институтом "Укрэнергосетьпроект" выполнен проект подстанции 150/35/10 кВ "Нефтяник" Управления Приднепровскими магистральными нефтепроводами.

Литература:

1 Усачев Ю.В. Релейная защита и автоматика Единой энергосистемы России. Сборник докладов и статей под редакцией А.Ф.Дьякова. - Москва, издательство МЭИ, - 1997.

2 Горина О.В., Кулешова Д.В., Рудман А.А. и др. Об опыте проектирования МП РЗА элементов ПС (станций) 330 - 750 кВ различных фирм. Сборник докладов. XV научно-техническая конференция. Релейная защита и автоматика энергосистем 2002 г. - Москва, 2002.

## **ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СЕТЕЙ 6-110 кВ НА БАЗЕ ТЕХНИЧЕСКИХ СРЕДСТВ ПМ РЗ "ДИАМАНТ"**

*/ Сообщение на X научно-технической конференции «Состояние электрических сетей облэнерго и основные направления повышения их эффективности. Уменьшение потерь электроэнергии в сетях»/*

**А.Д.Нистратов, Ю.И. Кочегаров**

В распределительных сетях подстанции со схемой "мостик" с ремонтной перемычкой со стороны линий наиболее распространены. Защита основного оборудования от коротких замыканий на таких подстанциях является довольно сложной задачей:

- замыкание линейной ремонтной перемычки требует оперативного изменения уставок всех защит электропередачи;
- изменения режимов заземления нейтралей трансформаторов сказывается на чувствительности и селективности токовых защит нулевой последовательности в питающей сети;
- в режиме транзита трудно обеспечить дальнейшее резервирование защит трансформаторов рассматриваемой подстанции со стороны источников питания.

Как правило, на таких подстанциях применяются:

- для защиты линии – основные и резервные (многоступенчатые дистанционные и токовые защиты);
- для защиты силовых трансформаторов – защиты от внутренних (дифференциальная, газовая) повреждений и резервные максимальные токовые (или дистанционные) защиты.

Ввиду неоспоримых преимуществ микропроцессорных защит (МП) началось их широкое внедрение.

ПМ РЗА "Диамант" выгодно отличается от зарубежных аналогов:

- аппаратная часть ПМ РЗА выполнена на унифицированной платформе, что позволяет реализовать защиты различного оборудования (например, трансформатора и линии) на однотипных приборах;
- большая функциональная наполненность ПМ РЗА открывает новые возможности обеспечения ближнего и дальнего резервирования с построением защит и автоматики на различных принципах действия;
- наличие 16 аналоговых входов, большое количество дискретных входов и выходов (до 96), а также 6 силовых выходов для непосредственного воздействия на соленоиды выключателей, позволяют без дополнительной аппаратуры выполнить на одном модуле "Диамант" защиту

и автоматику линейного присоединения с двумя выключателями тлс трехобмоточного трансформатора.

С учетом этих особенностей ПМ РЗА "Діамант" в соответствии с ПУЭ и "Общими техническими требованиями к микропроцессорным устройствам защиты и автоматики энергосистем" (РД 34.35.310-97). Нами в содружестве "Укрэнергосетьпроект" разработана следующая концепция построения защиты и автоматики подстанции со схемой "мостик".

Для защиты и автоматики линий 110-220 кВ электропередачи, заходящих на рассматриваемую подстанцию, применяются ПМ РЗА "Діамант" модификации L012, обеспечивающий выполнение следующих основных функций:

- 5-ти ступенчатой дистанционной защиты от междофазных КЗ, 5-ти ступенчатой дистанционной защиты от однофазных КЗ, включенных на сумму токов в цепях секционного выключателя и силового трансформатора;
- 5-ти ступенчатой токовой защиты нулевой последовательности;
- специальной дистанционной защиты, включенной на трансформаторы тока в цепи силового трансформатора для резервирования его защит;
- автоматику управления секционным выключателем и выключателем в цепи трансформатора;
- УРОВ двух выключателей;
- АПВ двух выключателей;
- определения места повреждения;
- регистратора событий и цифрового осциллографа и др.

На силовых трансформаторах устанавливаются ПМ РЗА "Діамант" модификации T010, выполняющих функции его защиты и автоматики.

Схема размещения устройств РЗА на ПС 110-220 кВ "мостик" представлена на рисунке 1.

Надежность РЗА обеспечивается выполнением ближнего резервирования, включающего в себя:

- исполнение в модулях линейных защит ступеней токовых и дистанционных защит с характеристиками, смещенными в 3 квадрант комплексной плоскости для взаимного резервирования защит линий;
- использование специальной дистанционной защиты в линейном модуле для резервирования защит силового трансформатора;
- разделение ПМ РЗА "Діамант" по цепям переменного и оперативного постоянного тока.

Для развязки модулей по цепям переменного тока питание каждого прибора осуществляется от разных вторичных обмоток трансформаторов тока. Цепи каждого комплекта защит выполняются отдельными экранированными кабелями, проложенными по разным трассам.

Оперативные цепи постоянного тока каждого ПМ РЗА подключаются через разные автоматические выключатели.

Цепи отключения для каждого комплекта защит прокладываются отдельными кабелями в разных кабельных каналах. Воздействие защит, резервирующего модуля, предусмотрено на разные электромагниты отключения (для выключателей с двумя соленоидами отключения).

Быстродействие, селективность и чувствительность линейных защит обеспечивается возможностью телеускорения (блокировки) защит и формирования блокирующих и разрешающих команд с передачей их по в.ч. или волоконно-оптическим каналам. В случаях, когда на ВЛ требуется отдельная быстродействующая защита, например ДФЗ, устанавливается дополнительный ПМ РЗА "Діамант" L031.

Для обеспечения чувствительности и селективности дифференциальных защит трансформаторов в ПМ РЗА "Діамант" T010 используется торможение от арифметической полусуммы токов в плечах дифференциальной защиты. Отстройка от бросков тока включения трансформаторов осуществляется торможением по 2-ой гармонике дифференциального тока.

Газовая защита трансформатора и РПН включается через реле-повторитель, при этом одна группа контактов воздействует непосредственно на отключение трансформаторов, а вторая заводится на "Діамант" для регистрации, пусков УРОВ, АВР.

Резервные защиты трансформатора не имеют особенностей.

Автоматика трансформатора предусматривает управление тремя выключателями (высокой, средней и низкой сторон трансформатора), АПВ-АВР низкой и средней сторон трансформатора с соответствующими блокировками при внешних и внутренних КЗ, а также тепловой контроль трансформатора и управление РПН.

Каждый ПМ РЗА "Діамант" T010, как и линейный модуль имеет регистратор аварийных событий, цифровой осциллограф, функции самодиагностики, сторожевой таймер, а также осуществляет контроль цепей управления и привода, учитывает ресурс управляемых выключателей.

Посредством канала RS - 485 ПМ РЗА "Діамант" интегрируются в АСУ ТП подстанции и системы диспетчерского управления.

ПМ РЗА "Діамант" размещаются на панелях управления (или шкафах) - по одному прибору на панель.

На лицевой стороне панели выполнена активная мнемосхема присоединения, управляемая соответствующим приборным модулем. Кроме того, на панели размещаются измерительные приборы, ключи управления, сигнальные лампы и другие элементы управления присоединением.

Компоновка панелей (шкафов) обеспечивает доступность к аппаратуре при наладке, профилактических проверках и испытаниях и позволяет выполнить ремонт любого из ПМ РЗА без вывода из действия другого комплекта.

Разработанная концепция учитывает опыт проектирования микропроцессорных РЗА элементов подстанций и станций.

Применение multifunctional ПМ РЗА "Діамант" сокращает до минимума (до 4-х) количество размещаемых в ОПУ панелей, что значительно уменьшает площадь и экономит кабельно-проводниковую продукцию за счет межпанельных связей.

Рассмотренная концепция может быть использована для аналогичных подстанций 35 кВ.

В этом случае ПМ РЗА воздушной линии 35 кВ обеспечивает выполнение следующих функций:

- 4-х ступенчатой дистанционной защиты от всех видов КЗ;
- направленной максимальной токовой защиты (4 ступени с время независимыми и зависимыми характеристиками);
- междуфазной токовой отсечки;
- защиты от однофазных замыканий на землю, автоматики:
- УРОВ;
- АПВ (двукратное).

#### Литература:

1 Адонина В.В., Кочегаров Ю.И. Концепция построения защиты и автоматики подстанций 110-220 кВ на базе приборных модулей РЗА "Діамант". Электрические сети и системы № 4-5, 2005.

2 Усачев Ю.В. Релейная защита и автоматика Единой энергосистемы России. Сборник докладов и статей под редакцией А.Ф.Дьякова. Москва, издательство МЭИ, 1997.

3 Горина О.В., Кулешова Д.В., Рудман А.А. и др. Об опыте проектирования МП РЗА элементов ПС (станций) 330 – 750 кВ различных фирм. Сборник докладов. XV научно-техническая конференция. Релейная защита и автоматика энергосистем 2002 г. Москва, 2002.



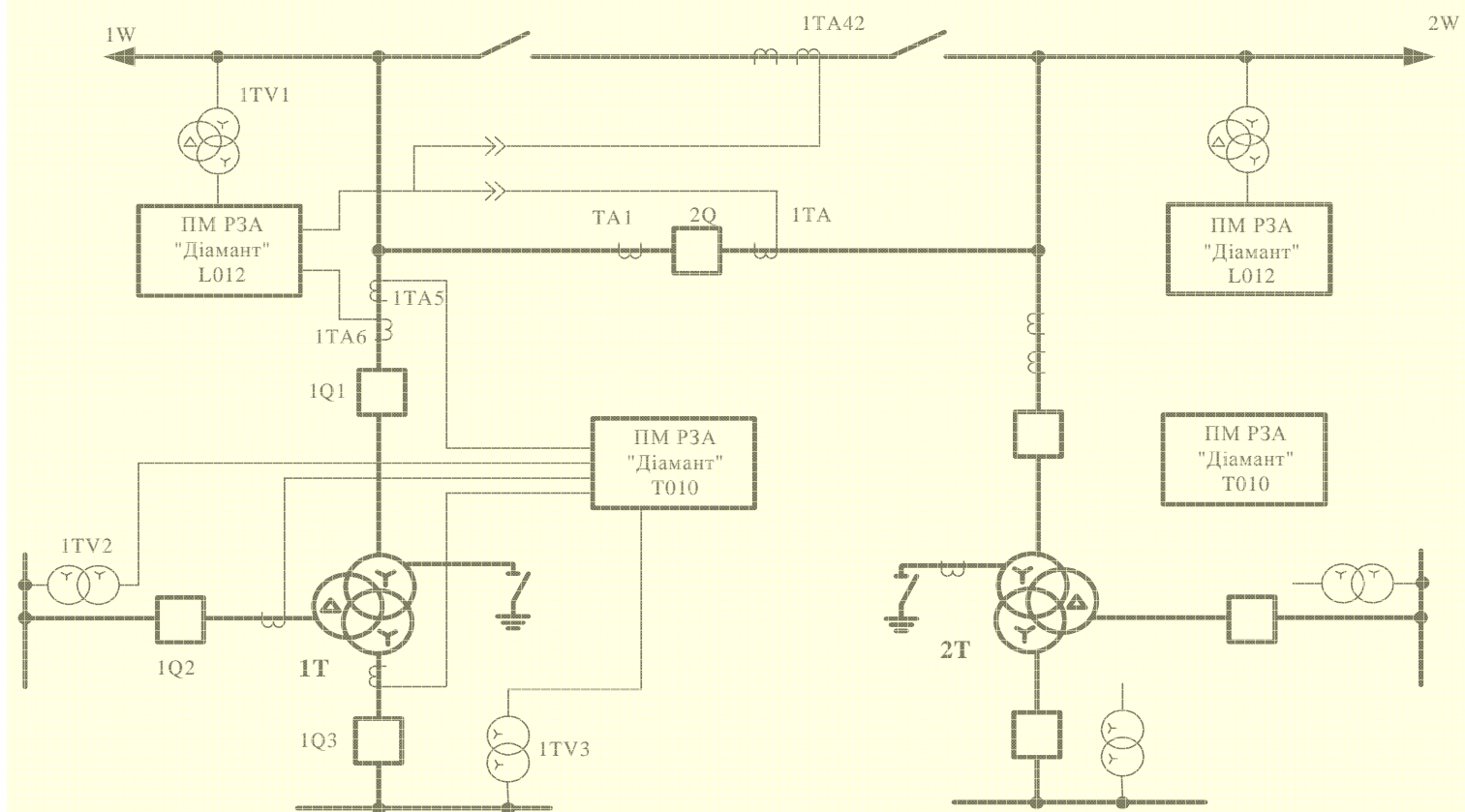


Рисунок 1 - Схема размещения устройств РЗА на ПС 110 - 220 кВ "мостик"

**К ВОПРОСУ ЗАЩИТЫ ШИН В СЛОЖНЫХ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ УСТРОЙСТВАХ  
35-220 кВ**

*Ю.И.Кочегаров, В.А.Мирошников, А.Д. Нистратов*

*НПП ХАРТРОН – ИНКОР*

*С.В. Пилипенко, А.В.Якименко*

*Северная ЭС НЭК “Укрэнерго”*

Дифференциальная защита шин (ДЗШ) является одним из наиболее сложных и дорогих устройств защиты и автоматики, эксплуатируемых в электрических сетях и на электростанциях. Типовые проектные решения по ДЗШ [1] в значительной степени устарели. С появлением микропроцессорных устройств защиты и автоматики открылись новые возможности в совершенствовании ДЗШ, например, автоматическое отслеживание фиксации присоединений за системами шин или ее нарушения и соответствующие им действия ДЗШ. Получила развитие концепция распределенной двухуровневой структуры ДЗШ: снятие информации о текущих параметрах и принадлежности к той или иной системе шин, обработка информации и управление выключателем - на нижнем уровне, т.е. непосредственно в ячейке распределительного устройства, и передача этой информации по оптоволоконным связям в центральное устройство (на верхний уровень) для отработки решений с последующим обратным воздействием на присоединение. Такого рода устройства ДЗШ предлагаются иностранными фирмами [2]. Однако реализация подобных решений в условиях действующих подстанций вызывает значительные технические трудности: требуется прокладка дополнительных кабелей, что влечет за собой необходимость реконструкции всего кабельного хозяйства подстанции; практически исключается поэтапный ввод оборудования, а это приводит к длительной работе электроустановки по временным схемам, усложнению оперативных переключений и т.д.

Кроме того, на выполнение ДЗШ в этом случае требуются крупные капиталовложения, если учесть высокую стоимость оборудования распределенной ДЗШ. Таким образом, в настоящих условиях внедрение распределенной ДЗШ связано с серьезными проблемами и целесообразно при новом строительстве подстанции.

В связи с этим для реконструируемых подстанций со сложными схемами ("две системы шин с обходной", а также "две секционированных системы шин с обходной") разработана микропроцессорная ДЗШ на базе унифицированных приборных модулей серии "Діамант" производства НПП ХАРТРОН – ИНКОР. В ДЗШ используются типовые решения по органи-

зации токовых цепей: сборка групп трансформаторов тока на сумму токов - в шкафах на ОРУ; выдача суммарного тока плеча к месту установки ПМ РЗА "Діамант" – в здание ОПУ.

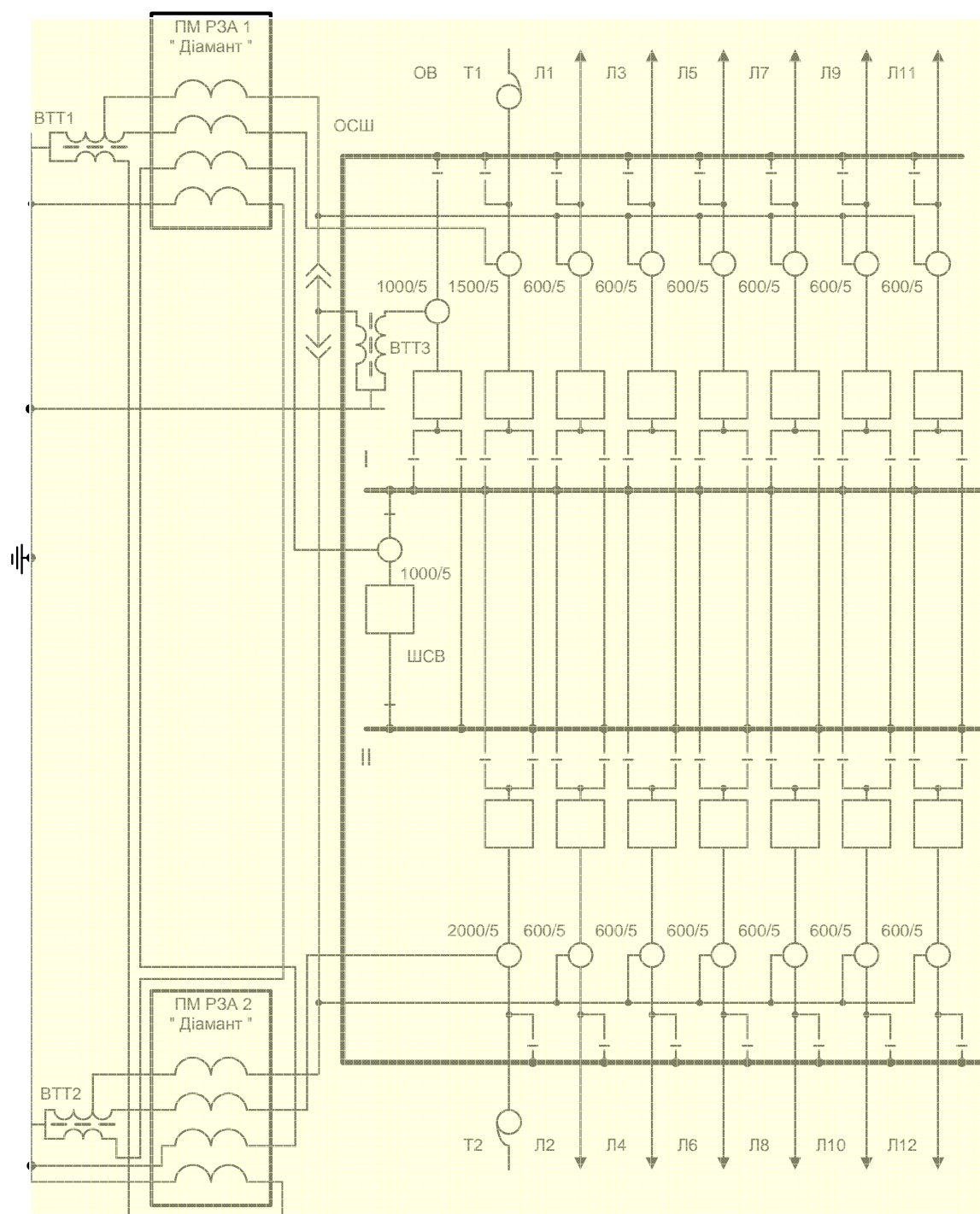


Рис. 1 - Однолинейная схема организации токовых цепей ДЗШ для ПС 110 кВ и выше с двумя системами шин с обходной. Вариант 1 с использованием одной обмотки трансформаторов тока в схеме ДЗШ

Для каждой системы (секции) шин предусмотрен собственный модуль "Діамант", который отключает выключатели присоединений, закрепленных за системой (секцией), и воз-

действует на смежный модуль для отключения всех присоединений обеих систем шин при нефиксированной схеме.

Каждый ПМ РЗА "Діамант" выполняет функции:

- ДЗШ собственной системы шин при фиксированной схеме;
- ДЗШ смежной системы шин при фиксированной схеме;
- ДЗШ обеих систем шин при нефиксированной схеме.

Таким образом, основные функции ДЗШ двойной системы шин с обходной взаимно аппаратно резервируются.

Защита работает на дифференциальном принципе. Схема подключения токовых цепей ДЗШ для двойной системы шин с обходной с применением ПМ РЗА "Діамант" приведена на рисунке 1.

Для взаимной развязки токовых цепей приборных модулей 1 и 2 на панелях ДЗШ устанавливаются разделительные трансформаторы тока, которые при наличии трансформаторов тока с разными коэффициентами могут служить как выравнивающие.

Защита выполнена в трехфазном 4-х плечном исполнении.

В ПМ РЗА «Діамант» дифференциальный ток вычисляется как геометрическая сумма токов в плечах защиты с учетом коррекции коэффициентов трансформации трансформаторов тока в плечах, тормозной ток - как арифметическая полусумма токов в плечах защиты.

Характеристики ДЗШ приведены на рисунке 2.

**Таблица 1**

№ прибора	Расчетные выражения	Фиксированная схема			Нефиксированная схема			Фиксированная схема. ШСВ откл.		
		Внешн. КЗ	КЗ I сш	КЗ II сш	Внешн. КЗ	КЗ I сш	КЗ II сш	Внешн. КЗ	КЗ I сш	КЗ II сш
1 ПМ РЗА	$I_{Л1}+I_{Т1}+I_{Ш}$ =	0	≠0	0	≠0	≠0	≠0	0	≠0	0
	$I_{Л1}+I_{Л2}+I_{Т1}+I_{Т2}$ =	0	≠0	≠0	0	≠0	≠0	0	≠0	≠0
2 ПМ РЗА	$I_{Л2}+I_{Т2}+I_{Ш}$ =	0	0	≠0	≠0	≠0	≠0	0	0	≠0
	$I_{Л1}+I_{Л2}+I_{Т1}+I_{Т2}$ =	0	≠0	≠0	0	≠0	≠0	0	≠0	≠0

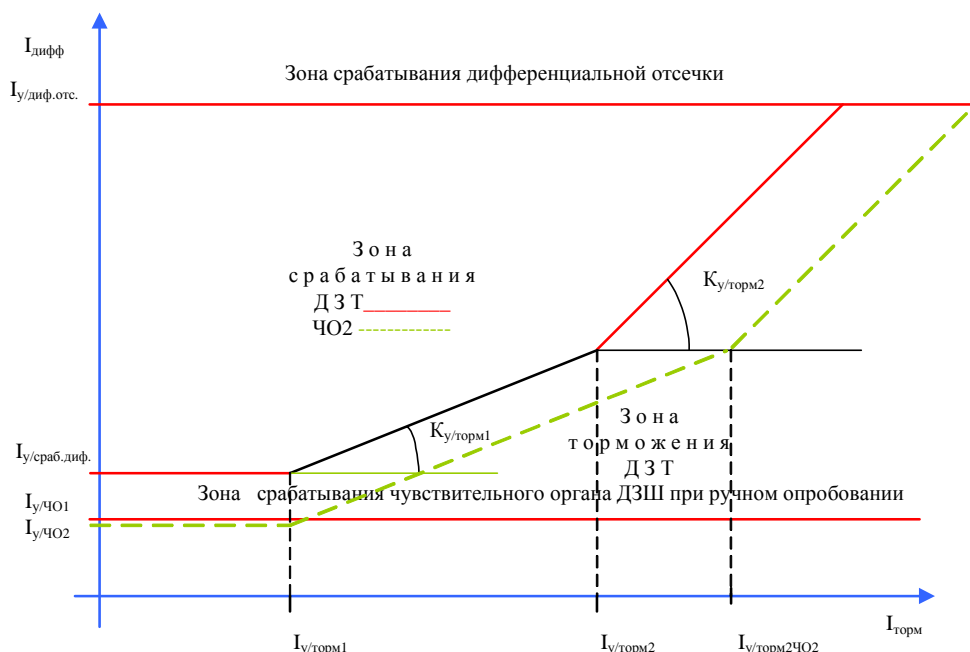


Рис. 2 – Характеристика срабатывания продольной дифференциальной защиты шин

Характеристика ДЗТ в зоне торможения имеет два участка, наклоны которых определяются коэффициентами торможения, введенными через уставки.

Первый участок - предназначен для отстройки от небаланса токов, связанных с неидентичностью трансформаторов тока.

Второй участок используется при больших кратностях токов и связанных с ними погрешностями трансформаторов тока

Защита имеет четыре ступени с независимыми характеристиками:

- чувствительный орган (ЧО) ДЗШ(закрепленный только за собственной системой шин) при ручном опробовании;
- дифференциальную отсечку (ДО);
- дифференциальную защиту с торможением (ДЗТ);
- чувствительный орган (ЧО-2) ДЗШ при АПВ шин и при автосборке схемы доаварийного режима.

ЧО-1 выполнен без торможения и вводится в работу автоматически на заданное время при отсутствии напряжения и опробовании шин заданным присоединением.

Характеристика ЧО-2 ДЗШ выполнена с торможением и вводится в работу также автоматически на заданное время при автосборке системы шин после срабатывания ДЗШ. ЧО действуют на отключение выключателя опробующего присоединения, при этом блокируются воздействия ДЗШ на выключатели остальных присоединений.

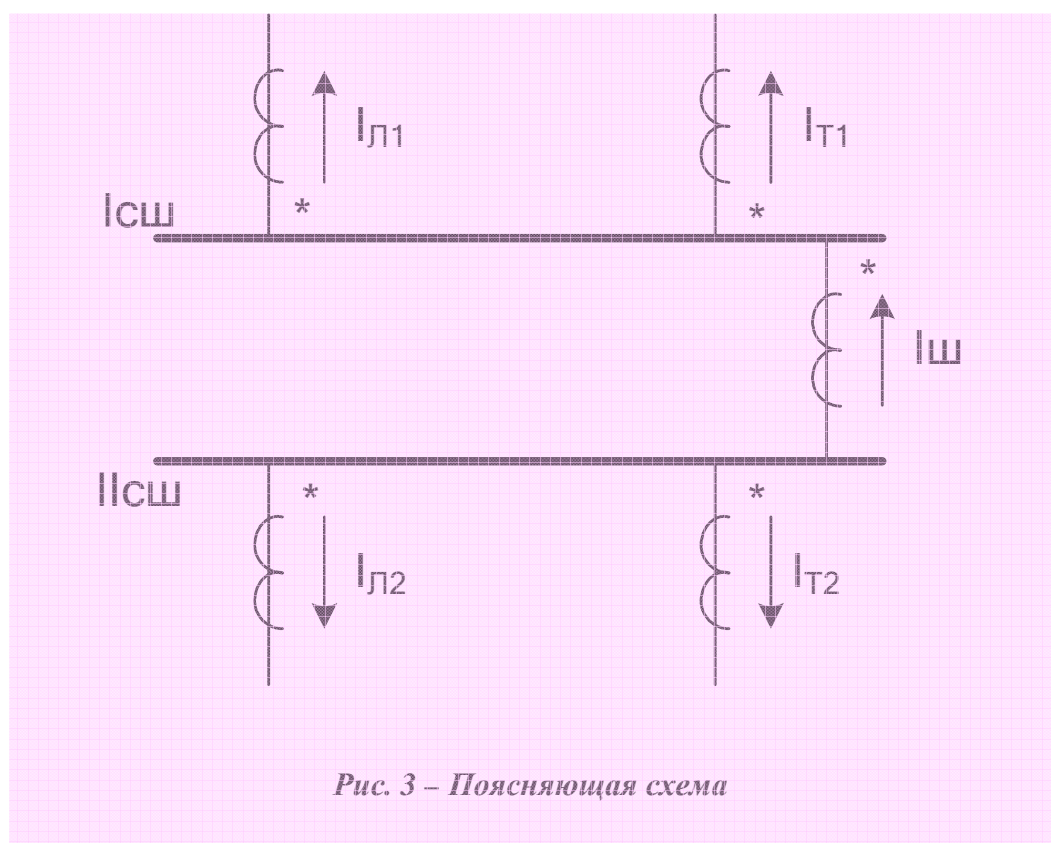
ДО действует при дифференциальных токах, отстроенных от небалансов максимальных сквозных токов и не имеет торможения.

При меньших токах действует ДЗТ с торможением.

Ввод в работу и вывод из работы, а также переключение каждой ступени на сигнал или отключение осуществляется независимо через уставки.

Для обеспечения надежного пуска УРОВ ДЗТ автоматически очуствляется, чтобы не было сброса при отключении автотрансформаторов или других мощных присоединений..

ДЗШ отслеживает нарушение закрепления элементов за шинами (переключение присоединения с одной шины на другую) и выдает сообщения о состоянии схемы на ЖКИ, а также в систему центральной сигнализации. Критерии выявления внешних КЗ и повреждений на первой и второй системах шин при фиксированных и нефиксированных схемах приведены в таблице 1, а поясняющая схема - на рисунке 3. Направление токов принято условно.



ДЗШ автоматически переводится на работу по нефиксированной схеме при появлении неисправности привода ШСВ или снятии с него оперативного тока. На работу по нефиксированной схеме можно перейти оперативно через специально выделенный дискретный вход.

В случае отказа ШСВ при КЗ на одной из систем шин при фиксированной схеме, отключения другой с.ш. выполняется через УРОВ ШСВ.

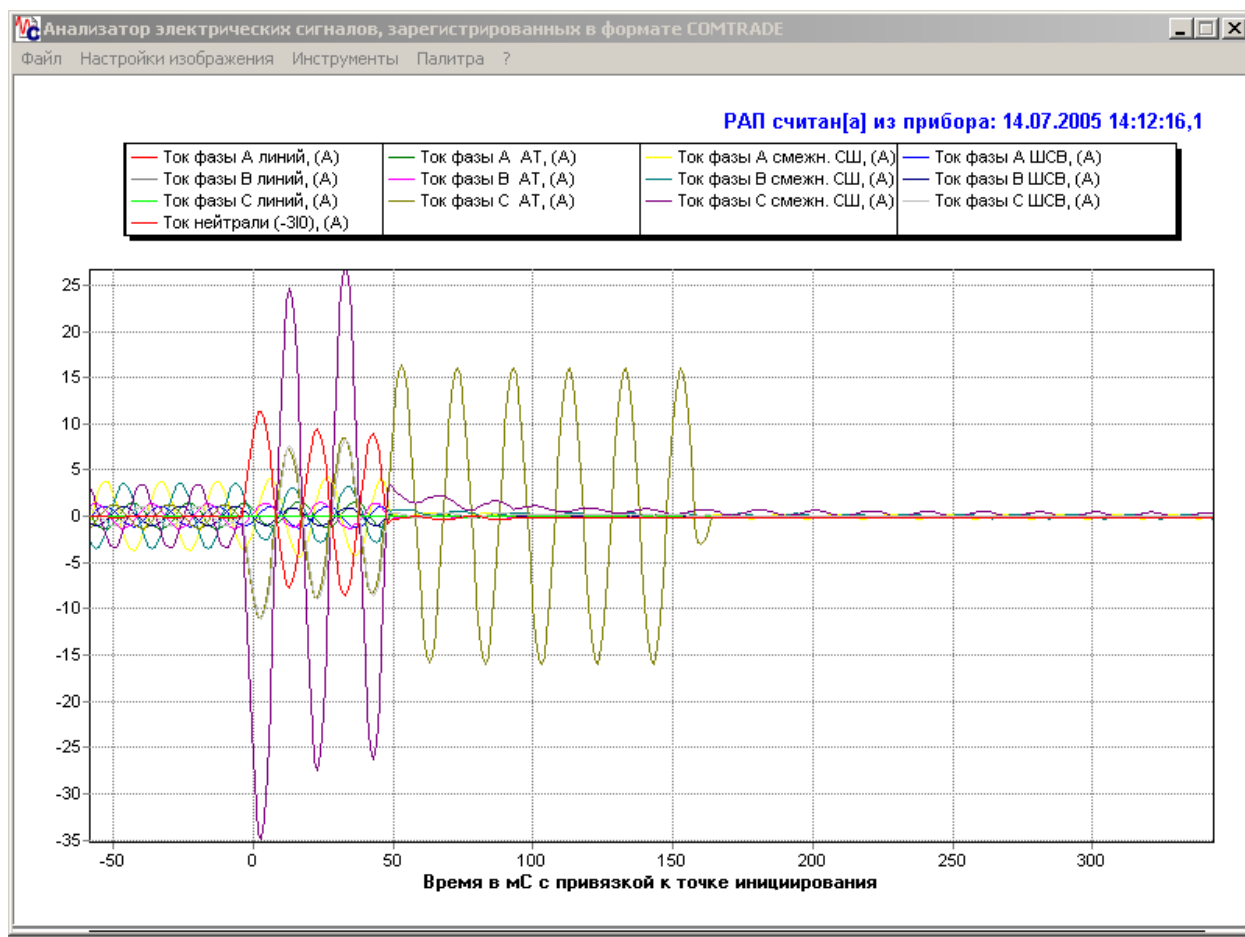


Рис. 4 – Осциллограмма токов в плечах ДЗШ при КЗ в зоне действия защиты

ДЗШ действует правильно при отключенном ШСВ и фиксированной схеме.

Контроль исправности токовых цепей осуществляется путем проверки дифференциальных токов в фазах и токов нулевой последовательности на превышение заданных допусков. При неисправности токовых цепей срабатывание ДЗШ блокируется. Снятие блокировки выполняется персоналом.

Кроме ДЗШ, ПМ РЗА "Діамант" реализуют функции АПВ шин и автоматической сборки схемы доаварийного режима, а также управления, защиты и автоматики закрепленного за модулем шиносоединительного (секционного) выключателя, а также автоматики снижения мощности КЗ (АСМ).

Снижение мощности КЗ осуществляется путем опережающего отключения наиболее мощных присоединений, например, ШСВ или автотрансформатора. На рисунке 4 представлена осциллограмма такого воздействия ДЗШ при КЗ в зоне действия защиты во время полевых испытаний.



Таблица 2

Функции	Технические характеристики, назначение
1. Дифференциальная токовая защита шин	Четыре плеча с разными коэффициентами трансформации с возможностью торможения по каждому плечу; отстройка от апериодической составляющей; четыре ступени с независимыми характеристиками (ДО, ДЗТ, ЧО-1, ЧО-2)
2. УРОВ	Отключение системы шин (секции) с запретом АПВ при отказе выключателя присоединения. Воздействие на смежную секцию при отказе ШСВ или СВ; пускается от ДЗШ
3. Опробование системы шин ШСВ или СВ	<b>Вывод ДЗШ из действия на все присоединения, кроме опробуемого.</b> Обратный ввод ДЗШ на все присоединения при отказе опробуемого выключателя.
4. Контроль фиксации присоединения	Отключение поврежденной секции при фиксированной схеме. Отключение двух секций систем шин при нефиксированных присоединениях. Перевод ДЗШ на нефиксированную схему при нарушении фиксации присоединений и обратный перевод ДЗШ при восстановлении фиксации.
5. Контроль исправности токовых цепей ДЗШ	Исключение возможности ложной работы ДЗШ при повреждении токовых цепей или ошибках персонала.
6. Автоматическая сборка схемы доаварийного режима	АПВ шин с контролем отсутствия напряжения на шинах и с последующим АПВ присоединений
7. Запрет АПВ	На все выключатели: - при работе УРОВ; - при неуспешном АПВ 1-го присоединения; - при отказе в отключении неповрежденной фазы выключателя; - при оперативных переключениях. Избирательный запрет АПВ на присоединения после действия ДЗШ
8. Автоматика управления ШСВ (СВ)	Управление (включение и отключение с блокировками от многократных включений и надлежащими контролями) выключателями любого типа
9. Защита ШСВ (СВ)	МТЗ – 3 ступени Токовая защита нулевой последовательности – 2 ступени.
10. АСМ <sup>*)</sup>	Снижение мощности КЗ путем формирования опережающих импульсов на отключение заданных присоединений
11. Цифровой осциллограф	Регистрация аварийных процессов по аналоговым и дискретным сигналам. Пускается: - при действии ДЗШ; - при пуске любой ступени защит ШСВ в составе ПМ РЗА ДЗШ

Примечание: <sup>\*)</sup> – выполняется по заказу.

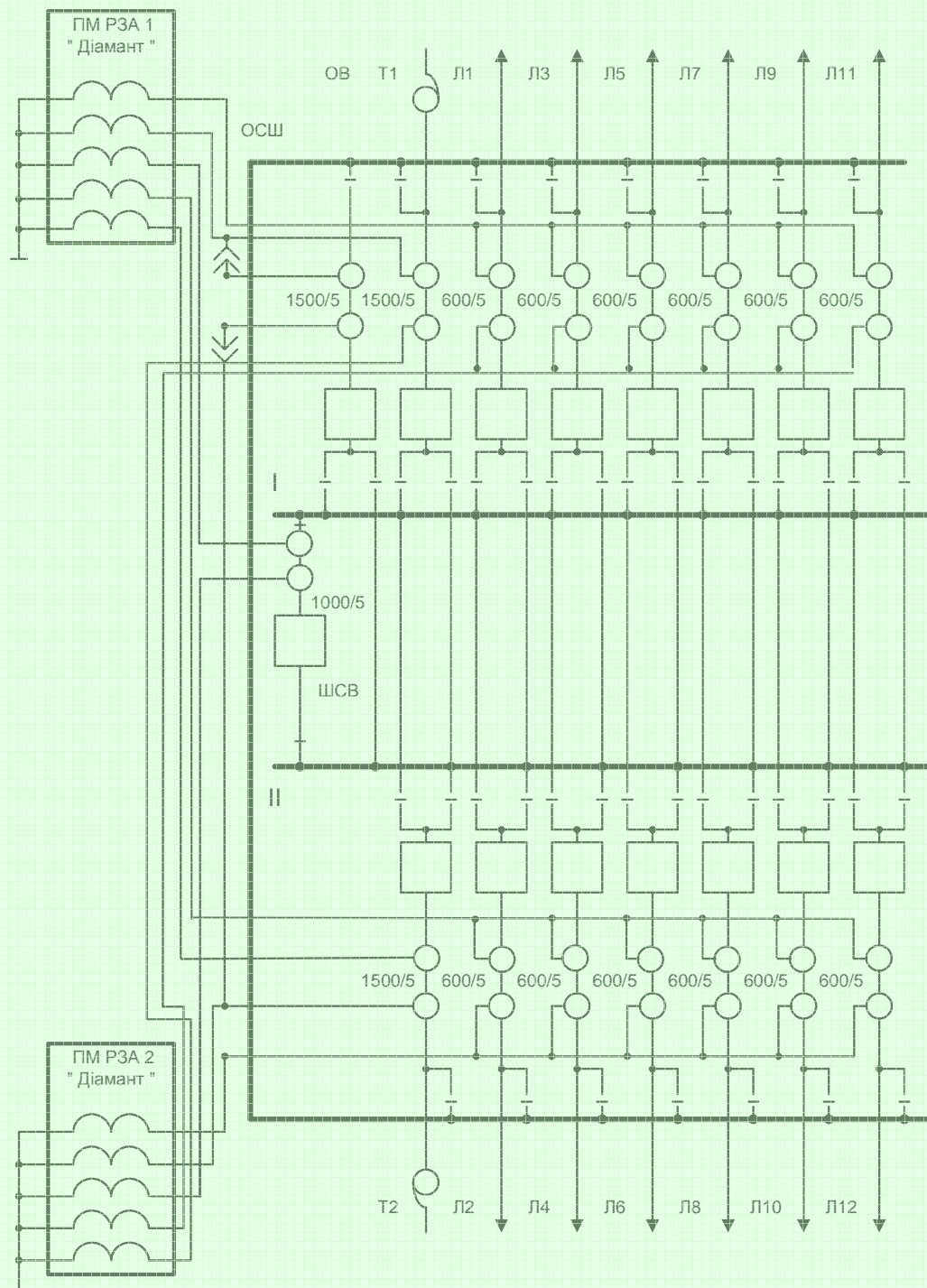


Рис. 5 – Однолинейная схема организации токовых цепей ДЗШ с двумя системами шин 110кВ и выше с обходной. Вариант 2 с использованием 2-х обмоток ТТ в схеме ДЗШ

Дифференциальные защиты шин 35-150 кВ на изложенных принципах введены в эксплуатацию на подстанции 150 кВ "Умань" в 2003 году и на подстанциях 330кВ "Винница" (2004 г.), «Сумы» (2007 г.), Кременец-Подольск (2008г.).

Проекты выполнены соответственно Киевским и Львовским филиалами института "Энергосетьпроект".

Набор основных функций ПМ РЗА "Діамант" версии ДЗШ приведен в таблице 2.

Для строящихся и реконструируемых подстанций 110 кВ и выше с двойной (в т.ч. двойной секционированной) системами шин и обходной, где предусмотрены 4-5 обмоточные трансформаторы тока, предпочтительнее второй вариант ДЗШ (рисунок 5).

В этом случае ДЗШ выполняется с использованием 5-ти плечей для чего используется модификация ПМ РЗА «Діамант» с 21 токовым входом. Это полностью развязывает токовые цепи обоих модулей "Діамант", позволяет исключить из схемы разделительные и выравнивающие трансформаторы тока и тем самым снизить нагрузку на трансформаторы тока.

В тех случаях, когда требуется повысить чувствительность ДЗШ, по предложению Северной ЭС (А.В. Якименко), в предлагаемом варианте предусмотрена возможность дополнительного пуска ДЗШ по минимальному напряжению, при этом пусковой орган минимального напряжения и дифференциальный токовый орган с торможением включаются по схеме логического «И».

Как известно, при КЗ на шинах напряжение на них снижается практически до «нуля», и пуск защиты по минимальному напряжению позволяет при расчетах тока срабатывания ДЗШ [1] исключить из расчетных условий отстройку от максимального тока нагрузки в случае обрыва токовых цепей наиболее загруженного присоединения, питаемого от защищаемых шин, которая часто является определяющим условием при выборе ставок.

Кроме того, повышается надежность блокировки ДЗШ при неисправностях токовых цепей защиты и появлении «скачков» тока небаланса, например, при ошибках при переключениях в токовых цепях ДЗШ.

#### Выводы

1 Дополнительный пуск ДЗШ по минимальному напряжению способствует повышению чувствительности защиты, что в ряде случаев позволяет отказаться от использования чувствительного органа при опробовании шин.

2 Рассмотренные решения обеспечивают проведение при минимальном составе оборудования модернизации дифференциальных защит шин для сложных схем распределительных устройств на современной базе со значительным расширением функций защиты и автоматики.

#### Литература:

1 Руководящие указания по релейной защите. Выпуск 3. Защита шин 6-220 кВ станций и подстанций. Госэнергоиздат. М.1961.

2 Устройства релейной защиты и автоматики производства корпорации SIEMENS.

**АДАПТИВНЫЙ ПРОГРАМНО-АППАРАТНЫЙ КОМПЛЕКС  
ДЛЯ ОБЕСПЕЧЕНИЯ УСТОЙЧИВОСТИ НАГРУЗКИ КРЫМСКОЙ  
ЭНЕРГОСИСТЕМЫ (ПРЕДПРОЕКТНАЯ КОНЦЕПЦИЯ)**

*В.Н.Авраменко, В.Л. Прихно,*

*Институт Электродинамики НАН Украины*

*Е.Н.Линник,*

*ВГПИ и НИИ "Укрэнергосетьпроект"*

*Ю.И.Кочегаров, А.Д. Нистратов,*

*НПП Хартрон-Инкор*

Крымская электроэнергетическая система НЭК «Укрэнерго» является остродефицитной и имеет ограниченную пропускную способность связей с Объединенной энергосистемой Украины. Поэтому в случае аварийного отключения линий связи с ОЭС Украины или некоторых других элементов сети при достаточно высоком уровне передачи мощности в Крымскую ЭС из ОЭС снижение напряжения в узлах нагрузки Крымской ЭС достигает критических значений, которые могут вызвать нарушение статической устойчивости возникающего послеаварийного режима ЭС. Действующий нормативный документ ГКД 34.20.575-2002 «Устойчивость энергосистем. Руководящие указания» [1] предусматривает проверку и требует поддержания запасов устойчивости по напряжению, которые необходимы, чтобы обеспечить устойчивость нагрузки. В ситуации ограниченных возможностей электрической сети как средство выполнения нормативных требований используется автоматика предотвращения нарушения устойчивости (АПНУ), осуществляющая отключение нагрузки (ОН) в отдельных узлах электрической сети по факту аварийного отключения линий (ФОЛ).

В настоящее время Укрэнергосетьпроект завершает проект противоаварийной автоматики (ПА) Крымской ЭС, которая должна выполнять такую функцию. Проект ориентирован на использование цифровой микропроцессорной техники и реализует известный принцип «П-ДО» [2]. Это означает, что заранее, при выполнении проекта выполняются расчеты возможных (предполагаемых) послеаварийных режимов энергосистемы при различных уровнях мощности, передаваемой из ОЭС в энергосистему, и различных аварийных отключениях элементов сети, которые приводят к существенному снижению напряжения в узлах нагрузки, проверяются эти уровни и подбирается объем ОН, необходимый для обеспечения нормативных запасов устойчивости. Для осуществления такой ПА на ряде подстанций энер-

госистемы выполняется специальная автоматика отключения нагрузки (САОН), действующая по сигналам из центрального пункта противоаварийного управления. Конкретно, в Крымской ЭС такая САОН выполнена в настоящее время на 12 подстанциях энергосистемы и ведется работа еще на 12 ПС. Центр управления ПА находится на ПС-330кВ «Симферополь», куда поступают сигналы аварийного отключения линий, состояния некоторых элементов сети (выведения линий в ремонт, включение/отключение ремонтной перемычки на ПС-330кВ «Джанкой», связывающей ВЛ-330кВ Мелитополь-Джанкой и Джанкой-Симферополь в одну линию), а также телеизмерения перетоков активной мощности по линиям сечения ОЭС-Крым (3 ВЛ-330кВ и одна ВЛ-220кВ).

Понятно, что выполняемые заранее, с большим упреждением по времени расчеты не могут учесть все особенности конкретного текущего режима, кроме того, дискретность уставки по мощности сечения (100 МВт) достаточно велика, а нагрузку, отключаемую САОН, которая фактически изменяется и в суточном, и в сезонном цикле, приходится задавать с избытком. Поэтому предпочтительнее, в плане предотвращения избыточных отключений потребителей, но при гарантированном обеспечении устойчивости использование принципа «I-ДО», когда упомянутые расчеты выполняются циклически, для того схемно-режимного состояния сети, которое имеет место на данный момент. В настоящее время возможность осуществления такой ПА появилась, поскольку в НЭК «Укрэнерго» и ее региональных ЭС внедрен и используется программный комплекс (ПК) «КОСМОС», разработки Института электродинамики НАН Украины, обеспечивающий иерархическое, циклическое (с интервалом 10 мин.) оценивание состояние энергосистемы, т.е. расчет текущего установившегося режима ОЭС Украины и региональных ЭС на основе телеметрической информации [3]. Результаты этого оценивания состояния циклически поступают в оперативный информационно-управляющий комплекс (ОИУК, или SCADA, по-английски) НЭК и региональных ЭС.

Адаптивная ПА, реализующая принцип «I-ДО», может быть создана для Крымской ЭС с использованием микропроцессорного модуля релейной защиты и автоматики «Диамант», разработки НПП «Хартрон-Инкор» [4] и существующих в Крымской ЭС систем САОН как средства осуществления управляющих воздействий и каналов телекоммуникации для передачи информации о состоянии элементов сети, которые являются пусковыми органами (ПО) автоматики. В создаваемом адаптивном программно-аппаратном комплексе (АПАК) АПНУ определение объемов отключения нагрузки (дозированных воздействий) осуществляется на основе расчетов послеаварийных режимов сложных энергосистем, выполняемых с помощью программы в составе комплекса АВР-74/06 разработки Института электродинамики НАН Украины [5]. Реализованный в программе метод расчета предусматривает учет самоотключений нагрузки при снижении напряжения ниже минимально допустимого. Это га-

рантирует сходимость итерационного процесса и получение результата даже в том случае, когда без учета самоотключения нагрузки послеаварийный режим физически неосуществим, что приводит, естественно, к расходящемуся итерационному процессу. Это имеет большое значение для надежного определения объемов ОН в автоматически действующем комплексе.

Структура АПАК показана на рис.1.

Дополнительно отметим, что ПК «КОСМОС» в составе АПАК АПНУ выполняет функцию эквивалентирования прилегающего к расчетной схеме Крымской ЭС (в настоящее время – 104 узла электрической сети 330-220-110кВ) района ОЭС Украины, полученного оцениванием состояния ОЭС на верхнем уровне НЭК «Укрэнерго», и формирования расчетной схемы для последующих расчетов дозированных управляющих воздействий.

Определение дозированных воздействий (ОДВ) выполняется на основе перечня объектов управления (подстанций, на которых имеется САОН), упорядоченного по нарастанию ответственности отключаемых потребителей. ОДВ выполняется для каждого пускового органа – ФОЛ в сочетании с ремонтным состоянием определенных линий. В упомянутом выше проекте УкрЭСП их всего 22, причем, в перечне объектов управления отмечаются те, которые не используются для данного ПО. Расчеты послеаварийных режимов выполняются, начиная с варианта без ОН, с проверкой для всех узлов нагрузки коэффициентов запаса по напряжению  $K_u$  и последовательным добавлением одного САОНа до тех пор, пока для всех узлов не выполнится требование ГКД для послеаварийных режимов:  $K_u > 0.10$ . Список узлов САОН, которые должны действовать от каждого ПО, передается в центральное устройство ПА. Величина нагрузки, отключаемой САОН, может быть задана в зависимости от полной величины нагрузки в данном узле в данном режиме, полученном после оценивания состояния, с учетом времени суток и текущего месяца.

Информация о САОНах, фактически сработавших при аварийном отключении линии, передается в программу ОДВ, и на их повторное действие в расчетах ОДВ накладывается запрет до тех пор, пока диспетчер не даст команду на включение отключенных потребителей и соответствующий сигнал через центральное устройство не попадет в программу ОДВ.

Для повышения надежности адаптивной автоматики при отказах каких-либо ее элементов предусматривается ее резервирование с помощью таблиц ОН, подготавливаемых один раз в сутки в режиме минимальной нагрузки, по принципу «II-ДО», с дискретным (например, по 100МВт) увеличением нагрузки Крымской ЭС и соответственно перетоков по линиям связи с ОЭС, в которых (таблицах) предусматривается, помимо контроля ПО, проверка уставок по мощности сечения ОЭС-Крым.

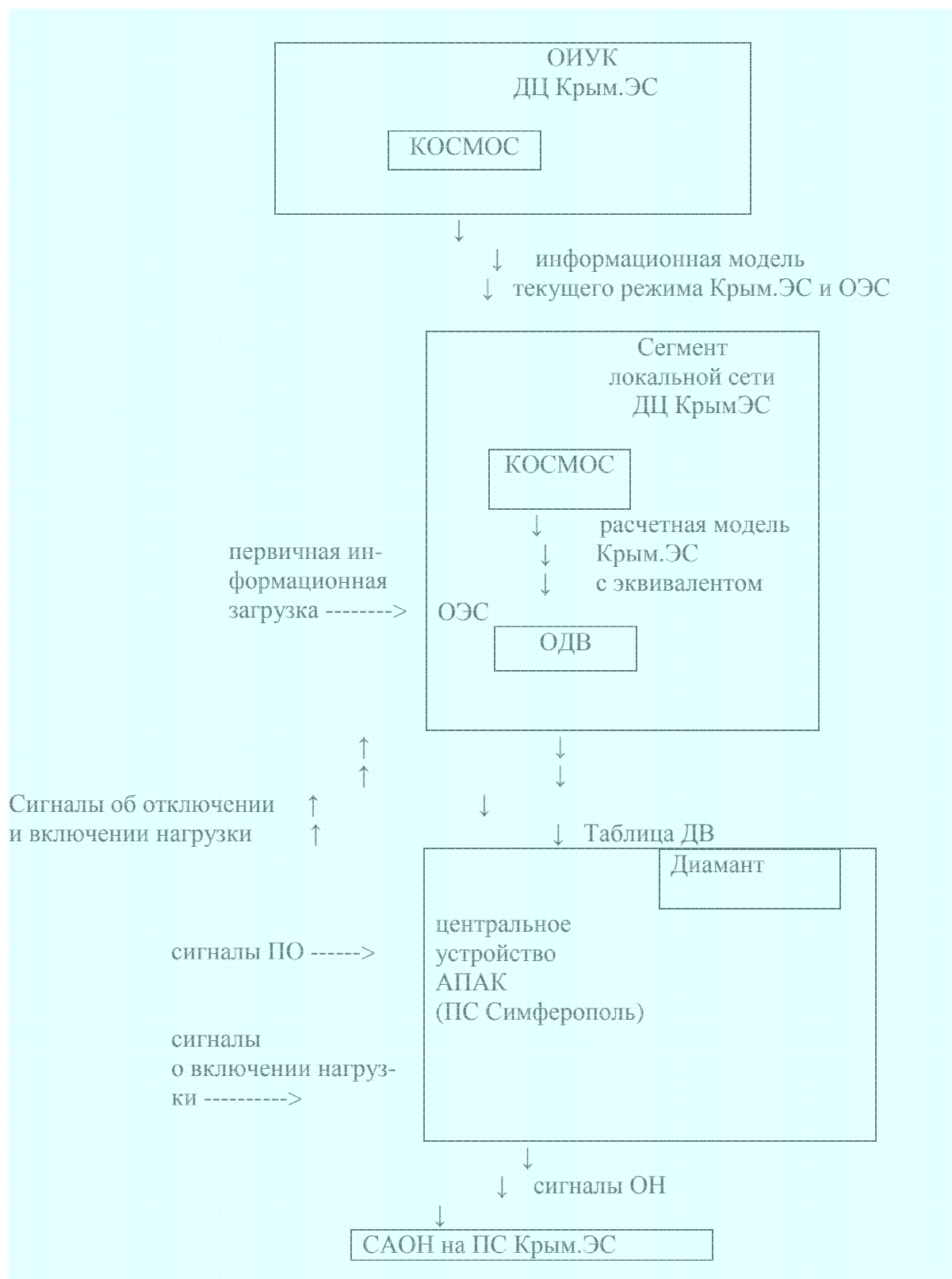


Рис. 1 Структура информационных связей АПАК АПНУ

Программа ОДВ размещается и циклически работает по сигналу из ОИУК от ПК «КОСМОС» в защищенном сегменте локальной вычислительной сети диспетчерского центра (ДЦ) Крымской ЭС. Здесь же создается рабочее место технолога-режимщика, с которого осуществляется первичная загрузка информации для ОДВ, а также контроль подготовленных



АПАК и помещенных в архив результатов ОДВ. Предлагаемый адаптивный комплекс требует минимальных дополнительных капитальных затрат и обеспечит повышение качества противоаварийного управления Крымской ЭС.

Литература:

1. ГКД 34.20.575-2002. Стійкість енергосистем. Керівні вказівки. – Київ:ГРІФРЕ, 2002 – 47 с.
2. Иофьев Б.И. Противоаварийное управление в энергосистемах. – Москва: Энергоатомиздат, 1988.
3. Прихно В.Л. Иерархические принципы формирования моделей установившихся режимов на основании телеметрической информации. // Технічна електродинаміка: Тематичний випуск “Проблеми сучасної електротехніки” – 2006 – 4.1 – с. 22-27.
4. Кочегаров Ю.И., Мирошниченко В.А., Нистратов А.Д., Толмачев Б.А., Шарубилов Р.В., Якименко Ю.В. Реализация функций противоаварийной автоматики на базе микропроцессорного приборного модуля «Діамант» // Электрические сети и системы – 2005 - №3 – с.33-41
5. Авраменко В.Н. Модели, методы и программные средства для расчета и анализа переходных режимов и устойчивости ЭЭС // Праці Інституту електродинаміки НАН України. Збірник наукових праць – 2007. Випуск 18 – с.12-26



**ОПЫТ ВНЕДРЕНИЯ ЗАЩИТ И АВТОМАТИКИ ОБХОДНОГО  
ВЫКЛЮЧАТЕЛЯ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ПМ РЗА "ДИАМАНТ".**

Бутузова Н.Г., Горбенко В.В, Кочегаров Ю.И, Нистратов А.Д., Савченко С.В.  
Рыченков А.В.

В 2002 году на базе унифицированной аппаратной платформы ПМ РЗА "Диамант" была разработана версия программного обеспечения для реализации функций защит и автоматики обходного выключателя 110-330 кВ. Первый комплект данной модификации был введен в эксплуатацию на ОРУ-110 кВ Южно-Украинской АЭС в 2003 году.

ПМ РЗА обеспечивает выполнение следующих функций:

- защиты:
  - 5-ти ступенчатой дистанционной защиты от межфазных КЗ;
  - 5-ти ступенчатой дистанционной защиты от однофазных замыканий на землю;
  - 5-ти ступенчатой направленной токовой защиты нулевой последовательности;
  - 2-х ступенчатой токовой защиты обратной последовательности;
  - 3-х ступенчатой максимальной токовой защиты;
  - токовой отсечки,
- автоматики:
  - УРОВ;
  - АПВ;
  - АПВШ.
- Дополнительные функции:
  - определение вида и типа короткого замыкания;
  - определение места повреждения;
  - контроль цепей напряжения;
  - управление выключателем;
  - диагностика цепей управления выключателя;
  - расчет ресурса выключателя;
  - регистрация аварийных параметров и событий;
  - регистрация текущих аналоговых параметров;
  - наличие десяти групп уставок, обеспечивающих возможность оперативного перевода на обходной выключатель до десяти присоединений ВЛ 110-330кВ без привлечения релейного персонала.

Основные технические данные и характеристики ПМ РЗА приведены в таблице.

Наименование	Номинальное значение	Рабочий диапазон	Примечание
Контролируемый переменный фазный ток $I_n$ , А	5 0,04	$30 \cdot I_n$	3 входа 1 вход
Потребляемая мощность по токовому входу, ВА, не более	0,05		При $I = I_n$
Контролируемое переменное напряжение $U_n$ , В: - фазное - линейное	58 100	$2 \cdot U_n$	3 входа 4 входа
Напряжение дискретных входов, В Напряжение надежного срабатывания, В Напряжение надежного несрабатывания, В	= 220	0 - 242  176 - 242  0 - 132	32 шт.
Напряжение дискретных выходов, В Коммутируемый ток, А - длительно - кратковременно до 0,25 с	= 220  1 10	176 - 242	16 шт.
Напряжение дискретных силовых выходов, В Коммутируемый ток, А - длительно - кратковременно до 0,5 с - кратковременно до 0,03 с	= 220  до 5 до 10 до 40	176 - 242	4 шт.

### Дистанционная защита

Дистанционная защита (ДЗ) является защитой селективного действия от всех видов междуфазных и однофазных коротких замыканий.

При междуфазных КЗ используются комплексные сопротивления  $Z_{AB}$ ,  $Z_{BC}$ ,  $Z_{CA}$ , которые определяются по линейным напряжениям  $U_{AB}$ ,  $U_{BC}$ ,  $U_{CA}$  и токам  $I_{AB}$ ,  $I_{BC}$ ,  $I_{CA}$ .

При однофазных КЗ - сопротивления  $Z_A, Z_B, Z_C$ , которые рассчитываются по фазным токам  $I_A, I_B, I_C$  и напряжениям  $U_A, U_B, U_C$ , с учетом компенсации тока нулевой последовательности.

В ПМ РЗА "Діамант" реализованы пятиступенчатые дистанционные защиты от многофазных и однофазных КЗ.

Форма характеристики каждой ступени ДЗ может быть задана в виде выпуклого четырехугольника (или треугольника) с произвольным расположением на комплексной плоскости в осях активного и реактивного сопротивления (рисунок 1). Это достигается с помощью соответствующего выбора восьми параметров, которые определяют координаты вершин каждой зоны срабатывания на комплексной плоскости. Нумерацию вершин каждой зоны следует проводить последовательно против часовой стрелки. При этом в качестве первой вершины можно выбрать любую из них.

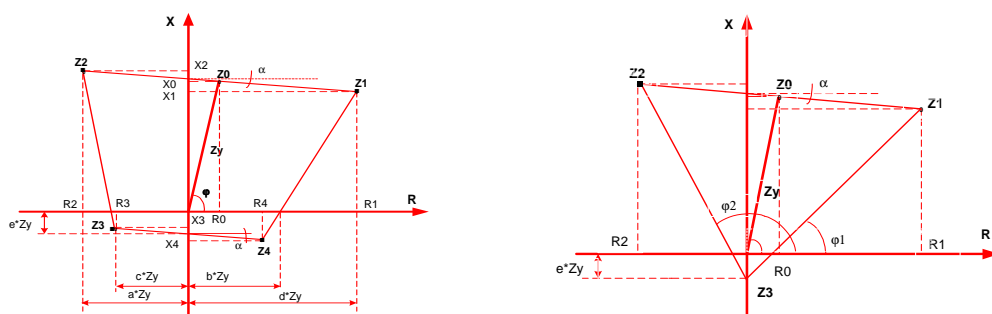


Рисунок 1

### Токовая защита нулевой последовательности

Токовая защита нулевой последовательности предназначена для защиты воздушной линии от коротких замыканий на землю и имеет пять ступеней. Предусмотрены ввод/вывод направленности каждой ступени, оперативного, автоматического ускорения для каждой ступени и телеускорения для направленных ступеней защиты. Для реализации направленных ступеней защиты определяется направление мощности нулевой последовательности по величине фазового угла между током  $3I_0$  и напряжением  $3U_0$ .

При обрыве цепи  $3U_0$  для направленных ступеней предусмотрена функция блокировки работы или вывода направленности. Критерием обрыва измерительных цепей напряжения служит уровень  $3U_0$  или минимальное значение 3-й гармоники напряжения  $3U_0$ .

Угол максимальной чувствительности реле направления мощности нулевой последовательности задается и определяется классом напряжения линии (рисунок 2).

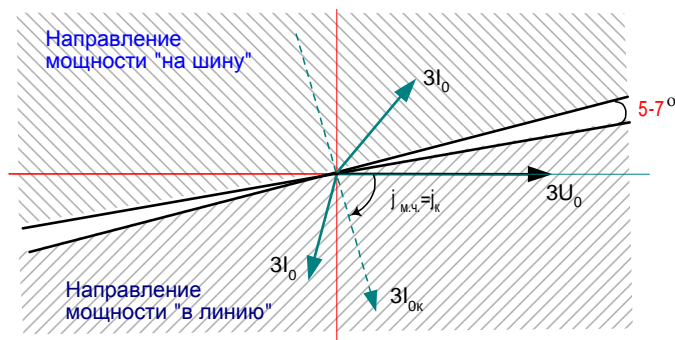


Рисунок 2

### Токовая защита обратной последовательности

Токовая защита обратной последовательности предназначена для защиты от несимметричных видов коротких замыканий и имеет две ступени.

Предусмотрены ввод/вывод направленности каждой ступени, оперативного и автоматического ускорения. Направленность ступеней защиты определяется по величине фазового угла между током обратной последовательности  $I_2$  и напряжением обратной последовательности  $U_2$  (рисунок 3).

При обрыве измерительных цепей напряжения для направленных ступеней предусмотрена блокировка работы или вывода направленности.

Угол максимальной чувствительности реле направления мощности обратной последовательности задается уставкой.

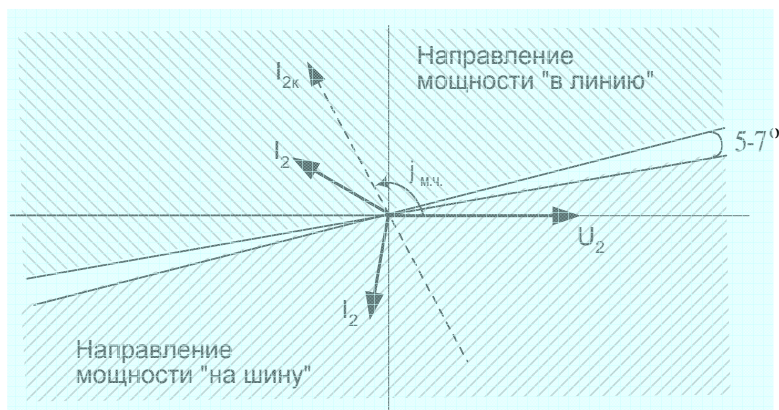


Рисунок 3

### Максимальная токовая защита

Максимальная токовая защита автоматически вводится в работу при блокировке дистанционной защиты в случае повреждения измерительных цепей напряжения.

Защита имеет три ступени.

Предусмотрено ускорение срабатывания ступеней защиты при включении высоковольтного выключателя на КЗ.

### **Устройство резервирования отказа выключателя**

Функция УРОВ запускается при срабатывании защит на отключение. Начало пуска циклограммы соответствует моменту снятия команды отключения, длительность которой - удвоенное паспортное время отключения выключателя. Отказ выключателя определяется по токам фаз А, В и С. Повторная команда выдается по другой цепи (соленоид 2) на отказавший выключатель

Для обеспечения совместимости с действующими схемами УРОВ в ПМ РЗА "Діамант" реализованы 2 варианта формирования сигнала пуска существующей схемы УРОВ по срабатыванию защит на отключение:

- без контроля тока;
- с контролем тока.

Длительность сигнала "Пуск УРОВ в существующую схему" без контроля тока определяется необходимым временем пуска существующей схемы УРОВ.

Длительность сигнала "Пуск УРОВ в существующую схему" с контролем тока определяется временем наличия тока.

### **Автоматическое повторное включение**

Автоматическое повторное включение (АПВ) линии запускается по факту самопроизвольного отключения ВВ или отключения его от защит. Предусмотрена возможность выбора защит, по срабатыванию которых запускается АПВ.

Функция АПВ реализована с одним циклом работы и следующими типами контроля:

- с контролем отсутствия напряжения на линии (КОН на линии);
- с контролем отсутствия напряжения на шинах (КОН на шинах);
- с контролем наличия напряжения на шинах (КНН на шинах);
- с контролем наличия напряжения на линии и шинах (КНН);
- с контролем синхронизма (КС);
- без контроля ("Слепое" АПВ).

Предусмотрена возможность одновременного использования следующих типов контроля:

- КОН на линии и КС;

- КОН на линии и КНН;
- КОН на шинах и КС;
- КОН на шинах и КНН;
- КОН на линии, КОН на шинах и КС;
- КОН на линии, КОН на шинах и КНН.

Запрет АПВ осуществляется при:

- срабатывании функции УРОВ, реализованной в ПМ РЗА “Діамант”;
- ручном отключении от ключа управления выключателем;
- наличии дискретного сигнала "Запрет АПВ" от схем существующего УРОВ;
- ручном включении на фиксированное время;
- неисправности выключателя.

### **Контроль целостности измерительных цепей напряжения**

Для контроля целостности измерительных цепей напряжения используются значения напряжений "разомкнутого треугольника" и фазные напряжения "звезды" ТН. При обрыве цепей напряжения блокируется дистанционная защита и вводится в работу максимальная токовая защита. Для дополнительной блокировки по потере напряжения может быть использован сигнал с блок-контактов автоматов цепей напряжения или нормально замкнутых контактов реле положения разъединителей, выдаваемый на дискретный вход ПМ РЗА.

### **Определение места повреждения.**

При срабатывании любой из защит по соотношению величин фазных токов и тока нулевой последовательности определяется тип КЗ.

С учетом типа КЗ осуществляется расчет соответствующего сопротивления ( $Z_{A0}$ ,  $Z_{B0}$ ,  $Z_{C0}$ ,  $Z_{AB}$ ,  $Z_{BC}$ ,  $Z_{CA}$ ), по реактивной составляющей которого определяется расстояние до места повреждения.

При расчете расстояния до места повреждения используются вторичные значения сопротивлений и удельных сопротивлений.

Тип КЗ, расстояние до места повреждения, активная и реактивная составляющие сопротивления соответствующей петли КЗ отображаются на ЖКИ.

### **Управление высоковольтным выключателем**

Отключение высоковольтного выключателя предусмотрено в следующих случаях:

- при срабатывании собственных защит;
- при наличии сигнала внешнего отключения;

- при ручном отключении от ключа управления высоковольтным выключателем.

Выполнение команды отключения контролируется по состоянию блок-контактов выключателя и по исчезновению входных фазных токов. Длительность команды отключения равна удвоенному паспортному времени отключения выключателя. При отключении выключателя защитами формируется выходной дискретный сигнал ПМ РЗА "Аварийная сигнализация", а при работе защит "на сигнал" формируется сигнал "Предупредительная сигнализация".

Включение выключателя предусмотрено:

- в цикле АПВ;

- при наличии команды включения от ключа управления.

Выполнение команды "ВКЛ" контролируется по состоянию блок-контактов выключателя. Длительность команды включения равна удвоенному паспортному времени включения выключателя

Состояние выключателя отображается выходными сигналами индикации. Отключение выключателя защитами сопровождается миганием сигнала "Индикация "ВВ отключен", который квитируется ключом управления.

Исключена возможность многократного включения выключателя на короткое замыкание.

Состояние цепей управления выключателя определяется:

- по внешним сигналам "СОСТОЯНИЕ ОПЕРТОКА" и "СОСТОЯНИЕ ПРИВОДА";

- по наличию тока обтекания в обмотке соленоидов управления выключателя.

Расчет ресурса высоковольтного выключателя

Расчет коммутационного ресурса в процентах производится отдельно для каждой фазы выключателя с учетом фазных токов при отключении и включении выключателя.

$$R = \sum_n \frac{631}{N_{\max}} * (I/I_{\text{ном.откл}})^{2.8} * 100\%,$$

где  $n$  - количество произведенных операций включения/отключения;

$N_{\max}$  - максимальное количество отключений для каждого типа выключателя;

$I$  - ток при отключении или включении выключателя;

$I_{\text{ном. откл.}}$  - номинальный ток отключения выключателя.

Типовая характеристика коммутационного ресурса приведена на рисунке 4.



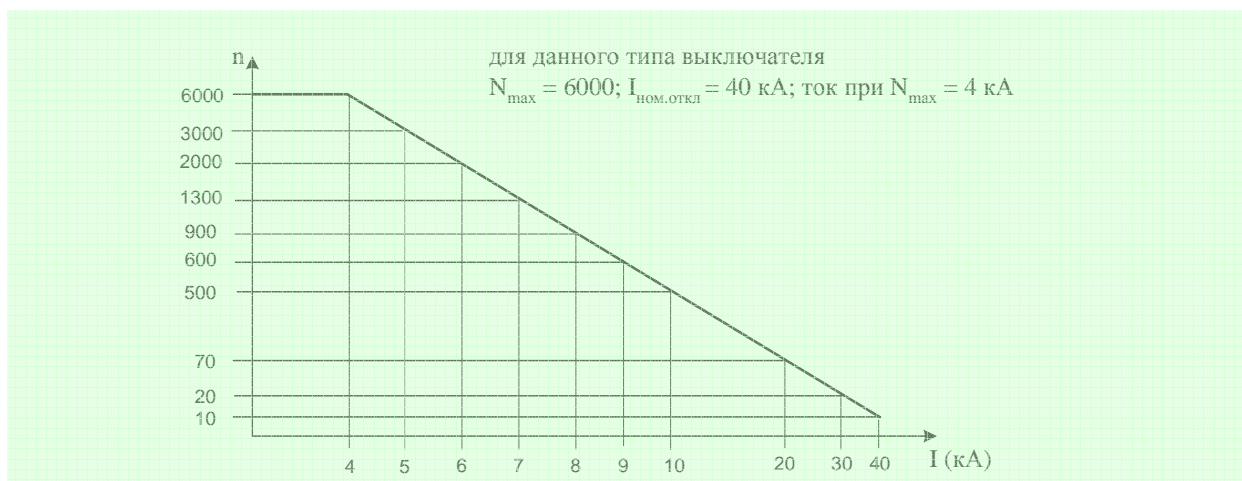


Рисунок 4

Коммутационный ресурс 100% соответствует допустимому количеству операций включения/отключения при данном токе.

Расчет количества операций включения и отключения производится отдельно по типам операции.

На данный момент ПМ РЗА "Діамант" с версией программного обеспечения защит и автоматики для обходного выключателя установлены в следующих местах эксплуатации:

- Днепровская энергосистема (ПС "ДД");
- Юго-Западная энергосистема (ПС "Хмельницкая"), (ПС "Тернополь");
- Северная энергосистема (ПС "Артема");
- Черкасыоблэнерго (ПС "Умань").

## **ОПЫТ ВНЕДРЕНИЯ МОНИТОРИНГА И ОПЕРАТИВНОГО УПРАВЛЕНИЯ НА БАЗЕ РЗА "ДИАМАНТ" ПОДСТАНЦИИ 150/35/10 КВ "УМАНЬ" ОАО "ЧЕРКАССЫОБЛЭНЕРГО"**

**Кононенко А.И., Черкассоблэнерго**

**Ройтенко А.И., Манзар Г.А. Уманские энергетические сети**

**Нистратов А.Д., Тищенко В.П. НПП ХАРТРОН-ИНКОР.**

В декабре 2003 года на подстанции 150/35/10 кВ "Умань" ОАО "Черкассоблэнерго" была введена в эксплуатацию система мониторинга на базе приборных модулей релейной защиты и автоматики ПМ РЗА "Діамант" (АСУ ТП "Діамант").

Особенностью системы мониторинга релейной защиты на ПС 150/35/10 кВ "Умань" было использование, впервые, полностью отечественных микропроцессорных защит.

Целью создания мониторинга РЗА являлось:

- обеспечение экономической эффективности использования оборудования подстанции путем создания автоматизированных рабочих мест (АРМ);
- совершенствование информационного обеспечения и автоматизация технологических процессов для повышения качества работ персонала;
- повышение, в конечном счете, надежности электроснабжения потребителей.

Система позволила реализовать для обслуживающего персонала ПС следующие возможности:

- конфигурирование ПМ РЗА "Діамант";
- получение и просмотр рабочих величин и данных об аварийных процессах;
- задание уставок защит и автоматики;
- архивирование и документирование информации.

Архитектура системы мониторинга и оперативного управления ПС приведена на рисунке 1.

## СОСТАВ СИСТЕМЫ

Система представляет собой многофункциональную открытую программно-аппаратную среду для обеспечения контроля и управления распределенными энергетическими объектами ПС.

Нижний уровень системы мониторинга децентрализован и представлен восемью ПМ РЗА "Діамант" следующих модификаций:

- ПМ РЗА дифференциальной защиты шин;
- ПМ РЗА трехфазных трансформаторов 150/35/10 кВ;
- ПМ РЗА линий ВЛ 150 кВ.

В состав верхнего уровня АСУ ТП "Діамант" вошли:

- автоматизированное рабочее место дежурного оператора ПС (АРМ);
- автоматизированное рабочее место инженера-релейщика (АРМ-Р);
- локальная информационная сеть.

Функциональная схема АСУ ТП "Діамант" на ПС 150/35/10 кВ "Умань" показана на рисунке 2.

Технические средства для каждого из АРМ и АРМ-Р включают:

- персональный компьютер (системный блок на базе Pentium-4, монитор, клавиатура и манипулятор "мышь");
- систему точного времени на базе GPS (только в составе АРМ);
- лазерный принтер для распечатки отчетов (только в составе АРМ);
- цветной струйный принтер для вывода графической информации (только в составе АРМ-Р);
- блок бесперебойного электропитания.

К оборудованию локальной вычислительной сети относятся:

- 2 встроенных контроллера (PCI) интерфейса RS-485, на два порта каждый;
- оборудование подсистемы GPS;
- модем для связи по телефонной линии;
- коммутатор сети Ethernet;
- кабельные линии информационной связи.

Компьютеры работают под управлением операционной системы MS Windows 2000 с базой данных MS SQL-сервер. Связь между ними в пределах ПС осуществляется по сети Ethernet с протоколом TCP/IP.

## ФУНКЦИИ АРМ

АРМ обеспечил выполнение следующих основных функций:

- запуск системы;
- мониторинг оборудования, технических средств ПС;
- архивирование и документирование информации;
- дистанционное считывание и задание уставок, ввод и вывод защит ПМ РЗА

"Діамант";

- управление распечаткой протоколов и документов.

Одной из особенностей поставленной системы явилось, с целью минимизации средств и оборудования, совмещение на одном компьютере:

- **функции консоли оператора:**

- сигнализация аварийного состояния электрической части объекта и срабатывания защит и автоматики;

- сигнализация аварийного состояния аппаратных средств;

- представление оператору информации о текущем состоянии электрических параметров оборудования электрической части объекта;

- представление оператору информации о событиях в системе;

- отображение заархивированной и текущей информации в виде трендов параметров, с целью выполнения анализа процессов, происходящих в системе;

- представление оператору информации о режимах работы защищаемого оборудования, введенных и выведенных защитах, об уставках защит;

- представление оператору информации о состоянии высоковольтных выключателей;

- представление оператору информации о состоянии ПМ РЗА - режиме работы, наличии связи с АРМ, результатах самоконтроля;

- выполнение коррекции и ввода уставочной информации в ПМ РЗА (данная функция защищается паролем от несанкционированного доступа);

- сохранение уставок в базе данных и выбор уставок из базы данных;

- **функции сервера архивирования:**

- прием от монитора реального времени (МРВ) оперативных данных, посылаемых для архивирования;

- прием от МРВ информации о событиях в системе (журнал событий);

- сохранение полученных данных в архивах;

- регистрация и архивирование считанной с ПМ РЗА информации, осциллограмм, пусковых процессов;

- чтение заархивированных данных по запросам оператора;

**•функции сервера документирования:**

- подготовка документов о состоянии электрической части объекта на заданных интервалах времени по архивным данным;
- сивов рведение базы данных аварийных массивов информации, считанной с ПМ РЗА;
- выполнение просмотра в графической и символьной форме считанных с ПМ РЗА мас- сивов аварийной информации:
- массивов регистрации аварийных ситуаций – РАС;
- массивов регистрации аналоговых параметров – РАП;
- масегистрации электрических параметров при включении оборудования;
- массивов регистрации осциллограмм;
- преобразование массивов аналоговых параметров в формат COMTRADE, с дополне- нием дискретной информацией о событиях;
- выполнение просмотра и управления печатью подготовленных документов;

**•функции монитора реального времени:**

- периодический опрос (один раз в секунду) и приём с ПМ РЗА по локальной сети, на основе физического интерфейса RS-485 и протокола MODBUS, информации о текущем со- стоянии параметров электрооборудования ПС и ПМ РЗА;
- первичную обработку поступающей с ПМ РЗА информации;
- формирование кадров информации о состоянии электрического оборудования и аппа- ратных средств для отображения на консоли оператора и архивирования;
- формирование кадров информации для сигнализации об аварийных ситуациях;
- формирование сообщений в журнал событий в части электрического оборудования и аппаратных средств;
- организацию считывания с ПМ РЗА массивов информации регистрации пара- метров аварий, пусковых процессов, осциллограмм, событий и передачу данных мас- сивов для архивирования и последующей дешифрации;
- считывание по командам с консоли уставочной информации с ПМ РЗА и ввод новой уставочной информации.

## **ФУНКЦИИ АРМ-Р**

АРМ-Р обеспечил выполнение следующих основных функций:

- задание уставок;
- конфигурирование ПМ РЗА "Діамант";
- мониторинг текущего состояния защит;

- инструментарий инженера-релейщика с решением задач:
  - графического и символьного представления аварийной информации;
  - гармонического анализа до 20-й гармоники;
  - разложения на ортогональные составляющие аварийных параметров;
  - разложения на симметричные составляющие аварийных параметров;
  - построения годографа сопротивления;
  - построения реальной тормозной характеристики дифференциальной защиты.

## **СТЫКОВКА С ВНЕШНИМИ СИСТЕМАМИ**

АРМ обеспечил информационную связь по стандартному каналу связи RS-485 по протоколу MODBUS с оборудованием ОИК ГП "Укрэнергоэфективність".

От ПМ РЗА "Діамант" в ОИК поступают два вида переменных:

- телеизмерения электрических параметров (ТИ);
- аварийные телесообщения (ТС).

ТИ, ТС разделены на ряд групп по признакам:

- выполняемых функций защиты и автоматики;
- принадлежности к срабатыванию конкретного ПМ РЗА;
- электрических параметров;
- аварийных сообщений;
- диагностических сообщений.

Подсистема GPS в составе АРМ позволила синхронизировать все электрические процессы релейной защиты в ПМ РЗА "Діамант" с точностью до 1 мс.

АРМ обеспечил возможность передачи информации по междугородной телефонной линии связи через модем для связи с рабочим местом разработчика в г. Харькове.

## **ВНЕДРЕНИЕ АСУ ТП "ДІАМАНТ"**

Особенностью системы качества ОАО ХАРТРОН, имеющей сертификат соответствия международному стандарту ISO 9001-2001, является проведение полной отработки поставленного оборудования на комплексных и исследовательских стендах предприятия, с имитацией всех аварийных процессов РЗА. На этапе проектирования системы был согласован совместный "Протокол № ПР – 17010-253/2003 по составу параметров ПМ РЗА "Діамант", передаваемых в конвертор ВУ "Укрэнергоэфективність". Такой подход к системе качества всю трудоемкость пуско-наладочных работ возлагает на поставщика АСУ ТП, значительно сокращая сроки внедрения системы на энергообъекте. В этой части следует отметить, что

внедрение системы мониторинга ПМ РЗА "Діамант" на ПС 150/35/10 кВ "Умань" было проведено за 4 дня. На этапе опытной эксплуатации системы были два выезда специалистов на ПС "Умань" для проведения стыковочных работ с ОИК ГП "Укрэнергоэффективность" и проверки параметров ТИ, ТС в штатном диапазоне.

В заключение необходимо отметить, что совместная работа специалистов РЗА ПС 150/35/10 кВ "Умань" и НПП ХАРТРОН-ИНКОР, а также научно-техническая поддержка службы СДТУ по ТМ ОАО "Черкасыоблэнерго", в части определения и ретрансляции параметров ТМ и ТС, позволили оптимально, в короткие сроки провести весь комплекс пусконаладочных работ на объекте.

Архитектура иерархической АСУ ТП ПС

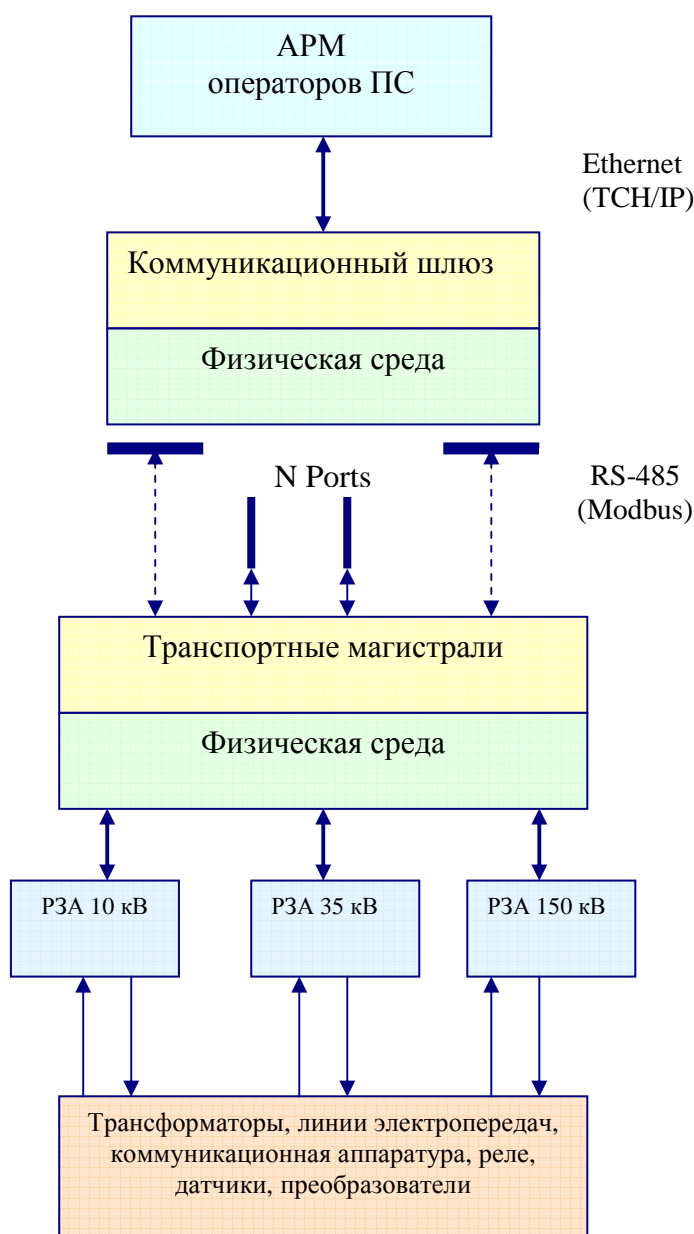


Рисунок 1



## Функциональная схема АСУ ТП ПС

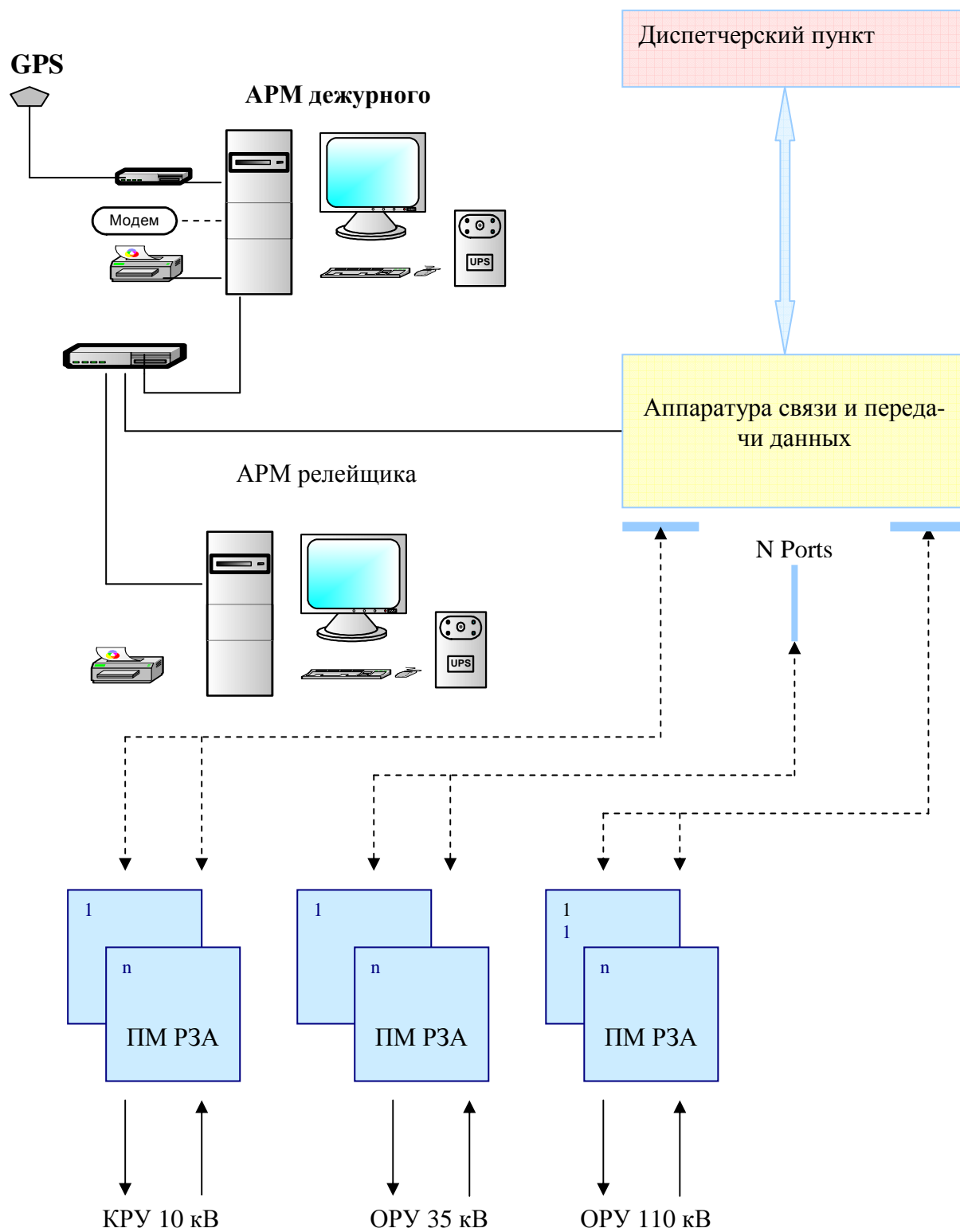
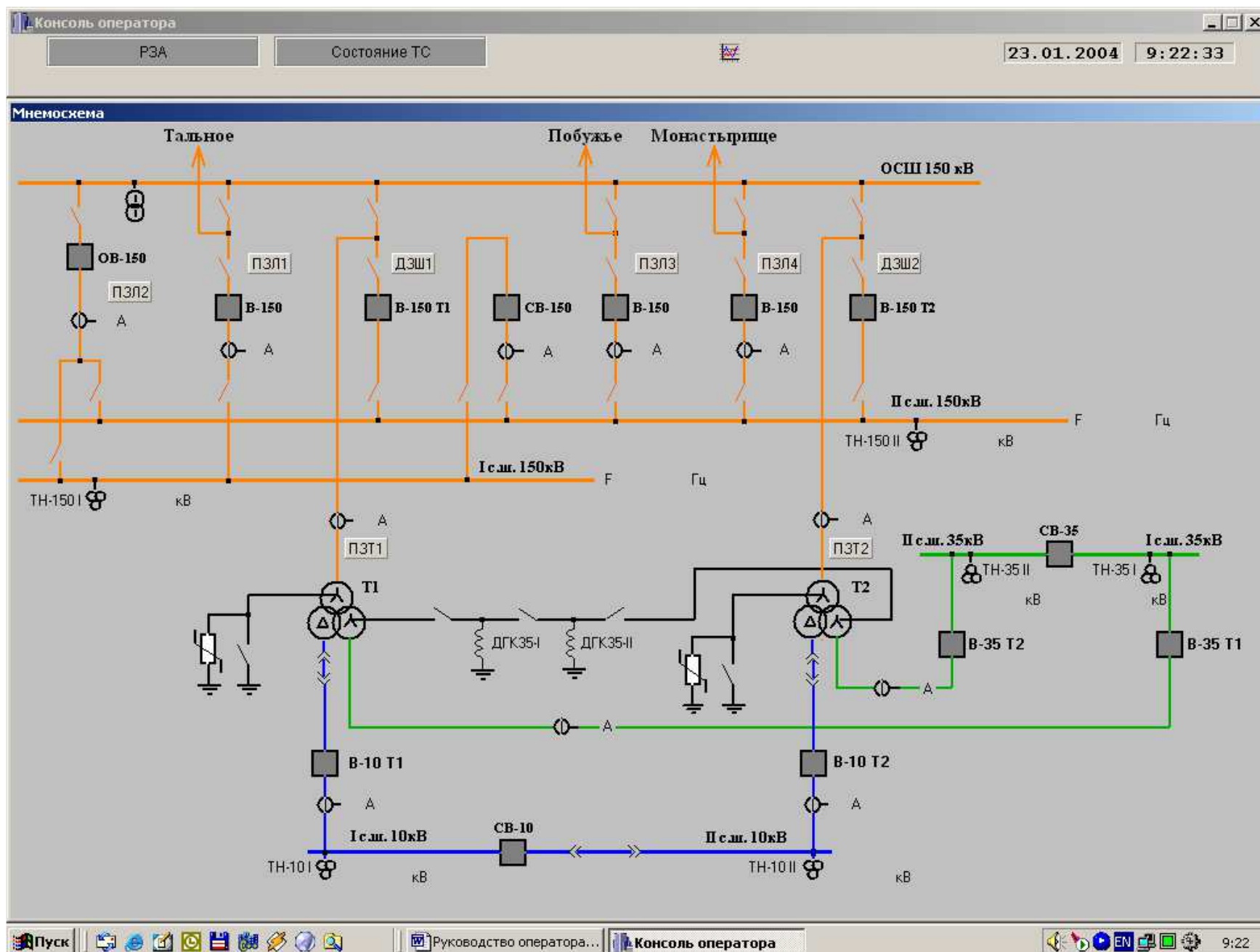


Рисунок 2



Состояние технических средств

Дата и время запуска МРВ24.04.03 15:53:30

Состояние МРВНормальное рабочее состояние

Кол. ошибок при передаче данных0

МРВ

ПЗТ1

ПЗТ2

ДЗШ1

ДЗШ2

ПЗЛ1

ПЗЛ2

ПЗЛ3

ПЗЛ4

ПМ РЗА Защита и автоматика ВЛ 150 кВ на Побужье (ВЛ W5F)

Состояние прибора

Норма

Состояние канала связи

Работает

Дата и Время начала обмена24.04.03 15:53:30

Дата и Время блокировки обменаНет

Блокировка обмена

Заблокировать

Количество пакетов по RS13

Количество ошибок0

Дата и Время последней ошибки

Нет

Закреть

84

Защита и автоматика ВЛ 150 кВ на Побужье (ВЛ W5F)

Защиты:

В работе

1

группа уставок

Поступившие аварийные сообщения

F

0.00

Гц

Работа на откл. ВВ

ТЗНП 1

☒

Работа на откл. ВВ

МТЗ 1

☐

ТЗНП 2

☐

МТЗ 2

☐

ТЗНП 3

☐

МТЗ 3

☐

ТЗНП 4

☐

ТЗОП 1

☐

ТЗНП 5

☐

ТЗОП 2

☐

ДЗ1 МФ

☐

ДЗ1 ОФ

☐

ДЗ2 МФ

☐

ДЗ2 ОФ

☐

ДЗ3 МФ

☐

ДЗ3 ОФ

☐

ДЗ4 МФ

☐

ДЗ4 ОФ

☐

ДЗ5 МФ

☐

ДЗ5 ОФ

☐

МФТО

☐

КЦН

☐

Отключ. от защит ПДЭ

☒

Внешнее отключ. №2

☒

Автоматика:

УРОВ

☒

АПВШ

☒

АПВ

☒

Сброс памяти

Сработала ТЗНП 1  
Последний тип КЗ:  
КЗ фазы А  
Пуск АПВ  
ВВ отключен защитой  
КЗ за спиной

Контроль ВВ

Ua

0.00

кВ

Uab

0.00

кВ

Ub

0.00

кВ

Ubc

0.00

кВ

Uc

0.00

кВ

Uca

0.00

кВ

Ia

0.0

А

Ib

0.0

А

Ic

0.0

А

Ub1

0.00

кВ

Ubc1

0.00

кВ

U03

0.00

кВ

I ШОН

0.00

А

U ШОН

0.00

кВ

U линии

0.00

кВ

3I0

0.00

А

3U0

0.00

кВ

P

0.00

МВт

Q

0.00

МВар

I2

0.00

А

U2

0.00

кВ

Wpp

0.00

МВт\*ч

Wgp

0.00

МВт\*ч

Wpq

0.00

МВар\*ч

Wgq

0.00

МВар\*ч

РАС/РАП

Тренды

Арх. тренды

Уставки

Закреть

Защита шин 150 кВ (ДЗШ1)

В работе
1
группа уставок

Поступившие аварийные сообщения

F 0.00 Гц

Защиты:
Работа на откл. БВ

Диф. отсечка
ДЗТ
Чувствит. орган ДЗШ
ТЗНП 1
ТЗНП 2
МТЗ 1
МТЗ 2
МТЗ 3

Автоматика:
УРОВ
АПВШ
АПВ

Сброс памяти

Блок. ДИФ.З. по I Н/Б
Снятие блокировки ДИФ.З.

Токи линий
Ia 0.0 A
Ib 0.0 A
Ic 0.0 A

Токи ОВ
Ia 0.0 A
Ib 0.0 A
Ic 0.0 A

Токи ШСВ
Ia 0.0 A
Ib 0.0 A
Ic 0.0 A
3I0 0.0 A

Токи тр-ра
Ia 0.0 A
Ib 0.0 A
Ic 0.0 A

Ua 0.00 кВ
Ub 0.00 кВ
Uc 0.00 кВ
3U0 0.00 кВ

РАС/РАП
Тренды
Арх. тренды
Уставки
Закреть

Защита и автоматика силового трансформатора Т1 (ПЗТ1)

В работе **2** группа уставок

Поступившие аварийные сообщения

Защиты:

Работа на откл. ВВ

Работа на откл. ВВ

ТЗНП 1

ТЗНП 2

АВР 35 кВ

АВР 10 кВ

Диф. отсечка

ДЗТ

ГЗ - 1 ст.

ГЗ РПН

МТЗ 150

МТЗ 35

МТЗ 10

ЗОП

КИ 35 кВ

КИ 10 кВ

ГЗ - 2 ст.

Автоматика:

УРОВ 150

УРОВ 35

УРОВ 10

АПВ 35

АПВ 10

Блок. ДИФ.З. по I Н/Б

Снятие блокировки ДИФ.З.

Входы

Температура масла

Уровень масла

Газовое реле РПН

Нет нормы U 10кВ 2 СШ

Нет нормы U 35кВ 2 СШ

Ввод АВР 10 кВ

Ввод АВР 35 кВ

ТС - 40 грд

ТС - 55 грд

150 кВ

Iab Inf A

Ibc Inf A

Ica Inf A

3I0 Inf A

35 кВ

Iab Inf A

Ibc Inf A

Ica Inf A

10 кВ

Ia Inf A

Ib Inf A

Ic Inf A

Ua Inf кВ

Ub Inf кВ

Uc Inf кВ

Uab Inf кВ

Ubc Inf кВ

Uca Inf кВ

P Inf МВт

Q Inf Мвар

Ua Inf кВ

Ub Inf кВ

Uc Inf кВ

Uab Inf кВ

Ubc Inf кВ

Uca Inf кВ

P Inf МВт

Q Inf Мвар

Энергия на стороне 35 кВ

Генерируемая

Wp Inf МВт·ч

Wq Inf Мвар·ч

Потребляемая

Wp Inf МВт·ч

Wq Inf Мвар·ч

Энергия на стороне 10 кВ

Генерируемая

Wp Inf МВт·ч

Wq Inf Мвар·ч

Потребляемая

Wp Inf МВт·ч

Wq Inf Мвар·ч

Тренды

Арх. тренды

Уставки

Закреть

Считывание аварий из ПМ РЗА. ВЛ W5F

Выполняется считывание массива РАП

РАС    РАП    Осциллог.

Количество зарегистрированных аварий (РАП) 5

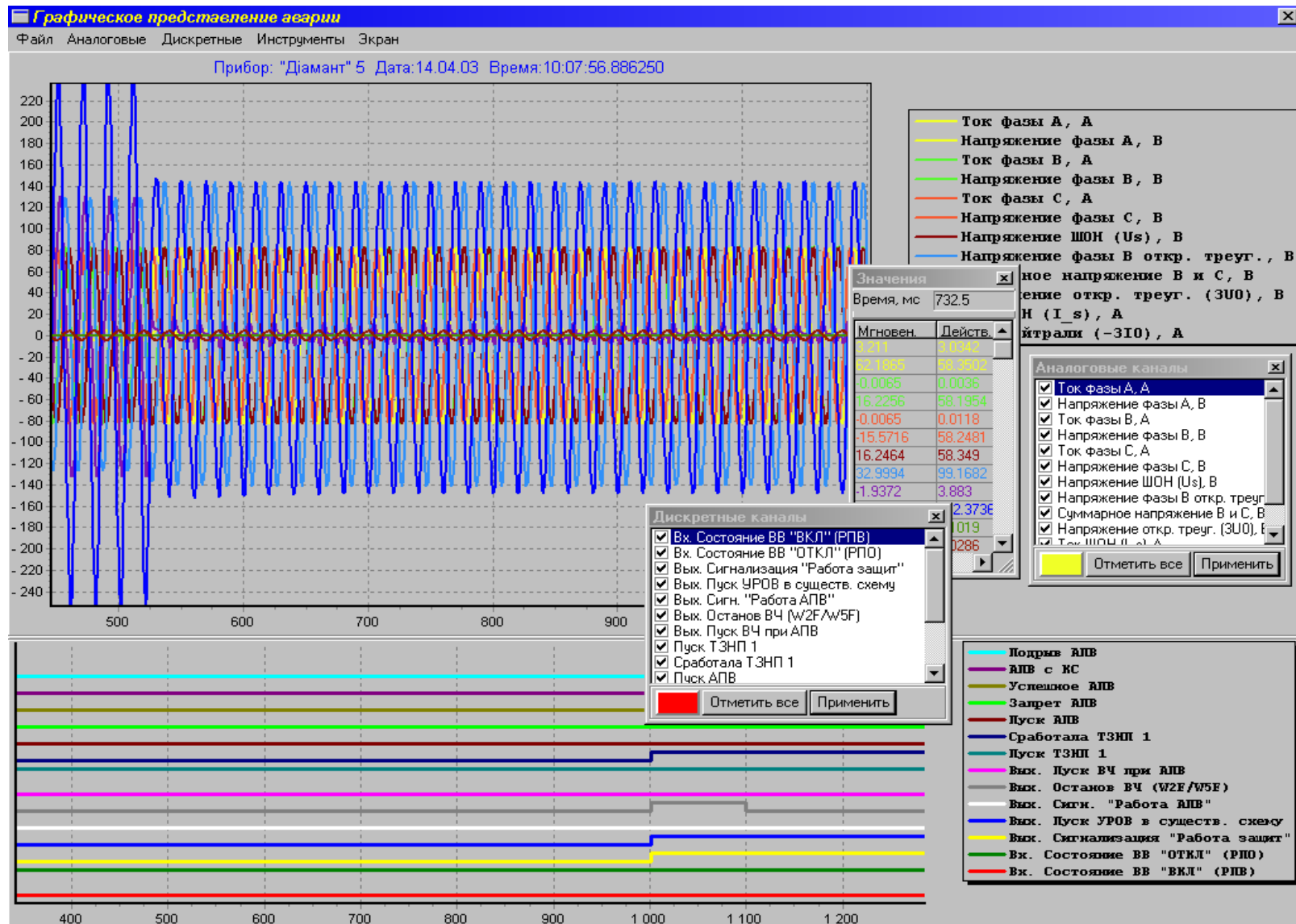
Считываемая авария (РАП)

Последний

Количество считанных блоков 8 0.04 Сек

Прервать считывание    Закрыть





Отчет о событиях в устройстве

Прибор: "Діамант" 5

Защита и автоматика ВЛ 150 кВ на Побужье (ВЛ W5F)

☐ Все события
 Начать с 15.04.2003 0 ¼ час. 0 ¼ мин.

Окончить 15.04.2003 23 ¼ час. 59 ¼ мин.

Выбор событий для отчета

☒ Вх. Состояние ВВ "ВКЛ" (РПВ)  
☒ Вх. Состояние ВВ "ОТКЛ" (РПО)  
☒ Вх. Состояние привода  
☒ Вх. Состояние опертока цепей у  
☒ Вх. Команда КУ "Включить"  
☒ Вх. Команда КУ "Отключить"  
☒ Вх. Пуск АПВ  
☒ Вх. Внешнее отключение №2  
☒ Вх. Автоматическое ускорение  
☒ Вх. Внешнее отключение №1 (П,  
☒ Вх. Оперативное ускорение  
☒ Вх. Внешний сигнал №1  
☒ Вх. Внешний сигнал №2  
☒ Вх. Внешний сигнал №3  
☒ Вх. Внешний сигнал №4  
☒ Вх. Запрет АПВ  
☒ Вх. Переключение набора устав  
☒ Вх. Переключение набора устав  
☒ Вх. Переключение набора устав  
☒ Вх. Переключение набора устав  
☒ Вых. Сигнализация "Работа за  
☒ Вых. Пуск УРОВ в существ. схе  
☒ Вых. "Работа УРОВ" в схему Д.  
☒ Вых. Сигн. "Обрыв цепей напря.  
☒ Вых. Сигн. "Работа АПВ"  
☒ Вых. Сигн. "Неиспр. цепей управ  
☒ Вых. Сигн. "Работа УРОВ"  
☒ Вых. Останов ВЧ (W2F/W5F)  
☒ Вых. Пуск ВЧ при АПВ  
☒ Вых. Команда включения ВВ  
☒ Вых. Команда откл. ВВ (солено  
☒ Вых. Команда откл. ВВ (солено  
☒ Пуск ТЗНП 1  
☒ Пуск ТЗНП 2  
☒ Пуск ТЗНП 3  
☒ Пуск ТЗНП 4  
☒ Пуск ТЗНП 5  
☒ Пуск Д31 МФ  
☒ Пуск Д32 МФ  
☒ Пуск Д33 МФ  
☒ Пуск Д34 МФ  
☒ Пуск Д35 МФ

Отметить все

По умолчанию

Сохранить набор

Ведомость событий

В Е Д О М О С Т Ь   С О Б Ы Т И Й

Прибор: "Діамант" 5  
 Описание: Защита и автоматика ВЛ 150 кВ на  
 Побужье (ВЛ W5F)  
 Создана: 15.04.2003 11:18:33

События	Состояние вх/вых
15.04.2003 08:04:18.000000	
Перезагрузка системы	Вх. Б/К включения ВВ - ВКЛ.   Вх. Б/К отключения ВВ - ОТКЛ.
15.04.2003 08:04:18.000625	
	Вх. Б/К включения ВВ - ВКЛ.   Вх. Б/К отключения ВВ - ОТКЛ.
15.04.2003 08:04:19.008750	
Норма цепей напряжения	Вх. Б/К включения ВВ - ВКЛ.   Вх. Б/К отключения ВВ - ОТКЛ.
15.04.2003 08:04:19.009375	
	Вх. Б/К включения ВВ - ВКЛ.   Вх. Б/К отключения ВВ - ОТКЛ.
15.04.2003 08:04:19.014375	
Норма ВВ	Вх. Б/К включения ВВ - ВКЛ.   Вх. Б/К отключения ВВ - ОТКЛ.
15.04.2003 09:29:38.205000	
	Вх. Б/К включения ВВ - ВКЛ.   Вх. Б/К отключения ВВ - ОТКЛ.   Вх. Пуск АПВ
15.04.2003 09:29:45.982500	
	Вх. Б/К включения ВВ - ОТКЛ.

Создать/Обновить

Очистить

Печатать

Сохранить

Закрыть

90





**Уставки ПМ РЗА. Защита и автоматика ВЛ 150 кВ на Побужье (ВЛ W5F)**

В работе **1** группа  
 Выбрана для коррекции

Первая группа

---

**ВРЕМЯ ДЕЙСТВИЯ А.У.** 0.10 ☐ СЕК

0 - 10 шаг 0.01

---

**ДЗ МФ - 1 СТУПЕНЬ**

РАБОТА ДЗ МФ-1 НА ОТКЛ./СИГН.

ШИРИНА ЗК 4.0000 ☐ Ом  
 ВРЕМЯ ДВИЖЕНИЯ В ЗК 0.02 ☐ СЕК  
 КООРДИНАТА R - ВЕРШИНЫ 1 1.6100 ☐ Ом  
 КООРДИНАТА jX - ВЕРШИНЫ 1 1.6970 ☐ Ом  
 КООРДИНАТА R - ВЕРШИНЫ 2 -0.9480 ☐ Ом  
 КООРДИНАТА jX - ВЕРШИНЫ 2 1.9200 ☐ Ом  
 КООРДИНАТА R - ВЕРШИНЫ 3 -0.5680 ☐ Ом  
 КООРДИНАТА jX - ВЕРШИНЫ 3 0.0490 ☐ Ом  
 КООРДИНАТА R - ВЕРШИНЫ 4 0.5390 ☐ Ом  
 КООРДИНАТА jX - ВЕРШИНЫ 4 -0.0470 ☐ Ом  
 ВРЕМЯ ВЫДЕРЖКИ 0.00 ☐ СЕК  
 АВТОМАТИЧЕСКОЕ УСКОРЕНИЕ

ВРЕМЯ ВЫДЕРЖКИ А.У. 0.00 ☐ СЕК  
 ОПЕРАТИВНОЕ УСКОРЕНИЕ

ВРЕМЯ ВЫДЕРЖКИ О.У. 0.00 ☐ СЕК  
 0 - 10 шаг 0.01

---

**ДЗ МФ - 2 СТУПЕНЬ**

РАБОТА ДЗ МФ-2 НА ОТКЛ./СИГН.

Отчет по аварийным событиям за прошедшие сутки				
время выборки с 0.00.00 до 24.00.00 05-11-2003				
Дата	Время	Источник сообщения	Текст сообщения	Тип сообщения
05.11.2003	14:46:24	ТПЭВМ	Нет связи с MODBUS сервером	Авар.
05.11.2003	14:46:24	ПЗТ1	Б/К ВВ150 неисправны	Авар.
05.11.2003	14:46:24	ПЗТ1	Б/К ВВ35 неисправны	Авар.
05.11.2003	14:46:24	ПЗТ1	Б/К ВВ10 неисправны	Авар.
05.11.2003	14:46:33	ПМ ДЗШ2	Ошибка обмена по RS интерфейсу	Авар.
05.11.2003	14:46:33	ПМ ПЗТ2	Ошибка обмена по RS интерфейсу	Авар.
05.11.2003	14:46:33	ПМ ПЗЛ1	Ошибка обмена по RS интерфейсу	Авар.
05.11.2003	14:46:33	ПМ ПЗЛ4	Ошибка обмена по RS интерфейсу	Авар.
05.11.2003	14:46:33	ПМ ПЗЛ2	Ошибка обмена по RS интерфейсу	Авар.
05.11.2003	14:48:15	ПЗЛ3	Сработала ТЗНП 4	Авар.
05.11.2003	14:48:15	ПЗЛ3	Сработала ТЗНП 5	Авар.
05.11.2003	14:48:15	Секция	КЗ по ф.А	Авар.
05.11.2003	14:48:15	ПЗЛ3	КЗ за линией	Авар.
05.11.2003	14:48:15	ПЗЛ3	Работа УРОВ	Авар.
05.11.2003	14:52:13	ПЗЛ3	Обрыв цепей напряжения	Авар.
05.11.2003	14:52:22	ТПЭВМ	Поток передачи массивов уже создан	Авар.
05.11.2003	15:27:49	ТПЭВМ	Нет связи с MODBUS сервером	Авар.
05.11.2003	15:27:50	ПЗТ1	Б/К ВВ150 неисправны	Авар.

Отчет за прошедшие сутки по оперативным параметрам								
Значения, входящие в отчет, начиная с 01.10.2003 0:00:00 по 04.11.2003 0:00:00								
Все значения.								
Дата	Время	Активная мощность	Линейное напряжени Uab	Генерир активна энергия	Линейно напряже Ubc	Ток ШОН	Линейно напряже Ubc	Ток фазы A
30.10.2003	14:39:52	0	0	11	0	0,01	0	1,35
30.10.2003	14:39:53	0	0	11	0	0,01	0	0,84
30.10.2003	14:39:55	0	0	11	0	0	0	0,8
30.10.2003	14:39:56	0	0	11	0	0,01	0	0,33
30.10.2003	14:39:57	0	0	11	0	0,01	0	0,12
30.10.2003	14:39:58	0	0	11	0	0,01	0	0,72
30.10.2003	14:40:00	0	0	11	0	0,01	0	0,22
30.10.2003	14:40:01	0	0	11	0	0,02	0	0,53
30.10.2003	14:40:02	0	0	11	0	0,02	0	0,4
30.10.2003	14:40:03	0	0	11	0	0	0	0,64
30.10.2003	14:40:05	0	0	11	0	0,01	0	0,2
30.10.2003	14:40:06	0	0	11	0	0	0	0,1
30.10.2003	14:40:07	0	0	11	0	0,01	0	0,58
30.10.2003	14:40:08	0	0	11	0	0,01	0	0,1
30.10.2003	14:40:10	0	0	11	0	0	0	0,4
30.10.2003	14:40:11	0	0	11	0	0,03	0	0,24
30.10.2003	14:40:12	0	0	11	0	0,02	0	0,63

Страница 1

Всего 330 страниц.



**ОПЫТ ЭКСПЛУАТАЦИИ КОМПЛЕКСА УПРАВЛЕНИЯ, АВТОМАТИКИ И ЗАЩИТЫ ПС 110/35/10КВ НПС "АВГУСТОВКА".**

Гаврилюк И.В., Лавриненко А.Н., Усс Н.П. ГАО "Приднепровские Магистральные Нефтепроводы".

Нистратов А.Д., Кочегаров Ю.И., Токмаков А.В. НПП ХАРТРОН-ИНКОР.

В 2000 году введен в эксплуатацию комплекс управления, автоматики и защиты на ПС 110/35/10 "Августовка" (г. Одесса) ГАО "Приднепровские Магистральные Нефтепроводы", разработанный НПП ХАРТРОН-ИНКОР.

Состав технических средств комплекса:

- панели защит и управления силовыми трансформаторами 1Т и 2Т (ПЗТ1, ПЗТ2), выполненные на базе приборных модулей релейной защиты и автоматики (ПМ РЗА "Діамант";
- щит собственных нужд (ЩСН);
- щит постоянного тока (ЩПТ);
- средства верхнего уровня, состоящие из автоматизированного рабочего места оператора (АРМ оператора) и комплекта соединительных кабелей.

Функции нижнего уровня выполняют ПМ РЗА "Діамант", установленные в ПЗТ1 и ПЗТ2.

Панели защит ПЗТ1 и ПЗТ2 являются щитом управления ПС с активной мнемосхемой. На мнемосхеме размещены ключи управления выключателями 110 кВ, 35 кВ, 10 кВ трансформаторов 1Т, 2Т и секционным выключателем 35 кВ, а также элементы индикации состояния разъединителей и заземляющих ножей РУ 110, 35, 10 кВ, измерительные приборы (рисунок 1).



Рисунок 1 - Внешний вид комплекса управления, автоматики и защит ПС 110/35/10 кВ.

Кроме того, ПЗТ1 и ПЗТ2 выполняют следующие функции:

- защита и автоматика трансформаторов ТДН-16000/110 с использованием ПМ РЗА "Діамант";
- отображение состояния защит и автоматики, событий, контролируемых параметров трансформаторов на жидкокристаллических индикаторах (ЖКИ) ПМ РЗА;
  - отображение напряжения на сторонах 35 и 10 кВ киловольтметрами;
- отображение состояния выключателей, разъединителей и заземляющих ножей на мнемосхеме;
- отображение информации о работе защит и автоматики с использованием ЖКИ ПМ РЗА;
- отображение оперативной информации на табло;
- контроль исправности индикаторов на мнемосхеме и на табло с использованием кнопки опробования индикации;
- ручное управление выключателями подстанции с использованием ключей на мнемосхеме или в автоматическом режиме по командам от ПМ РЗА;
- регистрации в ПМ РЗА параметров, характеризующих процесс эксплуатации силовых трансформаторов;
- управление РПН;
- отображения на ЖКИ ПМ РЗА ступеней регулирования напряжения РПН.

ЩСН обеспечивает выполнение функций управления собственными нуждами, защиты и автоматики трансформаторов собственных нужд.

ЩПТ служит для организации оперативного постоянного тока на ПС, управления и защиты аккумуляторной батареи.

Верхний уровень решает следующие задачи:

- объединения отдельных ПМ РЗА в единую автоматизированную систему на основе цифрового интерфейса RS-232;
- периодического опроса (один раз в секунду) и приёма с ПМ РЗА по локальной сети на основе физического интерфейса RS-232 информации о текущем состоянии параметров электрооборудования, обслуживаемого ПМ РЗА, и состояния ПМ РЗА;
- обработки поступающей с ПМ РЗА информации и её архивирования;
- формирования журнала событий в части электрического оборудования и аппаратных средств;

- считывания с ПМ РЗА массивов зарегистрированных аварийных параметров (РАП), событий (РАС) и их архивирования;
- ввода в ПМ РЗА системного времени;
- отображения и сигнализации аварийного состояния электрической части объекта и срабатывания защит и автоматики;
- предоставления оператору информации о текущем состоянии электрических параметров оборудования электрической части объекта;
- отображения заархивированной и текущей информации в виде трендов параметров;
- считывания информации об уставках ПМ РЗА, предоставления оператору информации о введенных и выведенных защитах, об уставках алгоритмов, обеспечение коррекции и ввода информации об уставках в ПМ РЗА;
- предоставления оператору информации о диагностике высоковольтных выключателей и расходовании их ресурса;
- предоставления оператору информации о состоянии ПМ РЗА (режим работы, наличие связи с ВУ, результат самоконтроля);
- подготовки документов о состоянии электрической части объекта на заданных интервалах времени по архивным данным;
- просмотра массивов аварийной информации, считанной с ПМ РЗА, в графической и табличной форме;
- преобразования аварийных массивов аналоговых параметров (РАП) в формат COMTRADE с дополнением дискретной информацией о событиях (РАС);
- выполнения просмотра и управление печатью подготовленных документов.

Реконструкция подстанции подстанции выполнялась поэтапно.

На первом этапе были введены щит собственных нужд, щит постоянного тока и панель защиты силового трансформатора 1Т.

Высокая степень заводской готовности аппаратуры способствовала быстрому вводу оборудования и не вызвало затруднений в его освоении эксплуатационным персоналом. Персоналом ПС были высоко оценены новые возможности в управлении, ведении режима ПС, регистрации нормальных и аварийных процессов, открывшиеся с применением ПМ РЗА "Діамант" и АРМ верхнего уровня.

Первое пробное включение силового трансформатора 1Т на холостой ход с уставками дифференциальной защиты порядка  $0,3 I_{ном}$  ПМ РЗА "Діамант" было unsuccessful и выявило отличие реальных процессов, протекающих в трансформаторе от расчетных. После анализа записанных встроенным в ПМ РЗА регистратором осциллограмм при сраба-

тивании дифференциальной защиты и дополнительно снятых характеристик трансформаторов тока были скорректированы уставки, и трансформатор был включён.

Осциллограмма процесса намагничивания трансформатора представлена на рисунке 2.

По результатам её частотного анализа с помощью инструментария АРМ уточнены уставки блокировки по величине 2-й и 5-й гармоник дифференциальных токов ДЗТ.

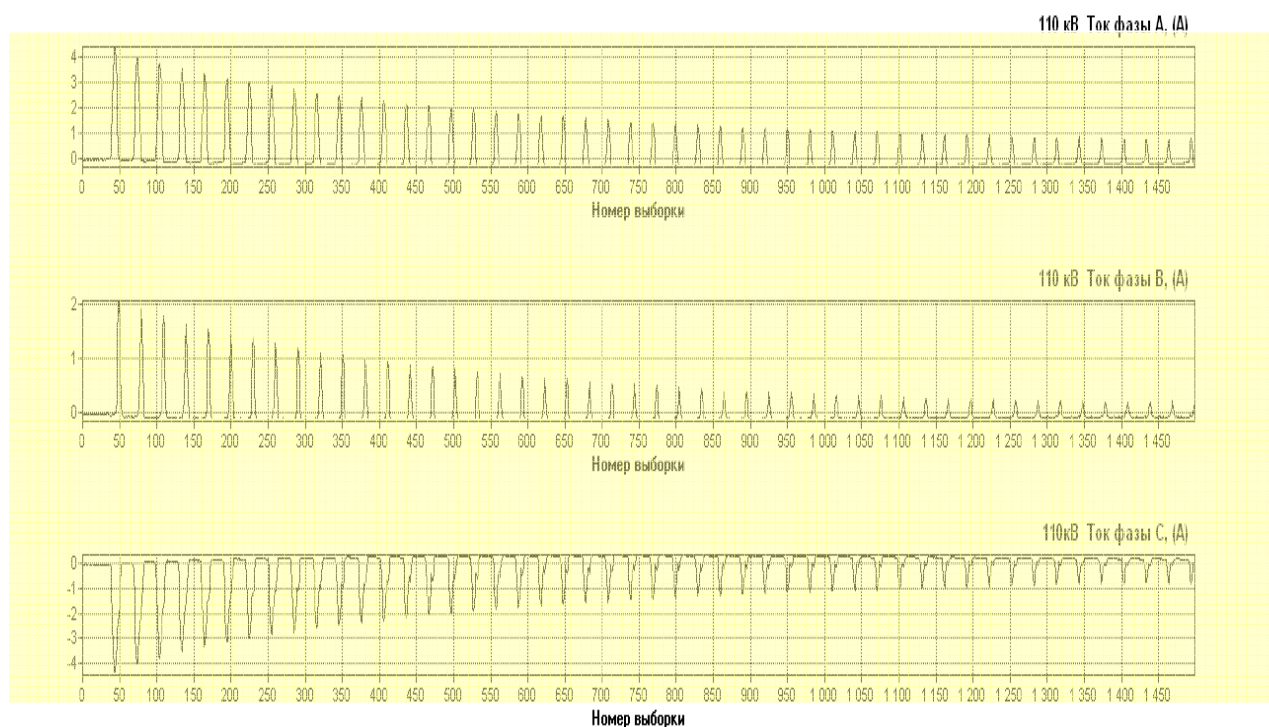


Рисунок 2 - Осциллограмма броска токов намагничивания при включении трансформатора 1Т на холостой ход

Первый этап ввода в эксплуатацию КТС был успешно завершён 29 декабря 2000г.

По инициативе ГАО ПДМН 28 февраля 2001 года проведены натурные испытания ПМ РЗА "Діамант" и всего комплекса технических средств искусственными КЗ.

Цель испытаний:

1. Проверить работу защит трансформатора 16 МВА в условиях внутреннего (в зоне дифференциальной защиты) и внешнего КЗ на стороне 10 кВ, зарегистрировать переходные процессы, оценить поведение защит, уточнить параметры срабатывания дифференциальной защиты трансформатора.
2. Оценить токи замыкания на землю на стороне 10кВ ПС Августовка и уточнить уставки защиты от замыкания на землю.

Программа испытаний предусматривала:

1. Опыт искусственного трехфазного КЗ на шинопроводе 10 кВ, ввода в КРУ 10кВ вне зоны дифференциальной защиты трансформатора.

Для создания КЗ была выполнена "отпайка" с масляным выключателем ВМП-10. КЗ производилось включением ВМП-10 на трехфазную закоротку. Отключение КЗ произош-

ло от МТЗ 10 кВ ПМ РЗА "Діамант" действием на отключение выключателя 10 кВ. Реакция КТС была правильной, замечаний не выявлено. Величины токов КЗ, зарегистрированных ПМ РЗА практически совпали с расчётными.

## 2. Опыт трёхфазного КЗ в зоне дифференциальной защиты трансформатора.

Для создания КЗ "отпайка" перенесена на ввод 10 кВ трансформатора. КЗ отключилось действием дифференциальной защиты ПМ РЗА "Діамант" на отключение выключателей 110, 35, 10 кВ. Замечаний к работе аппаратуры не выявлено.

## 3. Опыт однофазного замыкания на "землю" на вводе 10 кВ.

Опыт проводился аналогично пункту 2, при этом закоротку устанавливали между фазой В и "землёй". Включением ВМП-10 произведено замыкание фазы В на "землю", при этом ложных сигналов и срабатываний аппаратуры не наблюдалось. Но после опыта обнаружен отказ канала связи ПМ РЗА "Діамант" с АРМ ВУ из-за повреждения платы RS-ОПТО порта связи ПМ РЗА "Діамант" с АРМ. Связь восстановлена переходом на резервный канал связи.

Выход из строя платы RS-ОПТО, предназначенной для гальванической развязки порта связи ПМ РЗА "Діамант" с линией связи и рассчитанной на напряжение 2,5 кВ, был обусловлен дефектом контура заземления подстанции – неудовлетворительным заземлением нейтрали 2Т, который был выявлен и устранен при вводе ПЗТ2 второго трансформатора.

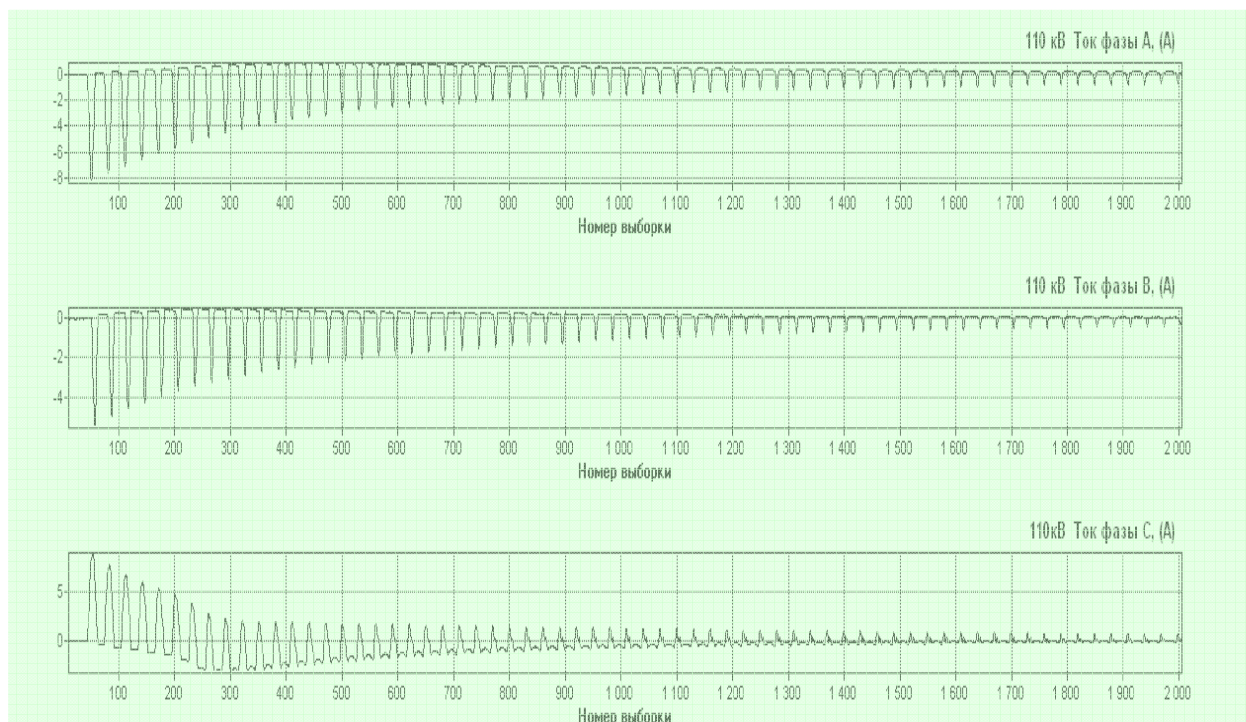


Рисунок 3 - Осциллограмма броска токов намагничивания при включении трансформатора 2Т на холостой ход

Зафиксированная ПМ РЗА осциллограмма первого включения трансформатора 2Т на холостой ход оказалась отличной от 1Т (рисунок 3). Также было зафиксировано наличие завышенного, по сравнению с трансформатором 1Т, тока нейтрали на стороне 110 кВ.

При обследовании трансформатора 2Т выявлено разрушение шины, соединяющей корпус трансформатора с контуром заземления подстанции. После устранения дефекта ток нейтрали стал близким к нулю, осциллограмма переходного процесса броска токов намагничивания трансформатора 2Т при включении на холостой ход стала аналогичной осциллограмме 1Т.

Однако 1 апреля 2001 года в 12:09:52 произошло ложное срабатывание дифференциальной защиты трансформатора 2Т. Осциллограммы, зафиксированные ПМ РЗА "Діамант" (рисунок 4) вновь засвидетельствовали о наличии дефекта в контуре заземления. В ГАО ПДМН были выданы рекомендации по устранению дефектов контура заземления.

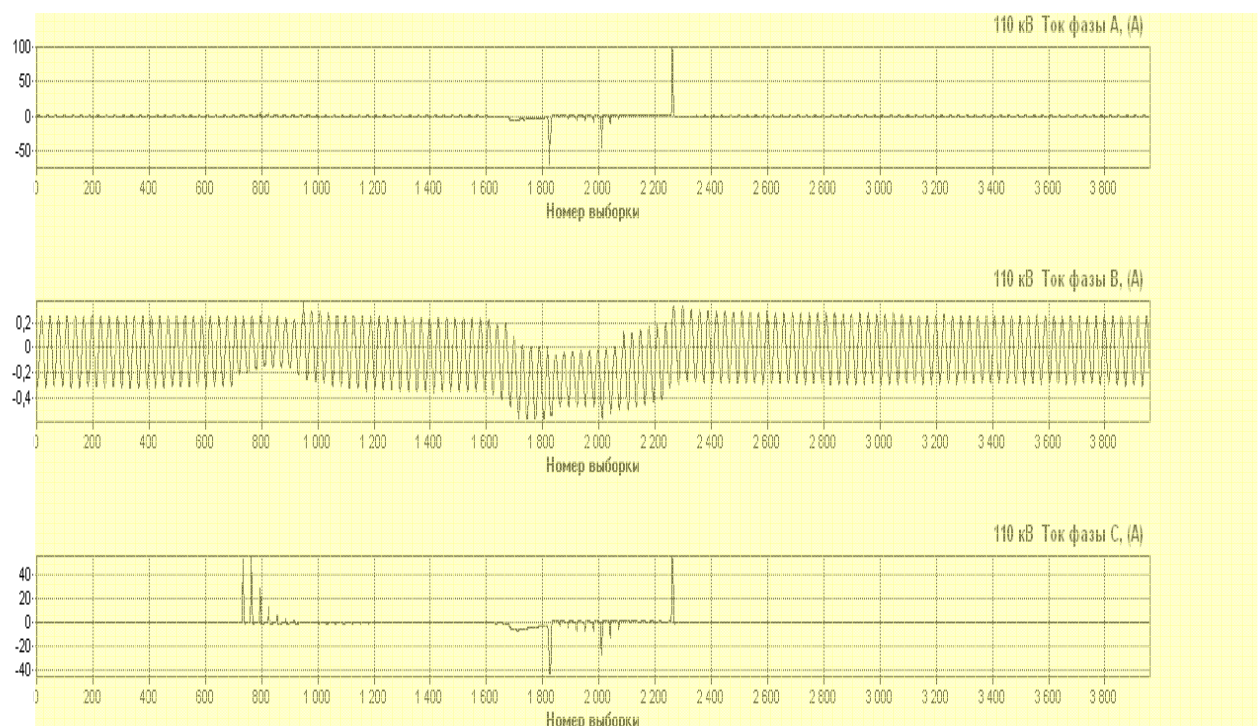


Рисунок 4 - Осциллограмма ложного срабатывания дифференциальной защиты при неисправном контуре заземления подстанции

Руководством ГАО ПДМН было принято решение о капитальном ремонте контура заземления. Фактически был выполнен новый контур заземления, отвечающий всем нормативным требованиям, после чего замечаний по работе ПМ РЗА "Діамант" не было.

С момента ввода в эксплуатацию аппаратуры зафиксированы различные сквозные короткие замыкания, информацию о наиболее характерных КЗ персонал подстанции пре-



доставлял для анализа в НПП ХАРТРОН-ИНКОР (рисунок 5). В результате совместного анализа, уточнены уставки токовых защит отходящих присоединений 35 кВ. Неправильных действий защит не отмечено.

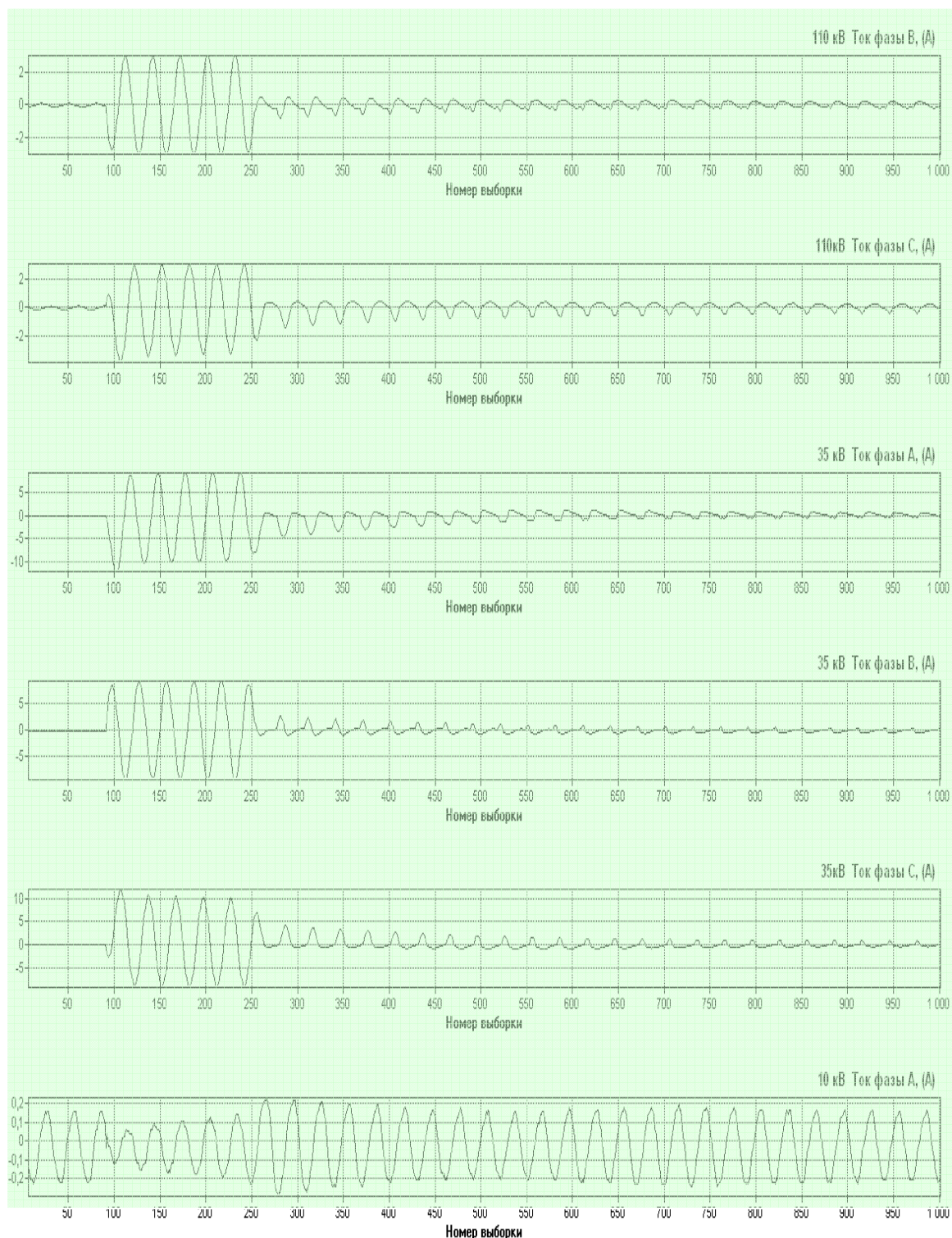


Рисунок 5 - Осциллограмма сквозного КЗ присоединения 35кВ

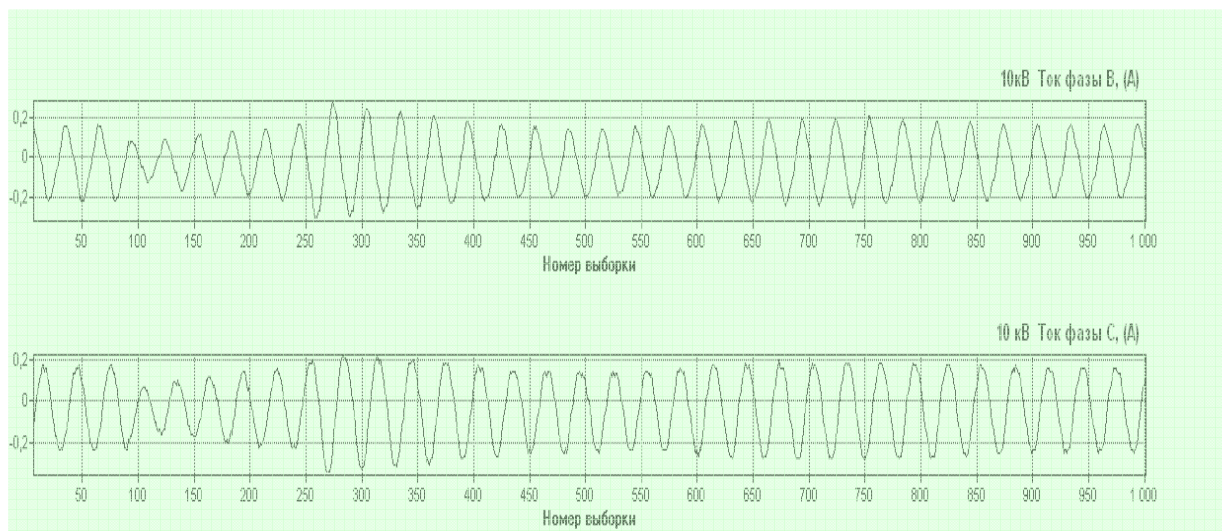


Рисунок 6 - Осциллограмма сквозного КЗ присоединения 35 кВ (Продолжение)

ГАО ПДМН совместно с НПП ХАРТРОН-ИНКОР планирует провести в течение 2005 года профилактическое обслуживание аппаратуры. Накопленный персоналом подстанции опыт и предложения по улучшению аппаратуры учитываются в разработках НПП ХАРТРОН-ИНКОР.

Пятилетний опыт эксплуатации микропроцессорной системы управления, защиты и автоматики ПС 110/35/10 кВ "Августовка" подтверждает её надёжность и высокое качество программно – технических средств



## **КОМПЛЕКС РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ БЛОКА ГИДРОГЕНЕРАТОР – ДВИГАТЕЛЬ 200 МВТ ГАЭС**

**Волкова И.Н., Горбенко В.В., Кочегаров Ю.И., Лаптев Д.Я., Мирошниченко В.А., Толмачев Б.А., Якименко Ю.В. НПП ХАРТРОН – ИНКОР**

Научно производственным предприятием ХАРТРОН – ИНКОР разработан комплекс электрических защит блока генератор – двигатель 200 Мвт Ташлыкской ГАЭС.

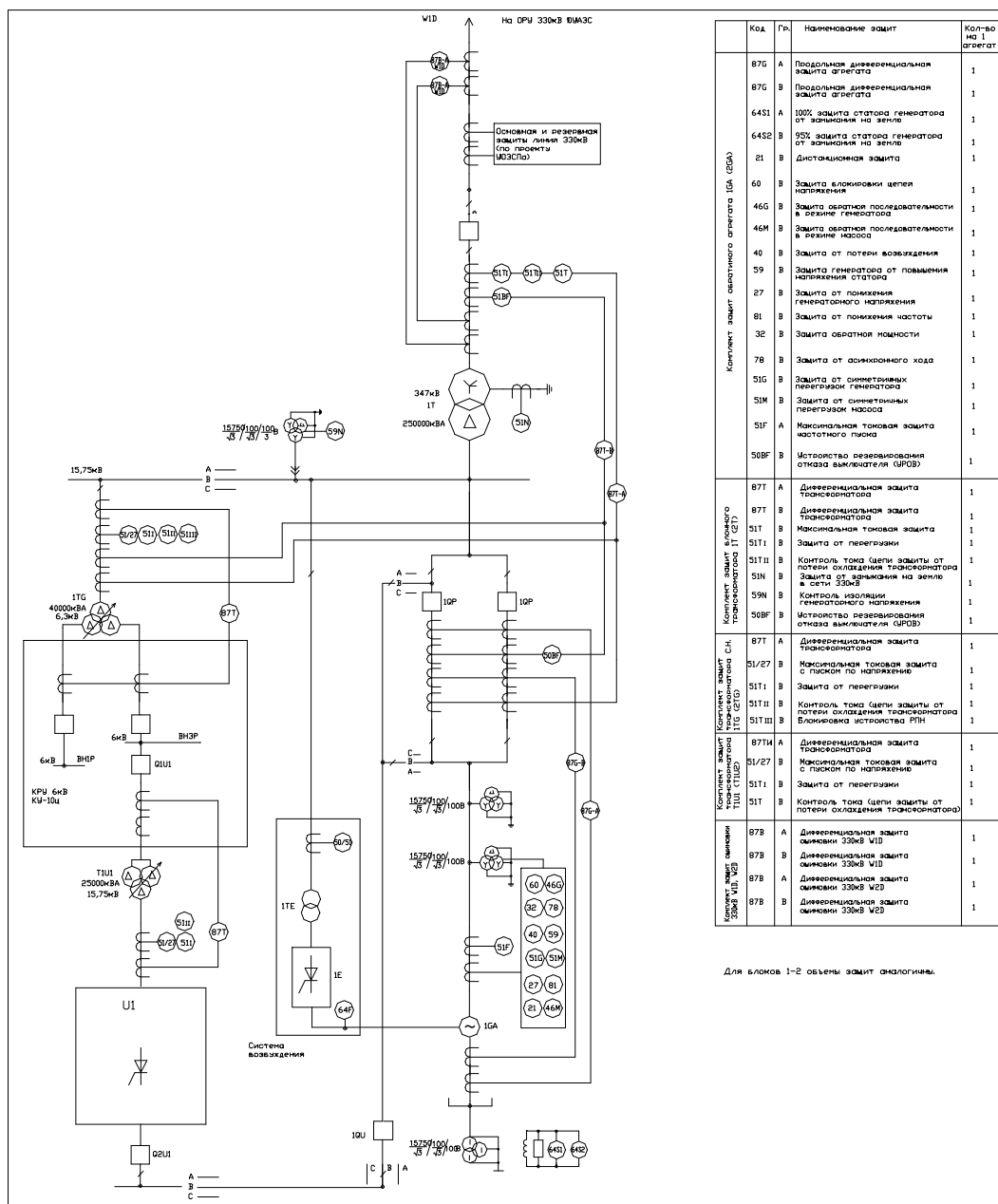
В основу разработки положены исходные данные и описание алгоритмов задач защит генератора и блочного трансформатора, выполненные АО ЛьвовОРГРЭС [1].

В соответствии с техническими требованиями на систему управления технологическим процессом Ташлыкской ГАЭС, разработанными институтом "Укрэнергопроект" основные электрические защиты блока от внутренних повреждений полностью дублированы и разделены на группы А и В. Для максимальной надежности защиты групп А и В разделены по токовым цепям, цепям напряжения и оперативного постоянного тока, входным и выходным цепям. На резервные защиты наряду с функциями ближнего и дальнего резервирования возложены также задачи выявления аномальных режимов генератора – двигателя и повреждений, не сопровождающихся токами короткого замыкания.

Функциональная схема размещения защит блока приведена на рисунке 1.

К защитам от внутренних повреждений относятся защиты, реагирующие на:

- все виды однофазных и многофазных КЗ с большими токами КЗ в зоне первичной схемы блока;
- витковое замыкание в блочном трансформаторе;
- перегрузку обмотки статора и ротора генератора – двигателя вследствие неисправности в системе возбуждения в генераторном и моторном режимах;
- повышение напряжения на обмотке статора генератора - двигателя;
- замыкание обмотки статора генератора – двигателя на землю;
- потерю возбуждения генератора;
- моторный режим генератора.



**Рисунок 1 – Функциональная схема размещения защит**

Защиты от внешних повреждений выполняют дальнейшее и ближнее резервирование, обеспечивая:

- выявление всех видов КЗ в зоне резервирования действия защит линий связи с энергосистемой;
- выявление режимов перегрузки генератора (двигателя) токами статора и ротора, нарушения зоны допустимых нагрузок по условиям устойчивости, вследствие возникновения аномальных режимов в энергосистеме.

Учитывая вероятность отказа выключателей при действии на них защит, предусмотрены функции резервирования отказов соответствующих выключателей (УРОВ).

**Комплекс электрических защит блока обеспечивает следующие режимы работы обратимого агрегата:**

- генераторный;
- двигательный;
- режим синхронного компенсатора с генераторным вращением;
- режим синхронного компенсатора с насосным вращением;
- пуск в насосный режим с помощью преобразователя частоты;

Защиты ложно не срабатывают при пуске в насосный режим в диапазоне частот  $f = 10 - 55$  Гц.

На время пуска в насосный режим вводится в работу только максимальная токовая защита.

Логическое построение защит блока основано на наличии быстродействующего резервирования отключения повреждений в первичной схеме блока, которые сопровождаются сверхтоками. Такое быстродействующее резервирование осуществляется дублированием дифференциальных защит агрегата и трансформатора блока. Дифференциальные защиты - "мгновенного действия" ( $\leq 0,03$  с), резервные имеют выдержку времени 0,35 - 0,5 с.

**Защиты от замыканий на землю в статоре агрегата и от потери возбуждения также дублируются.**

Для защиты пусковых цепей агрегата на время пуска в насосный режим вводится в работу только максимальная токовая защита. Защиты трансформаторов собственных нужд и пускового устройства – типовые и также дублированы.

**Указанные защиты полностью реализованы на микропроцессорных приборных модулях релейной защиты и автоматики (ПМ РЗА) "Діамант".**

Состав и распределение защит блока по приборным модулям "Діамант" и видам возможных повреждений оборудования представлены в таблице 1.

Комплекс релейной защиты блока гидрогенератор – двигатель 200 МВт в 2003 году прошел стендовые испытания

Таблица 1 – Распределение защит генератора – двигателя и блока по ПМ РЗА "Діамант" и видам возможных повреждений оборудования

Функции защит блока генератор – трансформатор, принцип работы	Виды повреждений	Идентификатор защит	Приборные модули "Діамант"				
			1	2	3	4	5
I основные функции							
Защиты генератора – двигателя							
<b>Группа А</b>							
Продольная дифференциальная защита	Внутреннее повреждение, междуфазное и витковое КЗ в обмотке статора	87G	+				
100% защита статора от замыкания на землю обмотки статора генератора	Однофазные замыкания на землю	64S1	+				
Защита от потери возбуждения, дистанционная защита, реагирующая на изменение сопротивления в асинхронном режиме	Аномальный режим генератора-асинхронный ход	40	+				
Максимальная токовая защита	Перегруз внешними КЗ	51F	+				
<b>Группа В</b>							
Продольная дифференциальная защита	Внутреннее повреждение, междуфазное и витковое КЗ в обмотке статора	87G		+			
95% защита от замыканий на землю	Однофазные замыкания на землю	64S2		+			
Защита от асинхронного хода	Аномальный режим генератора-асинхронный ход	78		+			

Продолжение таблицы 1

Функции защит блока генератор – трансформатор, принцип работы	Виды повреждений	Идентификатор защит	Приборные модули "Діамант"				
			1	2	3	4	5
Дистанционная защита: - одноступенчатая защита с контролем тока нейтрали генератора; - дистанционная двухступенчатая защита с контролем тока нагрузки со стороны РУ	Внешние КЗ, резервирование защит трансформатора блока и ВЛ 330кВ	21		+			
Блокировка цепей напряжения	Блокирование защит при неисправностях цепей напряжения	60		+	+		
Защита обратной последовательности в режиме генератора – максимальная по току статора обратной последовательности с интегрально зависимой характеристикой выдержки времени	Резервирование действия защит присоединений связи ГЭС с энергосистемой при внешних несимметричных КЗ в зоне резервирования, а также резервирование действия защит от внутренних несимметричных КЗ	46G			+		
Защита обратной последовательности в режиме двигателя	От перегрузки токами обратной последовательности при внешних несимметричных режимах, КЗ и при внутренних повреждениях	46M			+		
Защита от повышения напряжения на обмотке статора	Аномальный режим генератора по уровню напряжения на обмотке статора	59			+		
Защита от понижения напряжения на обмотке статора	Аномальный режим генератора по уровню напряжения на обмотке статора	27			+		

Функции защит блока генератор – трансформатор, принцип работы	Виды повреждений	Иден- тифи- катор защит	Приборные модули "Діамант"				
			1	2	3	4	5
Защита от понижения частоты	Аномальный режим в системе	81			+		
Защита обратной мощности	Аномальный режим турбины – моторный режим генератора, защита реагирует на потребление активной мощности	32			+		
Защита от симметричных перегрузок генератора – 2 ступени: - максимальная по току статора, с блокировкой по напряжению на обмотке статора ( или без нее) с независимой выдержкой времени ; - максимальная по току статора, с интегрально зависимой характеристикой выдержки времени	От перегрузок, вызванных внешними и внутренними КЗ, от перегрузки при внутренних повреждениях узлов системы возбуждения генератора и аномальных режимов в энергосистеме, резервирование действия защит присоединений связи электростанции с системой	51G			+		
Защита от симметричных перегрузок двигателя с зависимыми и независимыми характеристиками в функции от тока статора	Аномальный режим агрегата в двигательном режиме	51M			+		
<b>Защиты блочного трансформатора</b>							
<b>Группа А</b>							
Продольная токовая дифференциальная защита с торможением и блокировкой от бросков тока намагничивания и перевозбуждения	Междуфазное КЗ, однофазное КЗ на стороне ВН блочного трансформатора, витковые замыкания	87T				+	
Устройство резервирования отказа агрегатных выключателей (УРОВ)	Отказ в отключении выключателя - контроль по факту действия защит и наличию тока в присоединении	50BF				+	+

Функции защит блока генератор – трансформатор, принцип работы	Виды повреждений	Идентификатор защит	Приборные модули "Діамант"				
			1	2	3	4	5
Газовая защита – 2 ступени	Внутренние междуфазные и однофазные КЗ, сопровождаемые газовыделением при дуге; недопустимое понижение уровня масла					+	
<b>Группа В</b>							
Продольная токовая дифференциальная защита с торможением и блокировкой от бросков тока намагничивания и перевозбуждения	Междуфазное КЗ, однофазное КЗ на стороне ВН блочного трансформатора, витковые замыкания	87Т				+	
Защита от перегрузок двигателя с зависимыми и независимыми характеристиками	Аномальный режим трансформатора, внешние и внутренние КЗ, резервирование действия основных защит	51ТІ					+
Контроль тока (в цепи защиты от потери охлаждения)	Аномальный режим трансформатора, неисправности системы охлаждения трансформатора	51ТІІ					+
Защита от замыкания в сети 330кВ – максимальная по току нулевой последовательности на стороне ВН блочного трансформатора, 3-х ступенчатая с независимыми выдержками времени	Внешние и внутренние КЗ на стороне ВН блочного трансформатора; резервирование действия защит присоединения связи с энергосистемой при внешних КЗ, а также резервирование защит от внутренних повреждений высокой стороны блочного трансформатора	51N					+
Устройство резервирования отказа агрегатных выключателей (УРОВ)	Отказ в отключении выключателя - контроль по факту действия защит и наличию тока в присоединении	50BF					+
Контроль изоляции цепей генераторного напряжения		59N					+

**РЕАЛИЗАЦИЯ ФУНКЦИЙ ПРОТИВОАВАРИЙНОЙ АВТОМАТИКИ  
НА БАЗЕ МИКРОПРОЦЕССОРНОГО ПРИБОРНОГО МОДУЛЯ  
"ДИАМАНТ"**

Кочегаров Ю.И., Мирошниченко В.А., Нистратов А.Д.,

Толмачев Б.А., Шарубилов Р.В., Якименко Ю.В.

НПП ХАРТРОН - ИНКОР

В настоящее время в НПП ХАРТРОН - ИНКОР проводится большая работа по созданию средств противоаварийной автоматики на базе ПМ РЗА "Діамант".

Так, в 2004 году были разработаны и поставлены на Ровенскую АЭС два прибора противоаварийной автоматики с функциями фиксации активной мощности (ФАМ) и фиксации снижения напряжения (АФСН), которые успешно прошли опытную эксплуатацию и в настоящее время должны заменить старое оборудование (шкафы ШП2701, г. Чебоксары).

В 2005 году в НПП ХАРТРОН - ИНКОР на базе ПМ РЗА "Діамант" была завершена разработка двух вариантов реализации прибора противоаварийной автоматики ликвидации асинхронного режима (АЛАР).

Автоматика ликвидации асинхронного режима применяется для устранения опасных явлений, возникающих в энергосистемах при нарушении устойчивости параллельной работы агрегатов электростанций, целых электростанций и частей объединенных энергосистем [1, 2].

Первый вариант (АЛАР - 1) представляет собой цифровую реализацию аналоговой панели ЭПО - 1074 –74, принципы построения и работа которой описаны, например, в [3].

АЛАР-1 выполнена в трехфазном и трехступенчатом исполнении и выявляет двухчастотный асинхронный режим (АР) в энергосистеме.

Принцип действия основан на фиксации изменения знака мощности в зоне срабатывания измерительных органов сопротивления.

АЛАР-1 определяет знак скольжения (ускорение или торможение вектора ЭДС, расположенного за "спиной"), выдает, с учетом знака скольжения, команды на выполнение противоаварийных мероприятий, способствующих ресинхронизации по истечении заданного уставкой числа циклов АР. После дополнительной выдержки времени проверяется синхронность работы энергосистемы с выдачей команды на ее деление, если АР не прекратился или возвратом автоматики, если АР прекратился. При длительности цикла АР больше заданной уставкой также происходит возврат АЛАР.



Первая ступень выявляет АР и определяет знак скольжения в первом цикле.

АР выявляется путем контроля попадания векторов сопротивления в зоны срабатывания (чувствительную и грубую), задаваемых уставками ширины, смещения, зоны возврата и угла максимальной чувствительности. По превышению активной мощностью заданной уставки и знаку мощности определяется знак скольжения при условии срабатывания пускового органа счетчика циклов. Срабатывание пускового органа счетчика циклов происходит при попадании векторов сопротивления в заданную зону срабатывания измерительных органов сопротивления.

Для исключения срабатывания при КЗ в первой ступени применена блокировка по скорости прохождения вектора сопротивления через чувствительную и грубую зону. Время между моментами вхождения в чувствительную и грубую зону сравнивается с заданным. Если оно меньше уставки, то счетчик циклов АР не запускается. Если больше, то счетчик циклов фиксирует 0,5 цикла и, в зависимости либо без зависимости от заданного знака скольжения, выдается дискретный сигнал, реализующий соответствующее противоаварийное мероприятие в первом цикле АР. Длительность выдачи сигнала задается уставкой.

Вторая ступень АЛАР выявляет АР и знак скольжения в конце второго, третьего или четвертого цикла и резервирует первую ступень. Выявление АР и знака скольжения осуществляется так же, как в первой ступени. Если асинхронный ход продолжается после воздействий первой ступени и значение счетчика циклов – общего для всех ступеней – превышает уставку, срабатывает вторая ступень и выдает соответствующие дискретные сигналы. Длительность выдачи сигнала второй ступени задается уставкой. Для выявления АР по заданному сечению имеется возможность контроля электрического центра качания (ЭЦК) путем определения положения вектора сопротивления относительно заданной зоны ЭЦК. Контроль ЭЦК осуществляется в цикле АР, предшествующем срабатыванию второй ступени и его можно включить или отключить через уставку. После срабатывания второй ступени происходит возврат автоматики и сброс счетчика циклов АР. При возврате работа АЛАР блокируется на заданное время возврата.

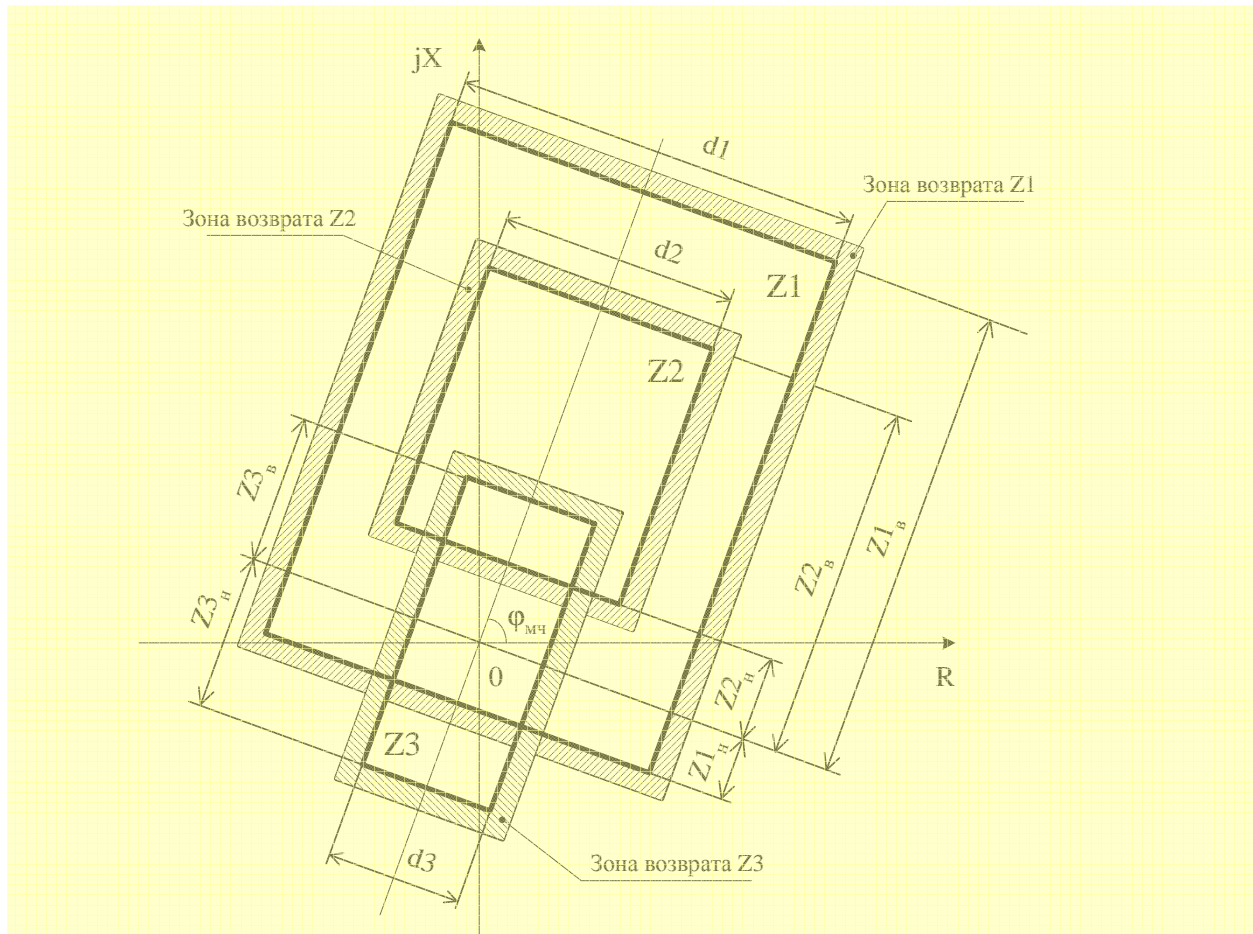
Третья ступень предназначена для ликвидации АР после выполнения мероприятий по ресинхронизации, если в течение дополнительной выдержки времени будет зафиксировано заданное количество циклов асинхронного хода. При срабатывании третьей ступени выдаются команды на отключение электропередачи с запретом АПВ. Аналогично второй ступени выполняется контроль ЭЦК в цикле, предшествующем срабатыванию третьей ступени.

Контроль длительности периода АР осуществляется путем сравнения времени между циклами с заданной уставкой. При превышении уставки происходит возврат всех

ступеней АЛАР и сброс счетчика циклов. Работа автоматики при этом блокируется на заданное уставкой время возврата.

При возникновении несимметричного КЗ работает дополнительная блокировка АЛАР по напряжению обратной последовательности  $U_2$ . Блокировка устанавливается на все время выполнения условия  $U_2 > U_{2\text{уставки}}$ .

Характеристики зон срабатывания измерительных органов сопротивления в комплексной плоскости приведены на рисунке 1.



Z1 - зона срабатывания чувствительного органа сопротивления;

Z2 - зона срабатывания грубого органа сопротивления;

Z3 - зона органа сопротивления ЭЦК;

$d1$  - ширина зоны Z1;

$Z1в$  - верхняя граница Z1;

$Z1н$  - нижняя граница Z1;

$d2$  - ширина зоны Z2;

$Z2в$  - верхняя граница Z2;

$Z2н$  - нижняя граница Z2;

$d3$  - ширина зоны Z3;

$Z3в$  - верхняя граница Z3;

$Z3н$  - нижняя граница Z3;

$\square_{мч}$  - угол максимальной чувствительности.

#### Рисунок 1 - Характеристики зон срабатывания измерительных органов сопротивления

В качестве прототипа при создании второго варианта (АЛАР-2) был выбран прибор АЛАР-М разработки НПП "Энергоизмеритель", ОАО "Институт "Энергосетьпроект" г. Москва, Россия.

Принцип действия АЛАР-2 основан на использовании алгоритма с моделью энергосистемы [3], предназначенной для распознавания двухмашинного асинхронного режима по характеру движения векторов эквивалентных ЭДС и выявления наличия электрического центра качаний на контролируемом участке электроэнергетической системы. Алгоритм построен на расчетном определении векторов напряжений и углов между ними в четырех узлах ЭЭС. Два из них связаны с точками приложения ЭДС эквивалентных генераторов, а два других – с узлами, ограничивающими контролируемую зону. Для расчетов используют вектор прямой последовательности токов основной и дополнительной ветвей, вектор прямой последовательности напряжений в месте установки устройства и эквивалентные сопротивления электропередачи и энергосистем. Одновременно с расчетом углов устройство определяет величину и знак скольжения асинхронно движущихся частей энергосистемы, производит оценку частот вращения эквивалентных ЭДС и определяет относительную координату ЭЦК и расстояние до него от места установки ПМ РЗА.

Функциональными особенностями алгоритма АЛАР-2 являются непосредственное определение углов между векторами ЭДС эквивалентных генераторов двухмашинной энергосистемы и селективность действия. Селективность действия основана на выявлении попадания ЭЦК в контролируемую устройством зону передачи при фиксации наличия АР в ЭЭС.

Алгоритм АЛАР-2 работает в трехступенчатом режиме, обеспечивая на каждой ступени формирование выходных сигналов, соответствующих избыточной и дефицитной частей ЭЭС (с учетом знака скольжения). Первая ступень является быстродействующей и работает в течение первого периода асинхронного режима. Работа последующих ступеней занимает интервалы времени в несколько периодов асинхронного режима. Ступени используются последовательно. В каждый момент времени работает только одна ступень.

Первая ступень обеспечивает выявление АР на его первом цикле. При этом рассчитываются вектора эквивалентных ЭДС и вектора напряжений в точках вдоль контролируемой зоны для определения наличия ЭЦК на защищаемом участке. Если угол между векторами эквивалентных ЭДС превышает критическое значение, задаваемое уставкой, то аппарат фиксирует наличие АР в ЭЭС. Дальнейшее действие 1-ой ступени осуществляется на основе анализа условий нахождения ЭЦК в контролируемой зоне. При одновремен-

ной фиксации АР в ЭЭС и попадании ЭЦК в контролируемую зону устройство выдает сигнал о срабатывании ступени в соответствии со знаком скольжения.

Вторая ступень обеспечивает подсчет суммарного угла проворота эквивалентных ЭДС за установленное время. Если время прохождения установленного числа проворота превышает время, заданное уставкой, то происходит возврат устройства в исходное состояние. Возврат в исходное состояние происходит также, если ЭЦК выходит за пределы контролируемой зоны.

Третья ступень работает аналогично второй ступени, со своей уставкой количества проворотов.

Ввод в действие каждой следующей ступени осуществляется после предустановленной паузы.

Выявление ЭЦК на контролируемом участке выполняется в соответствии технологическим алгоритмом, основанным на расчете минимума напряжения на контролируемом участке.

ПМ РЗА, реализующий функцию АЛАР-2, может устанавливаться для защиты одной линии (основная ветвь), или двух смежных линий (основная и дополнительная ветвь). При этом контролируются три фазных напряжения и шесть фазных тока основной и дополнительной ветвей.

Для формирования сигналов управления предусмотрены дискретные логические выходы ("сухой контакт") по два для каждой из ступеней для разных знаков скольжения, которые обеспечивают требуемые управляющие воздействия.

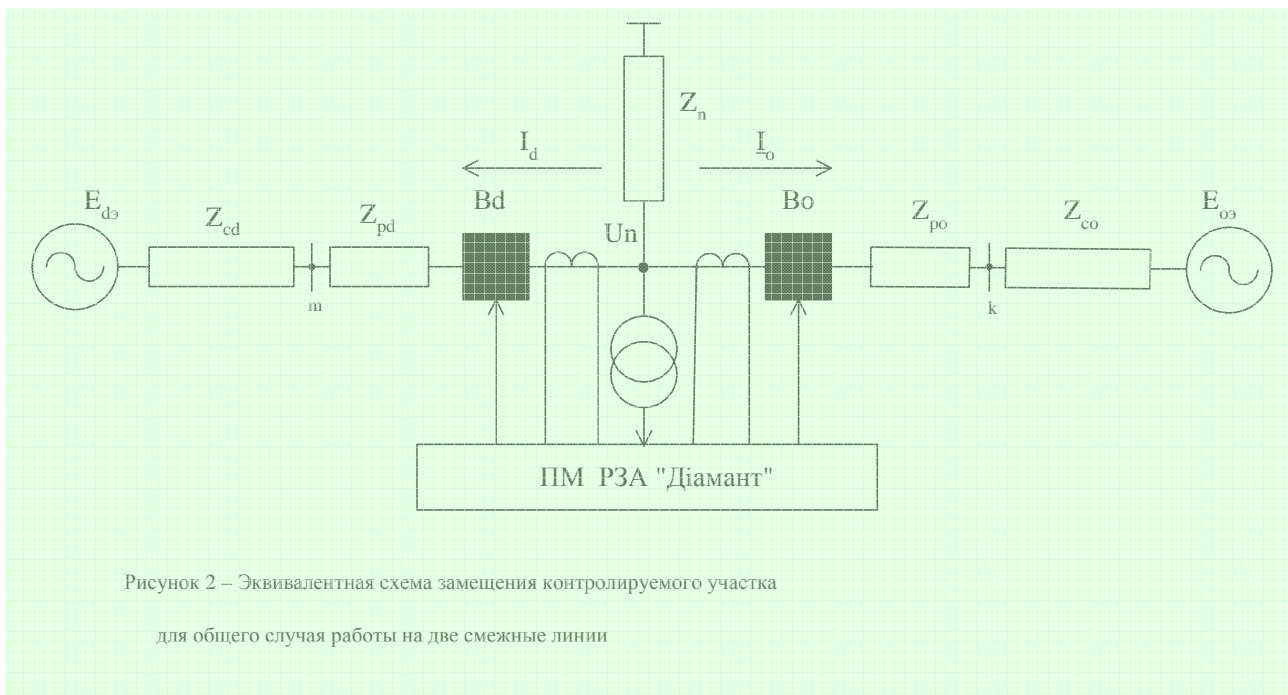
Для исключения ложного срабатывания при явлениях, которые сопровождаются изменением фазных соотношений между контролируемыми величинами, но не являются асинхронным режимом, предусмотрены блокировки. Они осуществляются по допустимой скорости изменения угла, по максимально допустимому напряжению обратной и нулевой последовательностей, по максимально допустимому значению токов обратной и нулевой последовательностей, по максимально допустимому значению тока прямой последовательности. Это, в частности, позволяет выявлять несимметричные режимы при возникновении КЗ, а также, неисправности цепей тока и напряжения.

Условие блокирования по допустимой скорости изменения угла между векторами ЭДС эквивалентных генераторов позволяет отличить сравнительно медленное изменение угла в условиях АР от его скачкообразных изменений при возникновении КЗ или неисправностях в цепях напряжения.

Время перевода устройства в режим блокирования задается уставкой.

Исходные данные для настройки алгоритма АЛАР-2 получают на основе предварительного моделирования расчетных схем и динамических режимов защищаемой ЭЭС.

На рисунке 2 представлена эквивалентная схема замещения контролируемого участка для общего случая работы на две смежные линии.



На рисунке приняты следующие обозначения:

n- узел установки устройства; m, k - граничные узлы контролируемой устройством зоны линии; Bd, Bo - выключатели линий;  $E_{d3}$ ,  $E_{o3}$ - вектора ЭДС эквивалентных генераторов,  $I_d$ ,  $I_o$  - вектора контролируемых токов,  $Z_{cd}$ ,  $Z_{co}$  - комплексные сопротивления эквивалентных энергосистем,  $Z_{pd}$ ,  $Z_{po}$  - комплексные сопротивления ветвей электропередачи,  $Z_n$  - комплексное сопротивление нагрузки.

В случае представления ветвей простыми последовательными сопротивлениями основные уравнения принимают вид:

$$E_o = U_n - I_o (Z_{po} + Z_{co}),$$

$$E_d = U_n - I_d (Z_{pd} + Z_{cd}).$$

Для выявления асинхронного режима в качестве определяющей величины используется угол  $\delta_3$ . Он характеризует граничные траектории на фазовой плоскости "угол-скольжение" и определяется как разность между углами эквивалентных генераторов:

$$\delta_3 = \alpha_o - \alpha_d.$$

Предельно допустимый по условиям устойчивой работы ЭС угол  $\delta_3$  обозначается как  $\delta_{3\text{доп.}}$ . Отметим, что граничащий по условиям устойчивости процесс в двухмашинной схеме ЭС при критическом скольжении  $S_{кр} = 0$  характеризуется углом  $\delta_{3\text{доп.}} = 180^\circ$ .

Выполнение условия  $\delta_3 \geq \delta_{\text{доп}}$  служит признаком наличия асинхронного режима в энергосистеме. В зависимости от того, опережающим или отстающим является вектор  $E_d$  по отношению к вектору  $E_o$ , считают, что скольжение положительно или, соответственно, отрицательно. Это позволяет определить, с какой стороны от места установки ПМ РЗА "Діамант" расположены дефицитная и избыточная части ЭС.

В случае, когда не представляется возможным выполнить расчет эквивалентов примыкающих энергосистем, а значит и определить относительный угол разворота векторов эквивалентных ЭДС, можно использовать алгоритм АЛАР-2 без расчета эквивалентной схемы. При этом достаточно параметры сопротивлений эквивалентных энергосистем задать равными  $Z_{cd}=0$ ,  $Z_{co}=0$ . Алгоритм АЛАР-2 будет контролировать угол между напряжениями на концах защищаемых участков  $U_m$ ,  $U_k$  в соответствии с выражениями:

$$U_m = U_n - Z_{pd} \cdot I_d$$

$$U_k = U_n - Z_{po} \cdot I_o$$

Поскольку угол между напряжениями в начале и в конце линии в процессе перехода в асинхронный режим неизбежно пройдет значение  $180^\circ$ , то достаточно задать уставку угла вблизи этого значения для обеспечения срабатывания устройства.

Алгоритм АЛАР-2 предусматривает работу, как в селективном, так и неселективном режимах.

Селективная работа обеспечивается контролем наличия ЭЦК на одной из контролируемых ветвей.

Условие наличия ЭЦК на контролируемой ветви имеет следующий вид:

$$0 \leq \frac{U_n}{Z_{po} \cdot I_o} \cos(\theta_o + \varphi_o) \leq 1; \quad 0 \leq -\frac{U_n}{Z_{pd} \cdot I_d} \cos(\theta_d + \varphi_d) \leq 1,$$

где  $U_n$ ,  $I_{o(d)}$  – модули напряжения и тока в узле измерения,  $\varphi_{o(d)}$  – угол между векторами тока и напряжения,  $Z_{po}$ ,  $Z_{pd}$ ,  $\theta_{o(d)}$  – модули и углы сопротивления контролируемых ветвей.

При выявлении ЭЦК в контролируемой зоне срабатывают соответствующие ступени АЛАР-2. С их помощью осуществляют заранее определенные управляющие воздействия для ликвидации АР (отключение нагрузок и генераторов, ресинхронизация, деление системы и т.п.) с учетом дефицитности или избыточности ветвей энергосистемы.

При наличии АР, но отсутствии ЭЦК в контролируемой зоне, ступени АЛАР-2 не срабатывают.

В ряде случаев необходимо контролировать участок сети только с одной стороны от места установки устройства. При этом используют "одноплечевую" схему включения, в

которой измеряют напряжение в месте установки устройства и ток контролируемого участка сети (ветвь основного направления на рисунке). В этом случае сравнивают уставку критического угла с углом между вектором напряжения в месте установки устройства и вектором моделируемой ЭДС конца контролируемого участка сети. При этом ток дополнительной ветви к устройству не подключают, а уставки сопротивления для отсутствующего плеча обнуляют.

Обе версии противоаварийной автоматики (АЛАР – 1 и АЛАР – 2) были доведены до промышленных образцов и в полном объеме отработаны на комплексном стенде НПП ХАРТРОН – ИНКОР.

В мае месяце 2005 года приказом по предприятию была создана приемочная комиссия под руководством главного диспетчера Северной ЭС НЭК "Укрэнерго" Сергея Витальевича Пилипенко, с участием представителей СРЗА НЭК "Укрэнерго", ГПИ и НИИ "Укрэнергосетьпроект", ЛьвовОРГРЭС, Ровенской АЭС, ЮУАЭС и членов Совета специалистов по релейной защите и противоаварийному управлению электростанциями и сетями Минтопэнерго Украины - Кашина, Яковлева, Кочегарова.

Представителями ЮУАЭС была предоставлена запись переходных процессов реально имевших место на ВЛ 330 кВ "Кварцит – 2" ЮУАЭС, которые были зарегистрированы ИДК "Регина". В результате короткого замыкания на смежной ВЛ 330 кВ с последующим ее отключением от штатного оборудования РЗА на линии "Кварцит – 2" возникли асинхронные качания, обусловленные наличием избыточной мощности со стороны ЮУАЭС (рисунок 3).

По предложению членов комиссии были проведены испытания обеих версий противоаварийной автоматики (АЛАР-1 и АЛАР-2) с воспроизведением указанных переходных процессов с помощью "Реле – тестера".

На рисунке 4 представлены диаграммы работы АЛАР – 2, которые отражают изменения действующего значения напряжения прямой последовательности, характер поведения угла между эквивалентными ЭДС в процессе асинхронного хода, а также демонстрируют срабатывание первой ступени АЛАР – 2 при превышении угла критического значения – 110 градусов.

На рисунке 5 представлена диаграмма изменения годографа сопротивлений  $Z_a$ ,  $Z_b$ ,  $Z_c$  в процессе двукратных коротких замыканий и последующего асинхронного хода, которая иллюстрирует работу 1-ой ступени АЛАР – 1 при пересечении векторами сопротивлений зон качаний, форма и положение которых на комплексной плоскости были заданы соответствующими уставками штатного комплекта АЛАР ВЛ 330 кВ "Кварцит-2" (панель ЭПО-1074-74).

Приемочная комиссия, рассмотрев результаты разработки и отработки устройств противоаварийной автоматики с функцией ликвидации асинхронного режима (АЛАР-1 и АЛАР-2) на базе ПМ РЗА "Діамант", а также техническую документацию и результаты приемочных испытаний устройств рекомендовала применять комплекты КТС ПМ РЗА "Діамант" в качестве устройств АЛАР.

#### Литература.

- 1 Хачатуров А.А. Несинхронные включения и ресинхронизация в энергосистемах. Москва. Энергия, 1977.
- 2 Портной М.Г., Рабинович Р.С. Управление энергосистемами для обеспечения устойчивости. Москва. Энергия, 1978.
- 3 Гоник Я.Е., Иглицкий Е.С. Автоматика ликвидации асинхронного режима. Москва. Энергоатомиздат, 1988.



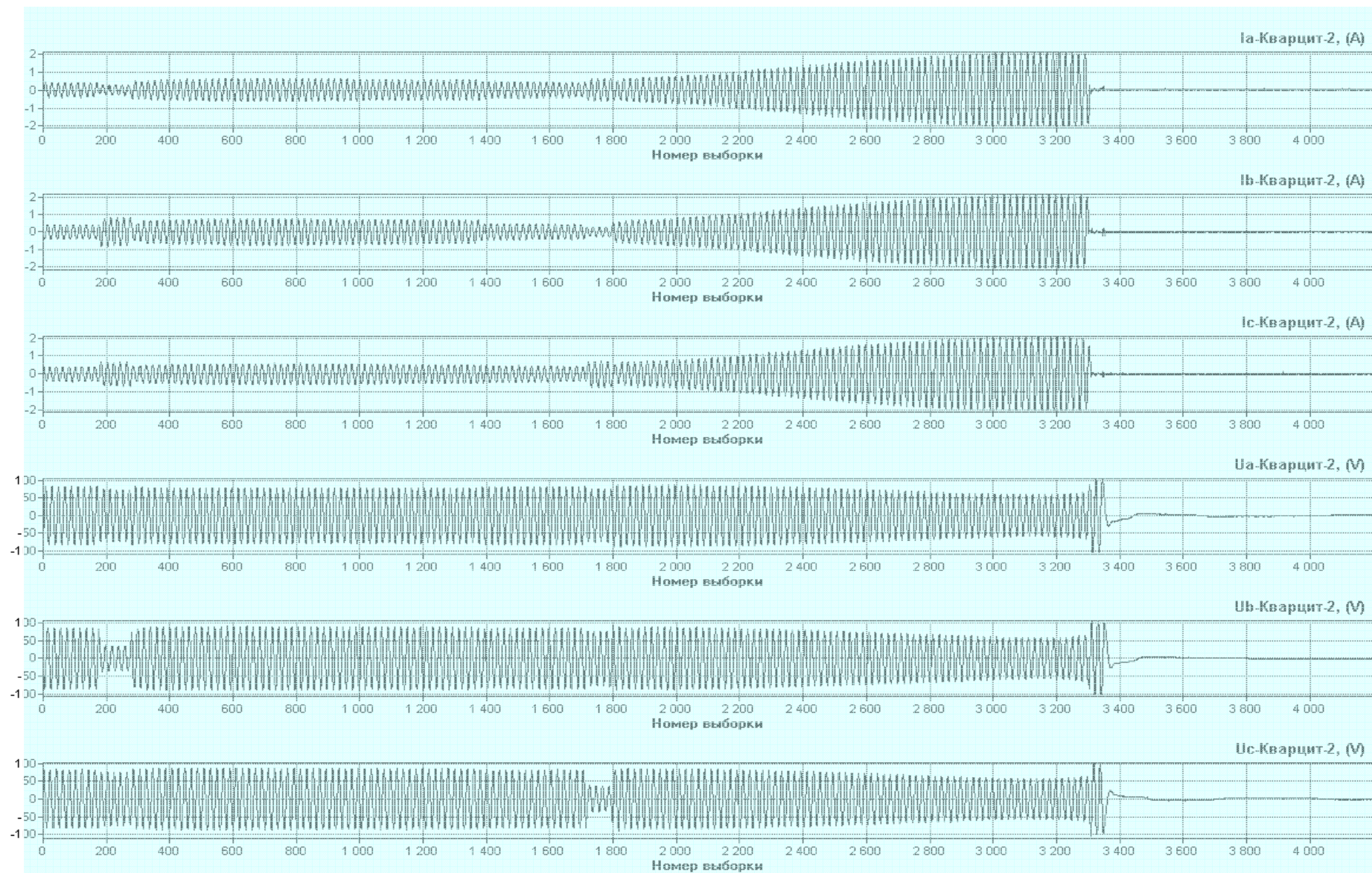
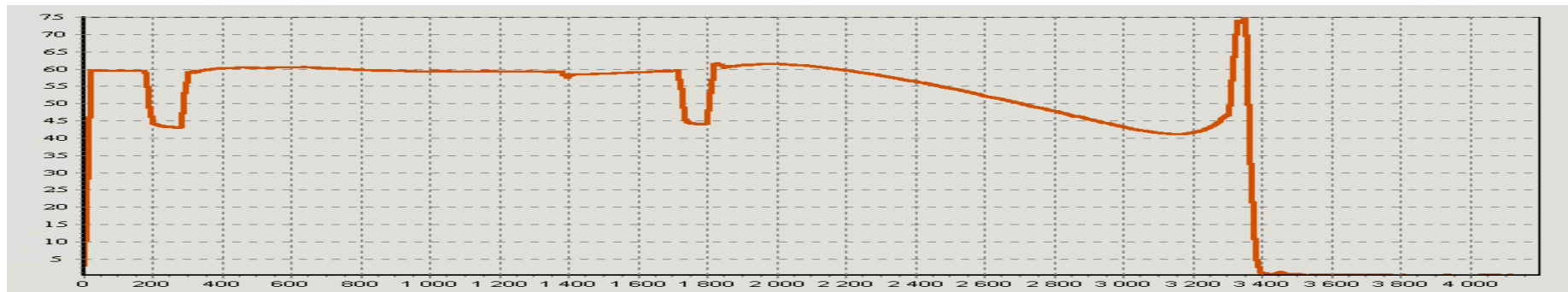
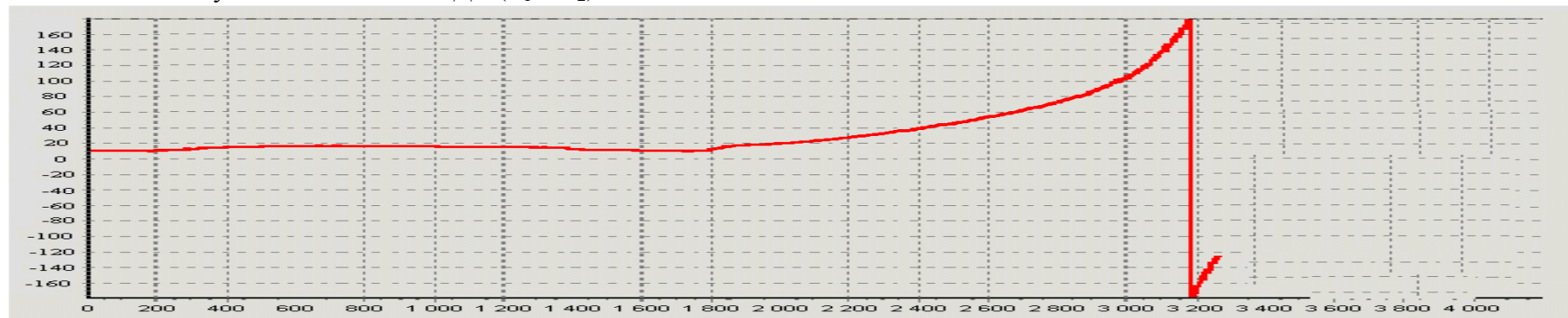


Рисунок 3 – Осциллограммы асинхронного хода, зарегистрированные ИДК "Регина" на ОРУ 330 кВ ЮУАЭС (линия "Кварцит-2")

### Огибающая напряжения прямой последовательности



Угол между эквивалентными ЭДС ( $E_1$  и  $E_2$ )



Сработала первая ступень АЛАР - 2

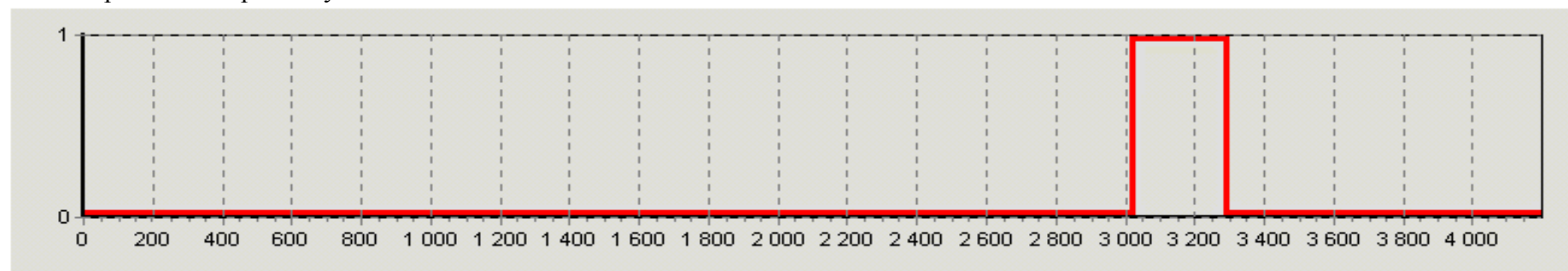


Рисунок 4 – Диаграммы работы АЛАР - 2

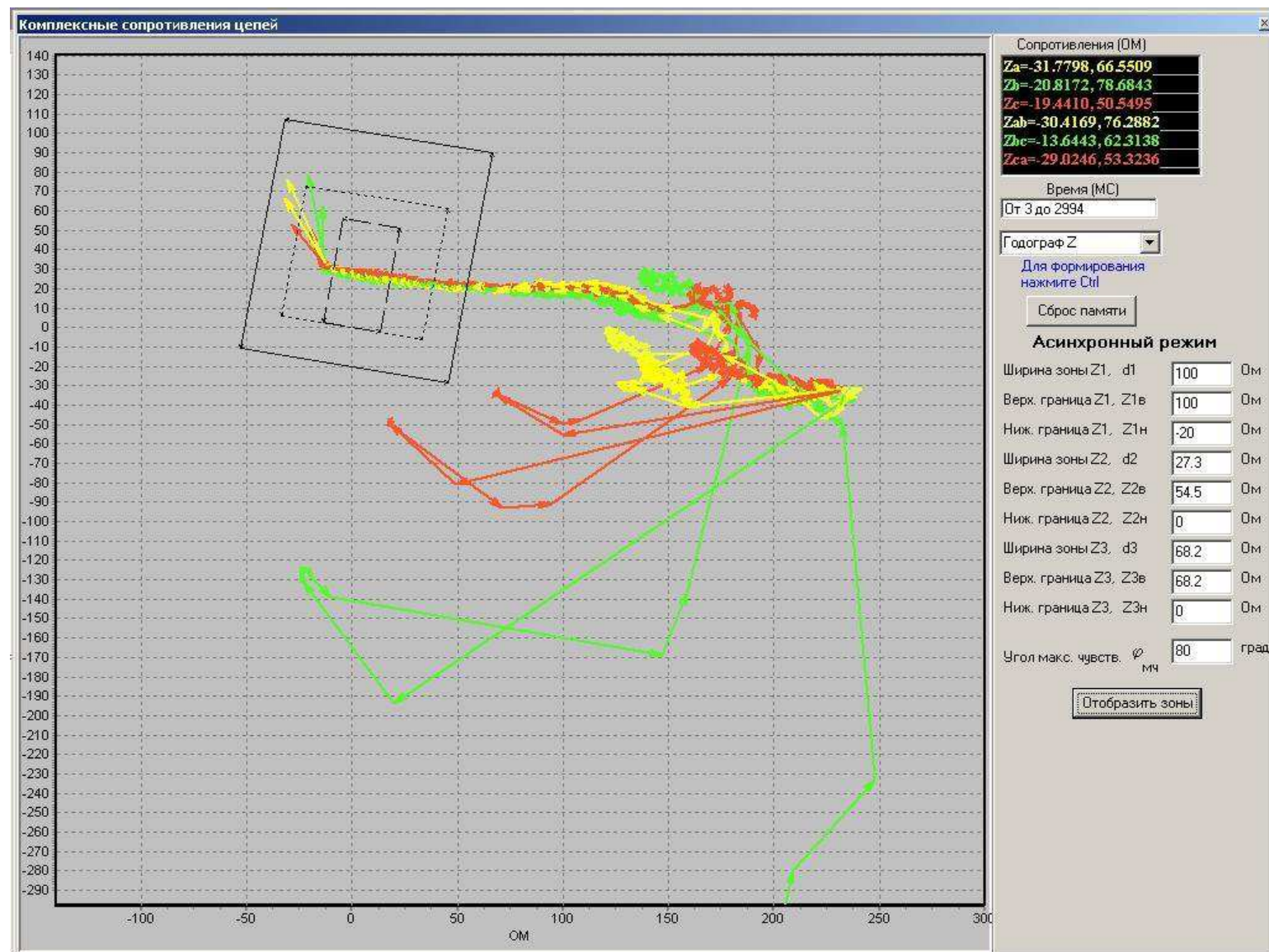


Рисунок 5 – Диаграмма изменения сопротивлений  $Z_a$ ,  $Z_b$ ,  $Z_c$  в процессе асинхронного хода, иллюстрирующая срабатывание 1-ой ступени АЛАР – 2



Ю.И. Кочегаров, Ю.В. Якименко, М.Л. Болибок - НПП ХАРТРОН – ИНКОР

С.В. Пилипенко, А.А. Кашин, М.В.Пашко - Северная ЭС НЭК «Укрэнерго»

В.Г. Суховерхов - ТЭЦ ООО «Сумытеплоэнерго»

В.Е. Ромова - Харьковский институт «Энергопроект»

При возникновении системных аварий с глубоким снижением частоты и неэффективной работой устройств частотной разгрузки (АЧР) необходимо автоматическое отделение от энергосистемы тепловых и атомных электростанций (или отдельных агрегатов) со сбалансированной нагрузкой потребителей выделяемого района с целью сохранения собственных нужд электростанции и питания особо ответственных потребителей [1, 2].

Такая частотно-делительная автоматика (ЧДА) выделения на сбалансированную нагрузку (АВСН) секции 6 кВ с генератором электростанции разработана научно-производственным предприятием ХАРТРОН – ИНКОР для Сумской ТЭЦ.

ЧДА АВСН выполнена на базе микропроцессорного приборного модуля «Діамант», серийно выпускаемого НПП ХАРТРОН – ИНКОР [3].

Техническое задание на ЧДА АВСН подготовлено ТЭЦ ООО «Сумытеплоэнерго» и Северной электроэнергетической системой, а проект выполнен Харьковским научно-исследовательским и проектно-конструкторским институтом «Энергопроект».

На рисунке 1 представлена однолинейная схема электрических соединений ТЭЦ. На станции установлено три генератора по 12 МВт, два из которых питают шины 6 кВ.

Третий генератор выдает мощность непосредственно на шины 110 кВ станции по схеме генератор - трансформатор.

1 и 2 секции ГРУ- 6 кВ имеют резервную систему шин 6 кВ, позволяющую перераспределять фидера 6 кВ между станцией и энергосистемой с целью поддержания баланса мощности выделяемого узла. От шин 6 кВ питаются собственные нужды ТЭЦ и потребители г. Сумы с нагрузкой, значительно превышающую генерируемую станцией мощность. Дефицит мощности покрывается от системы по линиям 110 кВ.

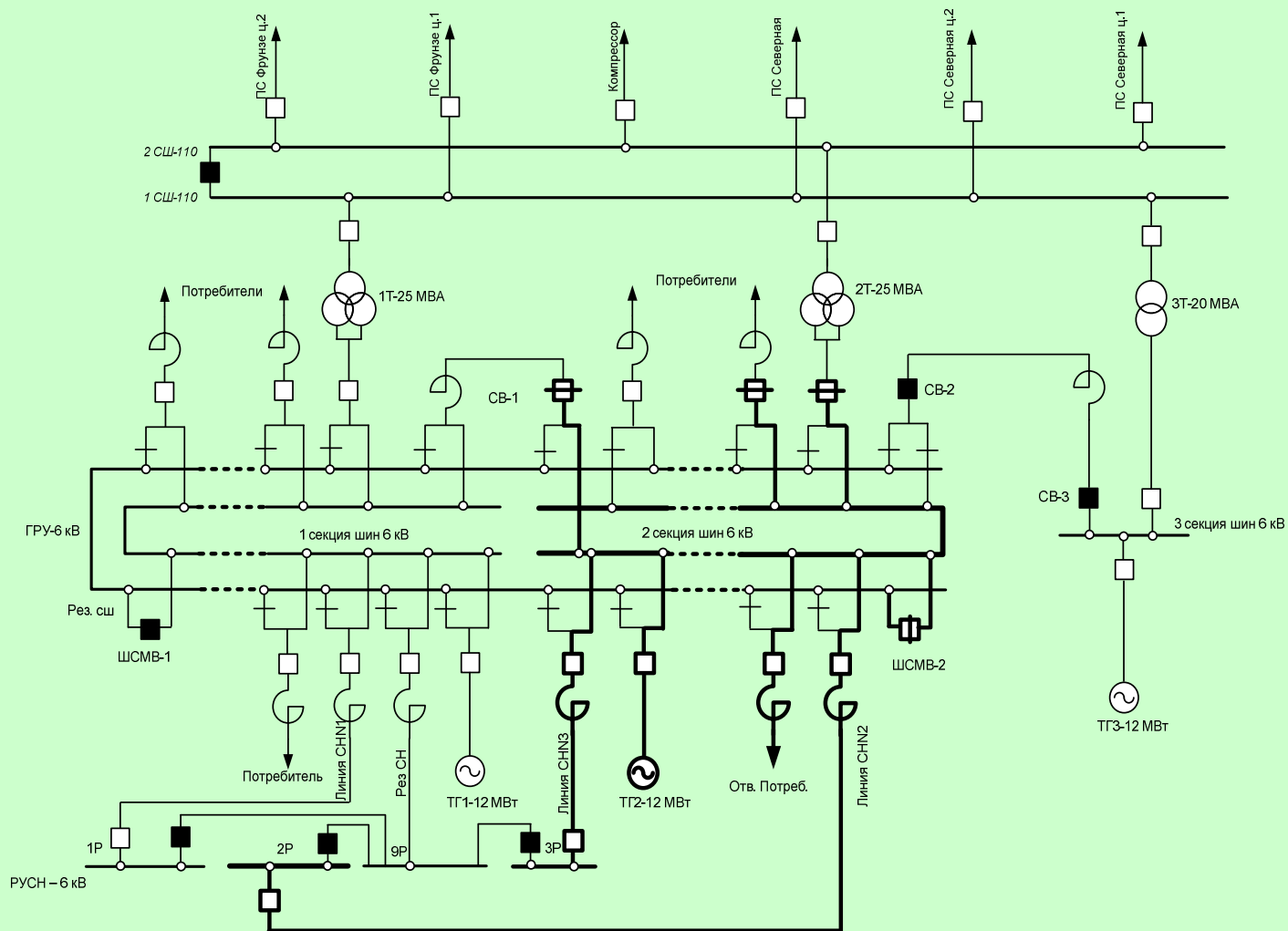



Рисунок 1 - Схема электрических соединений Сумской ТЭЦ

Примечание. Затемненные выключатели в схеме нормального режима станции отключены:  — выключатели, отключаемые действием ЧДА АВСН

ОРУ 110 кВ выполнено по схеме – две системы шин с обходной (на рисунке 1 обходная система шин 110 кВ не показана).

Выделяемая часть станции при действии ЧДА - 2 секция шин 6 кВ с ТГ2 и линиями СН №2 и СН №3 на рисунке 1 изображена утолщенными линиями.

Срабатывание ЧДА АВСН предусматривается ступенями:

1-я ступень (пусковая) (48,5 Гц - 0,5 с) – действие на сигнал для подготовки тепловой и электрической части к отделению в автономный режим;

2-я ступень при дальнейшем снижении (47,0 Гц – 30 с) – на отделение 2-ой секции 6 кВ с ТГ2 в автономный режим с автоматической балансировкой генерации и потребления в выделяемом узле и вводом резервной АЧР;

3-я ступень при более глубокой просадке частоты (46,8 Гц – 4,0 с) – на более быстрое отделение 2-ой секции 6 кВ с ТГ2 с балансировкой мощности и вводом резервной АЧР;

4-я ступень – на ускоренное (до 0,3 с) выделение секции при глубоком снижении частоты (46,8 Гц) и значительной скорости ее снижения ( $f' \geq 1 \text{ Гц/с}$ ).

Кроме того, предусмотрена отдельная 5-я ступень – на отделение в автономный режим второй секции 6 кВ с автоматической балансировкой мощности и вводом резервной АЧР на случай отключения линий связи станции с системой. Пуск ступени может быть выполнен через дискретный вход.

При разработке ЧДА АВСН приняты следующие основные технические решения, позволяющие унифицировать автоматику:

- текущий контроль частоты и скорости ее изменения, используемые для пуска и автоматической балансировки выделяемой части станции путем дозированных воздействий на перевод питания или отключение неответственных потребителей;

- контроль дефицита (избытка) активной мощности на выделяемых шинах станции;

- расчет достижения критической скорости снижения частоты;

- формирование адаптированных к процессу изменения частоты воздействий на отделение выделяемой части станции с контролем скорости снижения частоты (при малых скоростях снижения частоты или изменении знака предусматривается возможность блокирования отключающих команд, если выявляется тенденция к восстановлению частоты);

- использование гибкой свободно - программируемой логики, позволяющей выполнить любое требуемое количество ступеней, блокировок и воздействий, а также дополнительных функций, например дополнительной автоматической разгрузки (ДАР) или резервной АЧР. Это облегчает использование разработанной ЧДА АВСН в любых местных условиях, в том числе с учетом

некоторых различий в требованиях к выполнению ЧДА директивных материалов Украины и Российской Федерации [4];

- своевременное оповещение и информационная поддержка оперативного персонала при снижении частоты в энергосистеме для подготовки тепловой части станции к выделению на изолированную работу и связанными с этим другими мероприятиями;

- регистрация всех аварийных параметров (в т.ч. изменения частоты и скорости) и дискретных сигналов с соответствующим графическим отображением.

Структурная схема разработанной автоматики выделения станции на сбалансированную нагрузку представлена на рисунке 2.

ЧДА АВСН состоит из:

- унифицированного 2-х канального органа измерения частоты и скорости ее изменения, позволяющего выполнить до 6 (при необходимости и более) различных ступеней ЧДА - 1);

- балансирующего органа, выявляющего дефицит (избыток) мощности на шинах выделяемой части станции – 2);

- органа формирования дозирующих воздействий и управляющих команд – 3);

- исполнительного органа на основе свободно программируемых дискретных выходов - 4), формирующего отключающие команды на отделение секции и на ввод АЧР выделяемого узла.

Пуск ЧДА выполняет орган измерения частоты и скорости ее изменения. При снижении частоты ниже заданной уставки выдаются сигналы в модуль логики органа формирования дозирующих воздействий и ступеней, а также команда оперативному персоналу для подготовки к возможному отделению станции от системы. Измерение частоты и скорости ее изменения в ПМ РЗА «Діамант» осуществляется двумя каналами путем вычисления круговой частоты  $\omega$  по измеренным текущим значениям напряжений, снимаемых с трансформаторов напряжений TV2Г, TV2С.

В [2] рекомендуется для измерения скорости снижения частоты два метода:

- с помощью микропроцессорного реле, имеющего специальную программу определения скорости снижения частоты, т.е. как производную от функции снижения частоты;

- путем фиксации снижения частоты между двумя заданными уставками по частоте за заданный интервал времени, т.е. как  $\Delta f/\Delta t$ .

Как известно [5], функция изменения частоты по времени носит экспоненциальный характер

$$F = f_{\text{ном}} \pm \Delta f_{\infty} (1 - e^{-t/T_{\text{ч}}}), \quad (1)$$

где  $\Delta f_{\infty}$  - величина снижения частоты в установившемся послеаварийном режиме (при  $t \rightarrow \infty$ ),

$T_{\text{ч}}$  - постоянная времени изменения частоты.

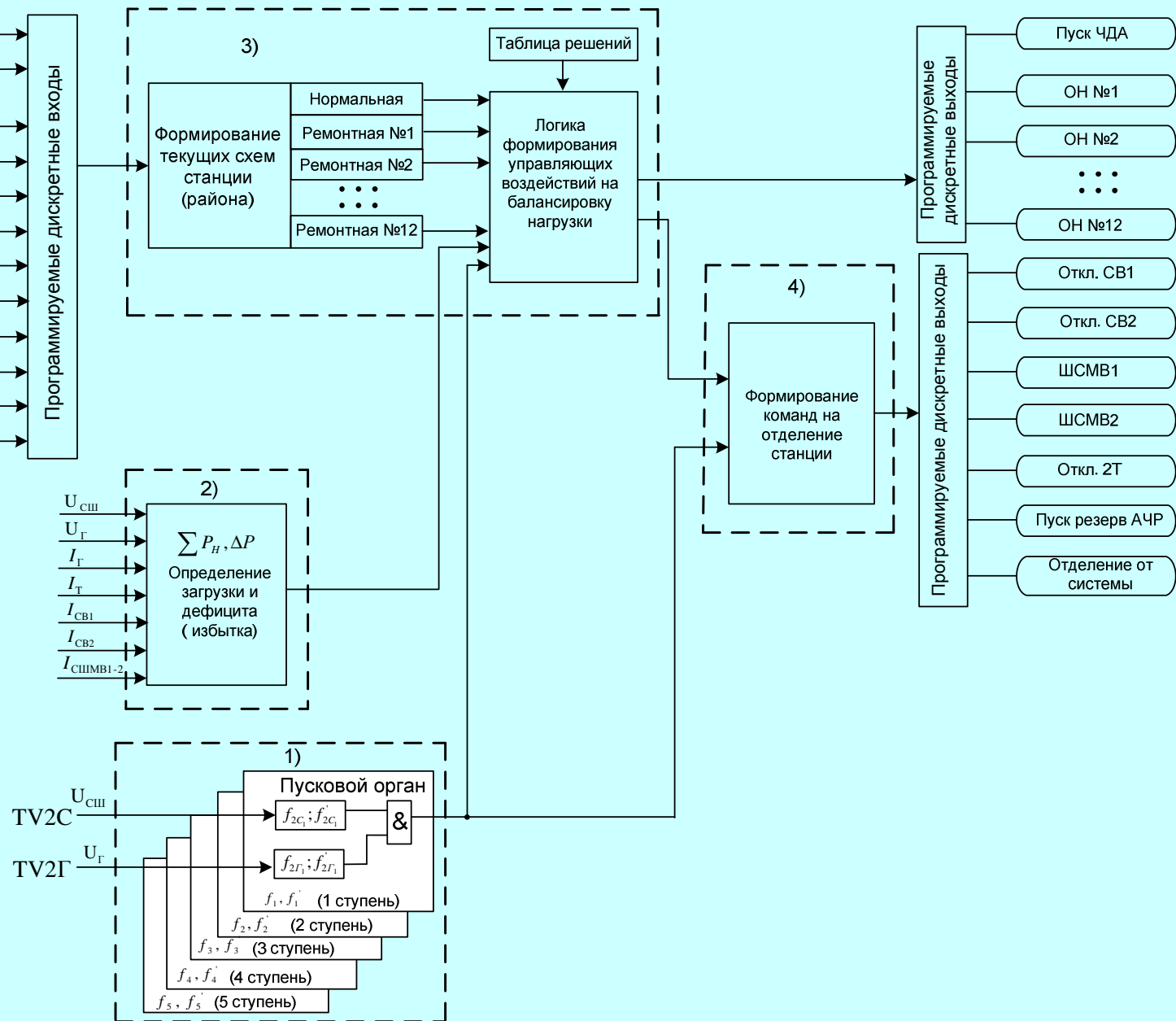


Рисунок 2 – Структурная схема ЧДА АВСН



Значение производной функции (1) (т.е. скорости снижения частоты) максимально при  $t = 0$  и уменьшается со снижением частоты при дефиците мощности.

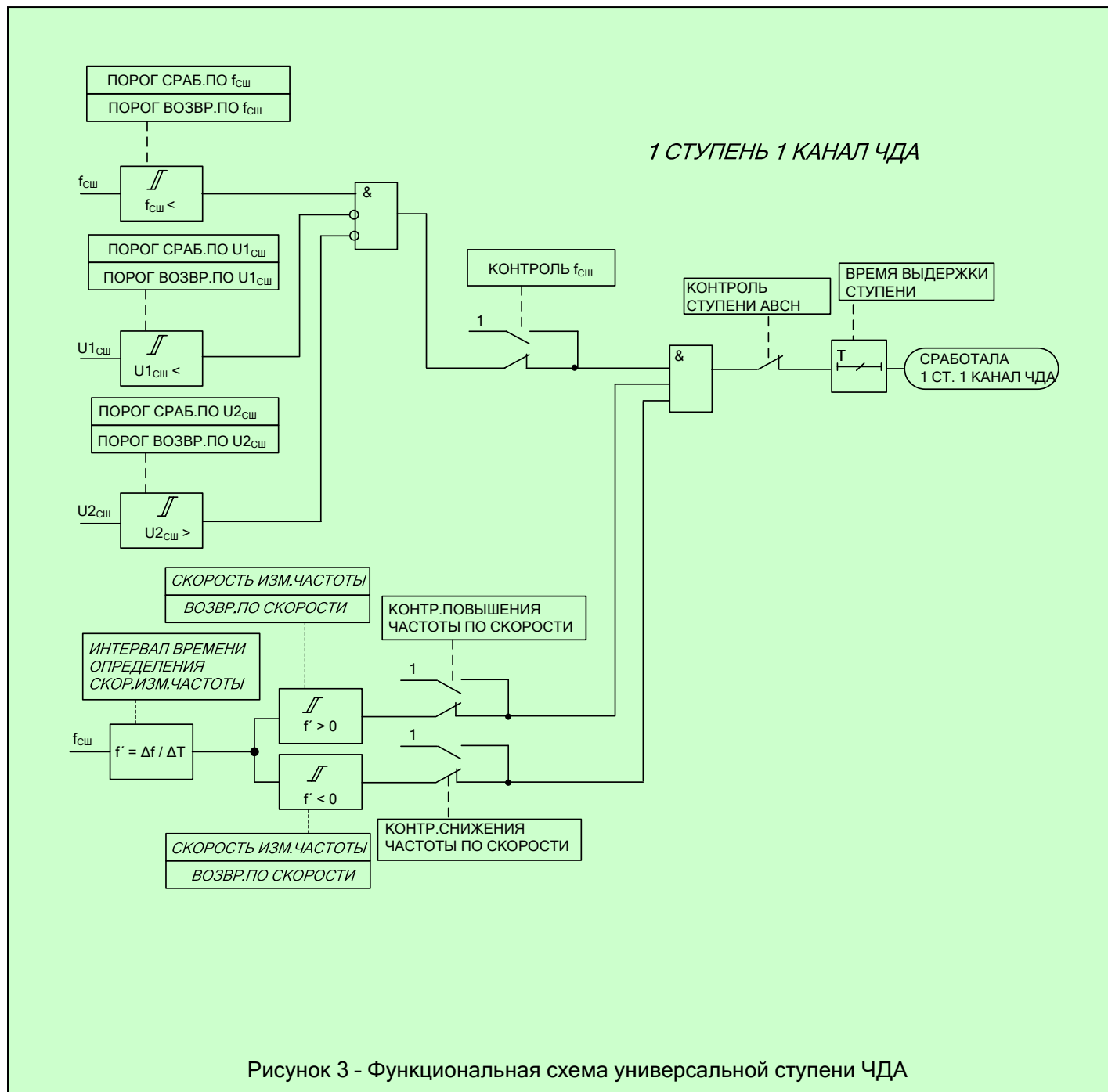
Однако, в [2], и других директивных документах не оговаривается ни момент измерения скорости снижения частоты, ни временной интервал, на котором она измеряется, и рекомендуемые [1 и 2] уставки по скорости изменения частоты, по нашему мнению, недостаточно корректны и требуют уточнения.

Поэтому в ПМ РЗА «Діамант» для измерения скорости изменения частоты как  $\Delta f/\Delta t$  используется текущий временной интервал (или «окно»)  $\Delta t$  и разность  $\Delta f$  крайних значений частоты ( $f_1$ ,  $f_2$ ), замеряемой в начальный ( $t_1$ ) и конечный ( $t_2$ ) текущие моменты  $\Delta f/\Delta t = (f_1 - f_2)/(t_1 - t_2)$ .  $\Delta t$  задается уставкой и может изменяться в достаточно широком диапазоне.

Другими словами, ПМ РЗА «Діамант» постоянно измеряет скорость изменения частоты; при стабильной частоте она равна 0, при ее изменении скорость фиксируется в течение всего переходного процесса, что существенно облегчает анализ аварийной ситуации.

Функциональная схема 1 ступени ЧДА для 1-го канала представлена на рисунке 3. Орган измерения частоты и скорости ее изменения блокируется по напряжению прямой и обратной последовательности, что исключает его ложные срабатывания при неисправности цепей напряжения и коротких замыканиях в энергосистеме. Все остальные ступени ЧДА выполнены аналогично, что позволяет при необходимости контролировать скорость при действии любой ступени.

Применительно к Сумской ТЭЦ балансирующий орган автоматики постоянно контролирует суммарную нагрузку потребителей ( $\Sigma P_n$ ), питаемых от 2 секции 6 кВ, и местный дефицит активной мощности ( $\Delta P$ ).



$\Sigma P_n$  определяется как сумма составляющих:

$$\Sigma P_n = P_{ТГ2} + P_{2Т} + P_{СВ1} + P_{СВ2} + P_{ШСМВ2}, \quad (2)$$

где  $P_{ТГ2}$  – активная мощность генератора ТГ2;

$P_{2Т}$ ,  $P_{СВ1}$ ,  $P_{СВ2}$ ,  $P_{ШСМВ2}$  – перетоки активной мощности через трансформатор связи и соответствующие секционные и шиносоединительный выключатели 2-ой секции.

Соответственно  $\Delta P$  в текущий момент:

$$\Delta P = \Sigma P_n - P_{ТГ2} = P_{2Т} + P_{СВ1} + P_{СВ2} + P_{ШСМВ2}. \quad (3)$$

Исходя из местных условий в (2) и (3) число слагаемых может быть увеличено.

Информация о  $\Delta P$  поступает в орган дозирующих воздействий.

При снижении частоты ниже уставки второй ступени (48 Гц для Сумской ТЭЦ) и значительной скорости ее изменения (задается уставкой) в органе дозирующих воздействий на основании таблиц решений, заложенных в память ПМ РЗА «Діамант», формируются воздействия на отключение нагрузки, соответствующие режимам станции и подготавливаются цепи на отключение фидеров 6 кВ, участвующих в балансировке.

Орган дозирующих воздействий, а также орган измерения частоты, формирующий ступени ЧДА, непосредственно связаны с исполнительным органом, выдающим команды на отключение фидеров 6 кВ. Формирование двенадцати балансирующих команд выполняется последовательно по заднему фронту предыдущего импульса. При достижении баланса между генератором ТГ2 и нагрузкой ( $\Delta P = \Delta P_{уст} \approx 0$ ), происходит блокировка следующих команд, ограничивающих нагрузку, что обеспечивает питание после пуска II ступени ЧДА только сбалансированных нагрузок собственных нужд станции и особо ответственных потребителей.

При дальнейшем снижении частоты до уставки срабатывания последующей ступени в исполнительным органом формируются команды на отключение шиносоединительного и секционных выключателей и трансформатора связи.

Выключатель трансформатора связи отключается последним. При этом контролируется скорость снижения частоты. Если скорость оказалась ниже расчетной или изменила свой знак, это означает, что в энергосистеме имеется тенденция к восстановлению частоты, и дальнейшее выделение станции может быть приостановлено блокировкой импульса, отключающего трансформатор.

Время задержки отключения трансформатора может регулироваться.

При быстром снижении частоты (скорость задается уставкой), оставшийся дефицит устраняется действием резервной АЧР.

Как уже отмечалось, универсальность ступеней ЧДА, широкий диапазон уставок и гибкая программируемая логика в значительной степени расширяют функциональные возможности автоматики.

### **Выводы.**

1 Наличие в ПМ РЗА «Діамант» органов точного измерения текущих частоты и скорости ее изменения, контроля предшествующего режима с выявлением дефицита генерирующей мощности и формирование команд на ограничение нагрузки, а так же свободно программируемая логика дискретных входов и выходов позволяет значительно расширить диапазон применения ЧДА АВСН и адаптировать ее к любым изменениям режимов и условиям выделения как части, так и всей станции со сбалансированной нагрузкой района.

2 Созданная в Украине усилиями эксплуатационников, проектантов и разработчиков микро-процессорная частотно-делительная автоматика легко вписывается в схемы электростанций и способна решить проблемы сохранения собственных нужд крупных блочных станций.

#### Литература.

1 Правила применения системной противоаварийной автоматики предотвращения и ликвидации опасного снижения частоты в энергосистемах. НЭК «Укрэнерго», 2003.

2 Стандарт ОАО «СО ЕЭС». Технические правила организации в ЕЭС России автоматического ограничения снижения частоты при аварийном дефиците активной мощности (автоматическая частотная разгрузка). СТО 59012820.29.240.004-2008.

3 Толмачев Б.А., Нистратов А.Д., Кочегаров Ю.И. «ПМ РЗА «Діамант» - комплекс технических средств автоматизации, защиты и АСУ ТП энергетических объектов». Электрические сети и системы, №4-5, 2005. С.52-55.

4 Данильчук В.Н., Зуев В.Н., Коломиец Е.А., Шишов И.В. Методика расчета уставок частотно-делительной автоматики при выделении электростанций (энергоблоков) на несбалансированный район нагрузки. Энергетические сети и системы, №5, 2008. С.48 – 58.

5 Овчаренко Н.И. Автоматика электрических станций и электроэнергетических систем. М. «Издательство НЦ ЭНАС», 2000, стр.417 – 421.

Ю.И. Кочегаров, Ю.В. Якименко, НПП ХАРТРОН – ИНКОР

Функция измерения частоты тока весьма востребована в устройствах противоаварийной автоматики и релейной защиты и используется в пусковых и измерительных органах, основные параметры которых регламентируются ГОСТ 19262-80. Требованиям указанного документа соответствуют аналоговые реле частоты, получившие широкое распространение в энергосистемах. Однако эти устройства не отвечают современным требованиям ни по точности, ни по времени действия.

Применение микропроцессорной элементной базы позволило значительно улучшить характеристики органов измерения частоты (например [1], [2]).

Измерение частоты периодического сигнала в указанных реле [1], [2] выполняется временным методом. Так, в [1] частота сигнала измеряется по сумме длительности полупериодов напряжения

$$f_c = \frac{1}{T_{c1} + T_{c2}},$$

где  $T_{c1}$  - длительность нечетного полупериода,  
 $T_{c2}$  - длительность четного полупериода.

Таким образом, минимальное время для замера частоты при этом методе не может быть принципиально менее периода.

Сложная и аппаратная реализация такого способа.

Реле частоты [2] конструктивно выполняются в виде унифицированных малогабаритных устройств, предназначенных для массового применения в устройствах централизованной автоматики (АЧР, АЧРП, ДАРС и др.).

Однако современная тенденция развития микропроцессорных устройств защиты и автоматики ведет к увеличению количества выполняемых прибором функций.

В связи с этим научно-производственное предприятие ХАРТРОН-ИНКОР выпускает приборные модули релейной защиты и автоматики (ПМ РЗА) «Діамант» со штатной функцией измерения частоты (а также скорости ее измерения), которая широко используется при реализации устройств релейной защиты и противоаварийной автоматики, в частности, АЧР и ЧАПВ в линейных модулях 6-35 кВ [3].

Такое решение позволяет отказаться от централизованных частотных разгрузок и перейти к распределенной по присоединениям АЧР, что существенно повышает надежность ее функционирования и значительно упрощает схемы вторичной коммутации подстанций, позволяя увеличить количество ступеней и делая при этом АЧР более гибкой.

В отличие от устройств [1], [2] в ПМ РЗА «Діамант» частота определяется путем вычислений круговой частоты по параметрам измеряемых напряжений (токов).

В ПМ РЗА «Діамант», как и во всех цифровых системах, ввод аналоговых сигналов (напряжений и токов) осуществляется в равноотстоящие моменты времени, т.е. вместо сигнала  $U(t)$  используется дискретный сигнал  $U(nt)$  (рисунок 1), где  $n = 0; 1; 2; 3...$  – номера выборок,  $T$ -период дискретизации. При этом синусоидальные величины по дискретным выборкам представляются в векторной форме.

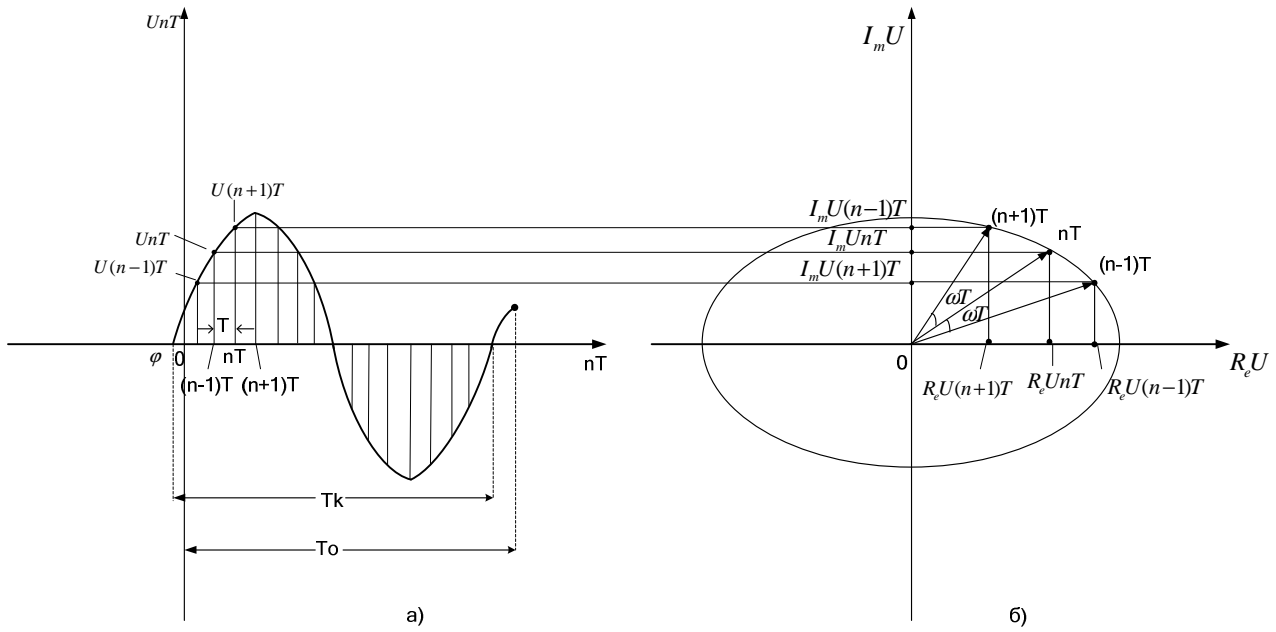


Рисунок 1 – Синусоидальное контролируемое напряжение  $U_k$  (а) и соответствующий ей вектор (б)

Алгоритмы оценки гармонических составляющих периодически меняющихся величин в микропроцессорных устройствах, как правило, основаны на дискретном преобразовании Фурье:

$$R_e U_i[nT] = \frac{2}{N} \sum_{k=1}^N U[(n-N+k)T] \sin \frac{2\pi k}{N} i,$$

$$I_m U_i[nT] = \frac{2}{N} \sum_{k=1}^N U[(n-N+k)T] \cos \frac{2\pi k}{N} i,$$

Здесь приняты следующие обозначения:

$i=1,2,\dots$  - номера гармонических составляющих входного сигнала;

синусоидальных величин в микропроцессорных устройствах используют  $N$  выборок за период «эталонной» частоты  $\omega_0$ , формируемой самим микропроцессорным устройством

$N = \frac{2\pi}{\omega_0 T}$  - количество точек дискретизации за период изменения входного сигнала;

$\omega_0 = 2\pi f_0$  - круговая частота измеряемого сигнала.

Оценка первой гармоники входного периодического сигнала в соответствии с вышеприведенными выражениями осуществляется следующим образом:

$$R_e U[nT] = \frac{2}{N} \sum_{k=1}^N U[(n-N+k)T] \sin \frac{2\pi k}{N} \quad (1)$$

$$I_m U[nT] = \frac{2}{N} \sum_{k=1}^N U[(n-N+k)T] \cos \frac{2\pi k}{N} \quad (2)$$

$$AU[nT] = \sqrt{(R_e U[nT])^2 + (I_m U[nT])^2} \quad (3)$$

$$DU[nT] = \sqrt{2} AU[nT] \quad (4),$$

где  $R_e U[nT], I_m U[nT]$  - проекции вектора, соответствующего первой гармонике входного напряжения на вещественную и мнимую оси комплексной плоскости;

$T=0,0005$  с – интервал времени между замераами напряжения (тока). Фактически – это длительность такта, в течение которого в ПМ РЗА «Діамант» ведется обработка всей аналоговой и дискретной входной информации, а также работают алгоритмы защит и автоматики.

Выражения (1) и (2) представляют собой пару ортогональных цифровых фильтров с конечной импульсной характеристикой, линейной фазо-частотной характеристикой и временем группового сдвига  $\hat{O}_{\hat{A}\hat{N}} = 0,02$  с.

Соотношение (3) и (4) – соответственно амплитуда и действующее значение первой гармоники измеряемого напряжения (тока).

Исходя из структуры приведенной выше пары ортогональных фильтров первой гармоники, опираясь на их динамические свойства получим алгоритм оценки частоты входного синусоидального сигнала.

Полагая, что в выражениях (1) и (2) функция  $U(n - N + k)$  представляет контролируемое синусоидальное напряжение с круговой частотой  $\omega$ , можно записать для текущего момента  $nT$ :

$$U(n - N + k) = A \sin[(n - N + k)\omega T + \varphi] \quad (5)$$

После подстановки (5) в соотношения (1) и (2) имеем:

$$R_e[n] = \frac{2A}{N} \sum_{k=1}^N \sin[(n - N + k)\omega T + \varphi] \sin \omega_0 T_k \quad (6)$$

$$I_m[n] = \frac{2A}{N} \sum_{k=1}^N \sin[(n - N + k)\omega T + \varphi] \cos \omega_0 T_k \quad (7)$$

Введем обозначения:

$$\left. \begin{aligned} (n - N + k)\omega T + \varphi &= \Phi_k \\ \omega_0 T_k &= \Psi_k \end{aligned} \right\} \quad (8)$$

С учетом принятых обозначений (8) текущие значения  $R_e[n]$  (6) и  $I_m[n]$  (7) примут вид:

$$R_e[n] = \frac{2A}{N} \sum_{k=1}^N \sin \Phi_k \sin \Psi \quad (9)$$

$$I_m[n] = \frac{2A}{N} \sum_{k=1}^N \sin \Phi_k \cos \Psi \quad (10)$$

Далее определяем аналоговые значения на предыдущем такте:

$$\begin{aligned} R_e[n-1] &= \frac{2A}{N} \sum_{k=1}^N \sin(\Phi_k - \omega T) \sin \Psi_k = \frac{2A}{N} \sum_{k=1}^N (\sin \Phi_k \cdot \cos \omega T - \cos \Phi_k \cdot \sin \omega T) \sin \Psi_k = \\ &= \frac{2A}{N} \cos \omega T \sum_{k=1}^N \sin \Phi_k \cdot \sin \Psi_k - \frac{2A}{N} \sin \omega T \sum_{k=1}^N \cos \Phi_k \cdot \sin \Psi_k \end{aligned}$$

Принимая во внимание (9), окончательно получаем:

$$R_e[n-1] = R_e[n] \cos \omega T - \frac{2A}{N} \sin \omega T \sum_{k=1}^N \cos \Phi_k \sin \Psi_k \quad (11)$$

Для мнимой части с учетом (10)

$$I_m[n-1] = \frac{2A}{N} \sum_{k=1}^N \sin(\Phi_k - \omega T) \cos \Psi_k = I_m[n] \cos \omega T - \frac{2A}{N} \sin \omega T \sum_{k=1}^N \cos \Phi_k \cdot \cos \Psi_k \quad (12)$$

Аналогично определим:

$$R_e[n+1] = \frac{2A}{N} \sum_{k=1}^N \sin(\Phi_k + \omega T) \sin \Psi_k = R_e[n] \cos \omega T + \frac{2A}{N} \sin \omega T \sum_{k=1}^N \cos \Phi_k \sin \Psi_k \quad (13)$$

$$I_m[n+1] = \frac{2A}{N} \sum_{k=1}^N \sin(\Phi_k + \omega T) \cos \Psi_k = I_m[n] \cos \omega T + \frac{2A}{N} \sin \omega T \sum_{k=1}^N \cos \Phi_k \cos \Psi_k \quad (14)$$

Суммируя выражения (11) и (13), находим

$$R_e[n-1] + R_e[n+1] = 2R_e[n] \cos \omega T \quad (15)$$

Аналогично суммируя соотношения (12) и (14) определим

$$I_m[n-1] + I_m[n+1] = 2I_m[n] \cos \omega T \quad (16)$$

Возведем каждое из выражений (15) и (16) в квадрат и после их суммирования и преобразования получим

$$\cos^2 \omega T = \frac{(R_e[n-1] + R_e[n+1])^2 + (I_m[n-1] + I_m[n+1])^2}{4(R_e^2[n] + I_m^2[n])} \quad (17)$$

В отличие от выражений (15) и (16) соотношение (17) не имеет особых точек, если амплитуда измеряемого напряжения не равна нулю.

Принимая во внимание, что  $\cos 2\omega T = 2\cos^2 \omega T - 1$ , и используя (17), получаем

$$\theta = 2\omega T = \arccos\left(2 \frac{(R_e[n-1] + R_e[n+1])^2 + (I_m[n-1] + I_m[n+1])^2}{4(R_e^2[n] + I_m^2[n])} - 1\right) \quad (18)$$

Таким образом, частота измеряемого напряжения определится как

$$f = \frac{\theta}{4\pi T} \quad (19)$$

Выражение (19) является окончательным.

Следует отметить, что при синусоидальном сигнале такой способ измерения частоты не имеет методической погрешности.

Поскольку в ПМ РЗА «Діамант» расчет частоты  $f$  определяется на каждом такте (т.е. 40 раз за время  $T_0=0,02$  с), поэтому дополнительно для достоверности результата и исключения влияния различного рода помех реализован алгоритм цифровой фильтрации значений  $f$ :

$$f_{\delta} = \dot{O}_{\delta} f_{\delta} + (1 - \dot{O}_{\delta}) f;$$

Где  $\dot{O}_{\delta}$  - постоянная времени фильтра, задается уставкой.

Опыт эксплуатации ПМ РЗА «Діамант» показал высокую эффективность используемого способа частоты.

Выводы:

Используемый в ПМ РЗА «Діамант» способ измерения частоты обладает преимуществами по быстрдействию и точности измерений и отвечает всем требованиям, предъявляемым к органам частоты в устройствах противоаварийной автоматики и релейной защиты.

Литература.

1. Езерский С.В., Миров А.В., Потапенко В.И. Микропроцессорное многофункциональное устройство реле частоты. Патент РФ. <http://ru-patent.info/21/70-74/2171475.html>
2. Данильчук В.Н., Нехай И.Ф., Перетятко В.А. Микропроцессорные унифицированные реле частоты УРЧ-3М для автоматик разгрузки, ввода резервов, защит и блокировок. Энергетика та Електрифікація. №7.2008
3. Романовский П.И. Ряды Фурье. Теория поля. Аналитические и специальные функции. Преобразование Лапласа. Изд. «Наука». Главная редакция физико-математической литературы. Москва. 1973.



**Приборный модуль релейной защиты и автоматики «Діамант» для присоединений 6-35 кВ**

В.В.Горбенко, технический директор  
Ю.И. Кочегаров, главный специалист по РЗА  
Ю.В.Якименко, начальник отдела

Научно-производственное предприятие ХАРТРОН – ИНКОР планирует приступить в 2013 году к серийному выпуску нового унифицированного приборного модуля релейной защиты и автоматики «Діамант» (ПМ РЗА ААВГ.421453.005-300), предназначенного для использования в распределительных сетях 6-35 кВ, а также для защиты оборудования собственных нужд электрических станций [1].



Приборный модуль релейной защиты и автоматики «Діамант» представляет собой цифровой терминал нового поколения, конструктивно выполненный по «крейтовой» технологии с питанием от оперативного источника  $U = 220$  В переменного или постоянного тока.

ПМ РЗА «Діамант» обладает повышенной стойкостью к сейсмическим воздействиям и другим внешним механическим факторам (вибрации, перегрузки и т.п.), сохраняет свою работоспособность в широком температурном диапазоне окружающей среды ( $- 25 \div +55$ )<sup>0</sup>С и в условиях высокой влажности (до 98% при температуре  $+ 25$ <sup>0</sup>С).

Время готовности к работе после подачи оперативного питания составляет не более 200 мс. При этом терминал сохраняет свою работоспособность при пропадании оперативного питания ( $U = 0$ В) на время до 10 с. Время заряда источника, обеспечивающего работоспособность, составляет не более 5 мин. (на протяжении этого времени допустимы провалы питания длительностью не более 0,5 с).

ПМ РЗА «Діамант» поддерживает реализацию схем дешунтирования соленоида отключения токами короткого замыкания на подстанциях с переменным оперативным током.

Прибор имеет 8 аналоговых входов для измерения в общем случае четырех напряжений и четырех токов: диапазон измеряемых напряжений составляет от 0 до 250 В. Относительная погрешность измерения не более 2%.

- диапазоны измеряемых токов составляет от 0 до 150 А (3 канала) и от 0 до 1,2 А (1 канал). Относительная погрешность измерения не более 2%.

Количество дискретных программируемых входов/выходов - 10/10. В качестве дискретных выходов по желанию Заказчика могут быть использованы как электронные ключи (на полевых транзисторах) так и электромагнитные реле. На передней панели прибора расположены 8 программируемых светодиодных индикаторов.

Для управления и отображения текущего состояния электротехнических параметров прибор имеет 4-строчный, 20-ти символьный жидкокристаллический индикатор и мембранную клавиатуру.

Для интеграции в АСУ ТП ПМ РЗА «Діамант» имеет порты USB, RS-485 (скорость до 115200 бит/с) и Ethernet.

В памяти ПМ РЗА «Діамант» прошита библиотека стандартных функций, которые могут быть сконфигурированы требуемым образом персоналом релейной защиты непосредственно перед вводом терминала в эксплуатацию. К указанным стандартным функциям относятся:

- функции защит электрооборудования:
  - четырехступенчатая направленная с пуском по напряжению токовая защита с независимой временной характеристикой срабатывания (МТЗ), при этом любая из ступеней может быть настроена уставками как токовая отсечка;
  - одна ступень МТЗ с токозависимой временной характеристикой срабатывания;
  - четырехступенчатая направленная токовая защита обратной последовательности с пуском по напряжению  $U_2$ ;
  - комбинированная четырехступенчатая направленная токовая защита с пуском по напряжению  $U_0$  от однофазных замыканий на землю;
  - четырехступенчатая защита по напряжению  $U_0$  от однофазных замыканий на землю;
  - защита минимального напряжения (4 ступени);
  - защита максимального напряжения (4 ступени);
  - четырехступенчатая дистанционная защита от междуфазных замыканий;
  - логическая защита шин;
  - дуговая защита (от внешних датчиков);
- функции контроля электрооборудования:
  - контроль цепей напряжения собранных в «звезду»;
  - контроль цепей напряжения собранных в «открытый треугольник»;
  - определение типа короткого замыкания;
  - определение места повреждения;
- функции автоматики:
  - управление высоковольтным выключателем;
  - двукратное автоматическое повторное включение (АПВ);
  - устройство резервирования отказа выключателя (УРОВ);
  - автоматическая частотная разгрузка (АЧР)
  - частотное автоматическое повторное включение (ЧАПВ);
  - автоматическое включение резерва (АВР);
- функции регистрации:
  - регистратор аварийных событий (РАС);
  - регистратор аварийных аналоговых (токи и напряжения) параметров (РАП);
  - осциллографирование текущих параметров с разрешением 1 мс.

При разработке программно-алгоритмического обеспечения ПМ РЗА были унифицированы алгоритмы токовых защит (прямой, обратной и нулевой последовательностей). В качестве иллюстрации на рисунке 1 приведена функциональная логическая схема унифицированной ступени направленной с пуском по напряжению токовой защиты с независимой временной характеристикой срабатывания.

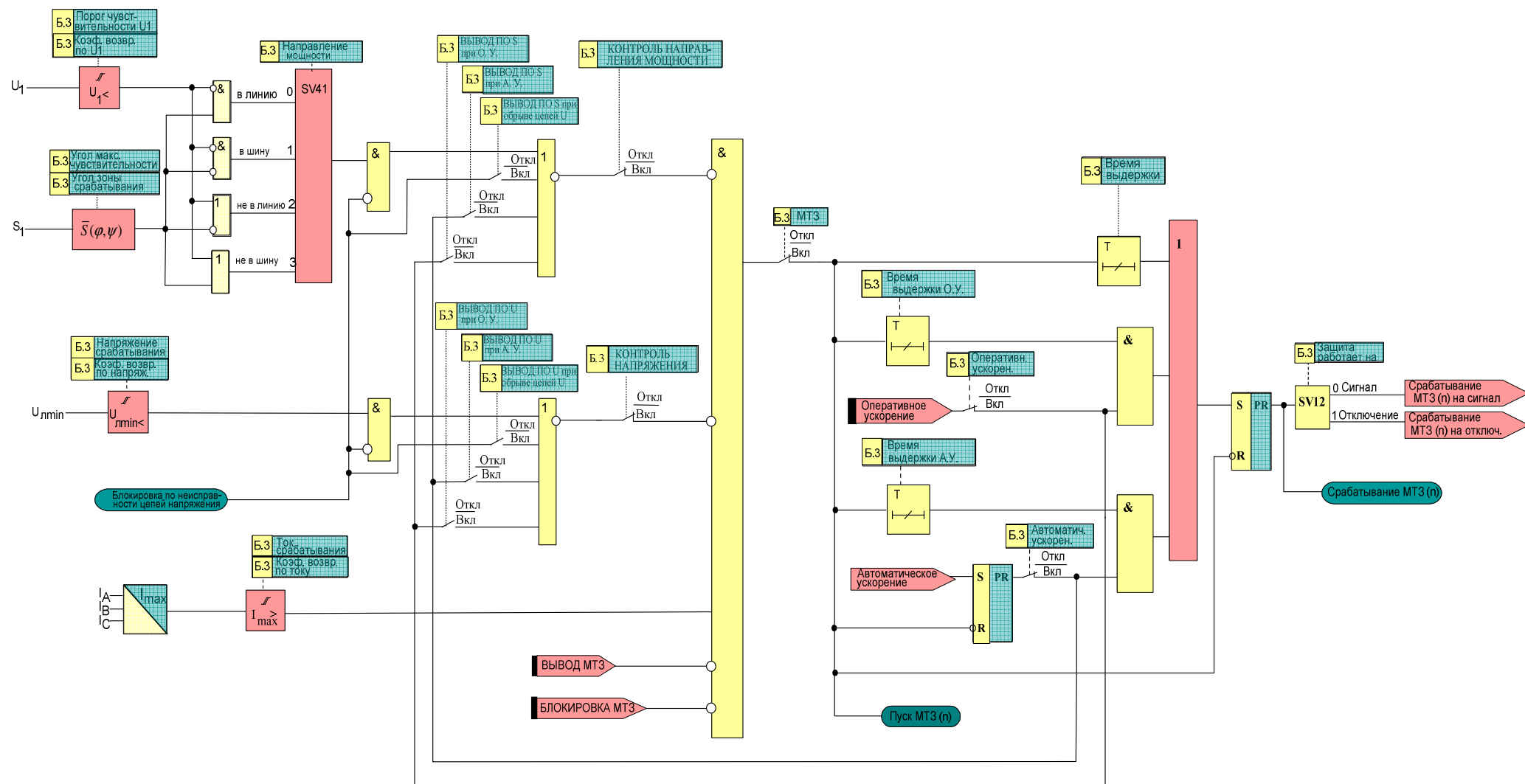


Рисунок 1 - Унифицированная ступень направленной с пуском по напряжению токовой защиты

Дистанционная защита (ДЗ) от междуфазных коротких замыканий реализована с круговыми характеристиками зоны срабатывания с возможностью размещения центра окружности (или выделяемого сектора) в любой точке комплексной плоскости сопротивлений.

Это достигается с помощью соответствующего выбора пяти параметров, которые определяют координаты центра окружности, ее радиус, а также угловое положение начального и конечного радиус-векторов для определения сектора срабатывания.

На рисунке 2 приведены возможные формы зон срабатывания ДЗ, их расположение на комплексной плоскости.

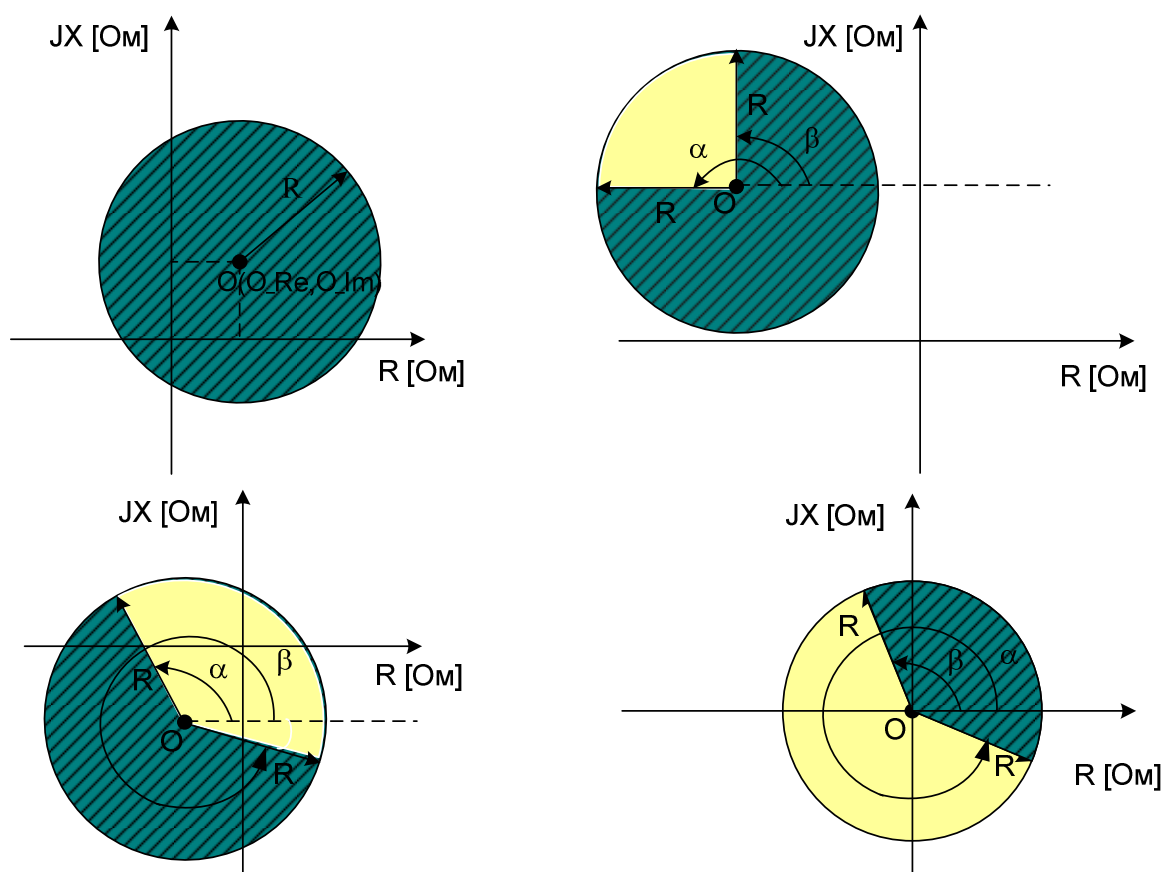


Рисунок 2 - Допустимые формы зон срабатывания ДЗ

На рисунке 2 приняты следующие обозначения:

- $O(O_{Re}, O_{Im})$  - координаты центра окружности (или сектора) зоны срабатывания в осях активного и реактивного сопротивления;
- $R$  - радиус окружности (или сектора) зоны срабатывания;
- $\alpha$  - угол между осью активного сопротивления и радиус-вектором, определяющим начало сектора зоны;
- $\beta$  - угол между осью активного сопротивления и радиус-вектором, определяющим конец сектора зоны.

Указанные углы, определяющие начальное и конечное положение радиусов сектора срабатывания защиты, отсчитываются от положительного направления оси активного сопротивления против часовой стрелки.

Для наглядности, зоны срабатывания ДЗ заштрихованы.

В реализованной дистанционной защите предусмотрены:

- индивидуальная настройка времени срабатывания каждой ступени;
- возможность выбора оперативного или автоматического ускорения каждой ступени ДЗ с соответствующим временем срабатывания.

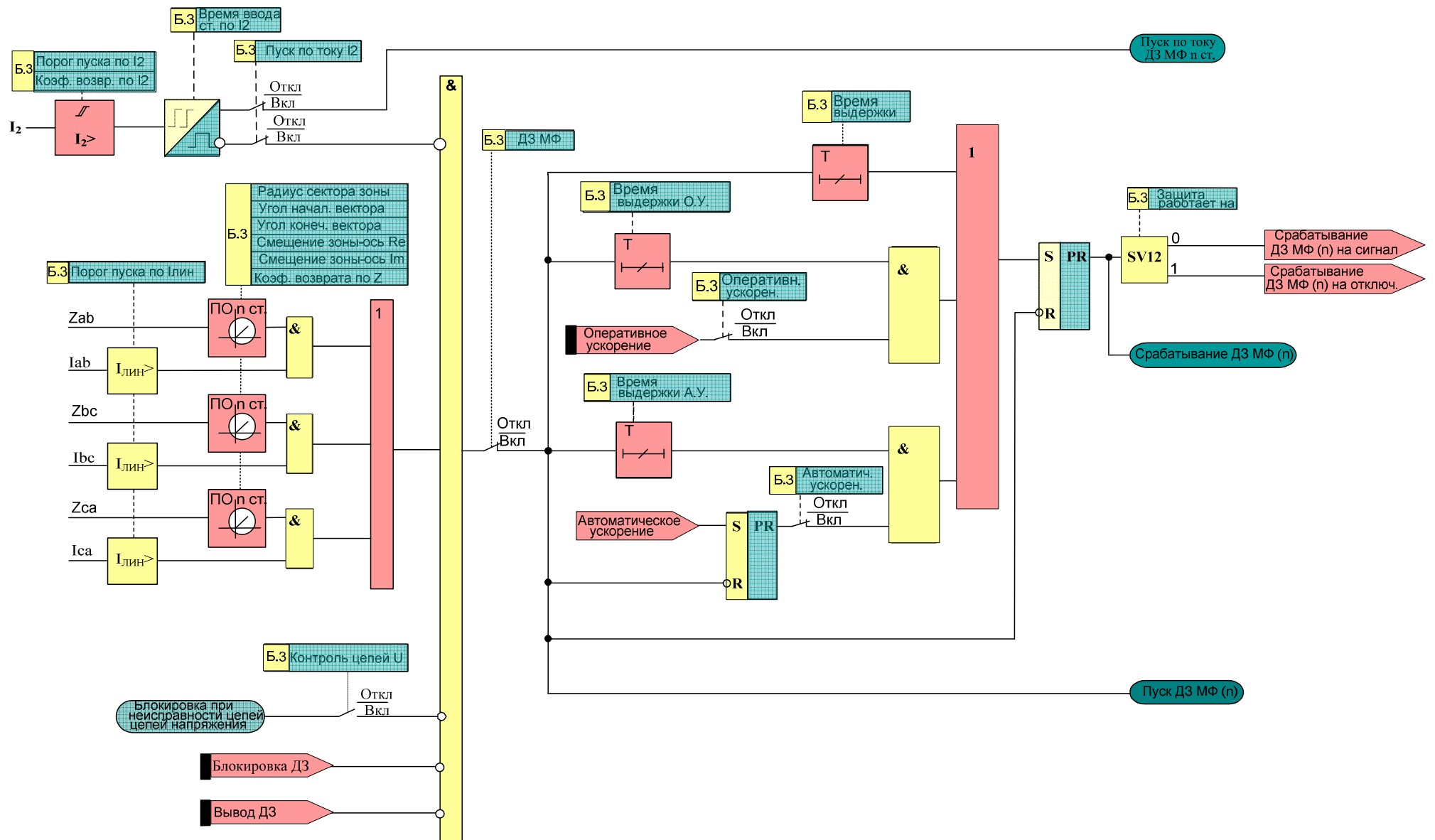


Рисунок 3 - Функциональная логическая схема унифицированной ступени дистанционной защиты от междофазных коротких замыканий

Пуск ДЗ осуществляется по линейному току ( $I_A-I_B$ ;  $I_B-I_C$ ;  $I_C-I_A$ ) и, при соответствующей настройке - току обратной последовательности.

Каждая ступень дистанционной защиты имеет индивидуальную настройку с помощью которой может быть выведена из работы при неисправности измерительных цепей напряжения с последующим вводом в работу резервной МТЗ.

Ввод резервной МТЗ может быть организован с помощью программируемой логики.

На рисунке 3 приведена функциональная логическая схема унифицированной ступени дистанционной защиты от междуфазных коротких замыканий.

С целью повышения надежности выявления однофазных замыканий на землю (ОЗЗ) в сетях с изолированной нейтралью в ПМ РЗА реализован ряд защит от данного вида повреждений:

- защита по напряжению  $U_0$  от однофазных замыканий на землю;
- комбинированная четырехступенчатая направленная токовая защита нулевой последовательности с пуском по напряжению  $U_0$ .

Для идентификации поврежденного фидера в условиях перемежающихся дуговых ОЗЗ в ПМ РЗА предполагается дополнительно реализовать высокочастотную (на основе расчета действующего значения высших гармоник) токовую защиту нулевой последовательности, которая успешно применяется в терминалах релейной защиты НТЦ «Механотроника» [2].

В заключение необходимо отметить, что реализованные в новом приборном модуле функции позволяют обеспечить защиту фактически любого оборудования напряжением 6-35 кВ (кабельных и воздушных линий, фидеров, вводов, секционных выключателей, измерительных трансформаторов напряжения, электродвигателей мощностью до 2,5 МВт).

#### Литература:

1 Горбенко В.В., Кочегаров Ю.И., Нистратов А.Д. «Микропроцессорные устройства РЗА для сетей 6 - 35 кВ и собственных нужд электростанций». Электрические сети и системы, №4 - 5, 2005.

2 Езерский В.Г. «Комбинированная защита от однофазных замыканий на землю». НТЦ «Механотроника», Санкт-Петербург, Россия. <http://bmrz-zakharov.narod.ru/2012/OZZ.htm>.

В.В. Горбенко, Ю.И. Кочегаров, Д.Я. Лаптев

С вводом в эксплуатацию ВЛ-750 кВ РАЭС – Киевская существенно снизилась вероятность аварий в прилегающей к Ровенской АЭС сети 330 – 750 кВ, при которых необходим ввод управляющих воздействий противоаварийной автоматики на оборудование станции. Тем не менее, как показали результаты расчетов статической и динамической устойчивости РАЭС, требуется корректировка воздействий автоматики разгрузки станции при отключении линий электропередачи (АРС ОЛ) и проведение реконструкции ее существующих комплексов на электромеханических реле.

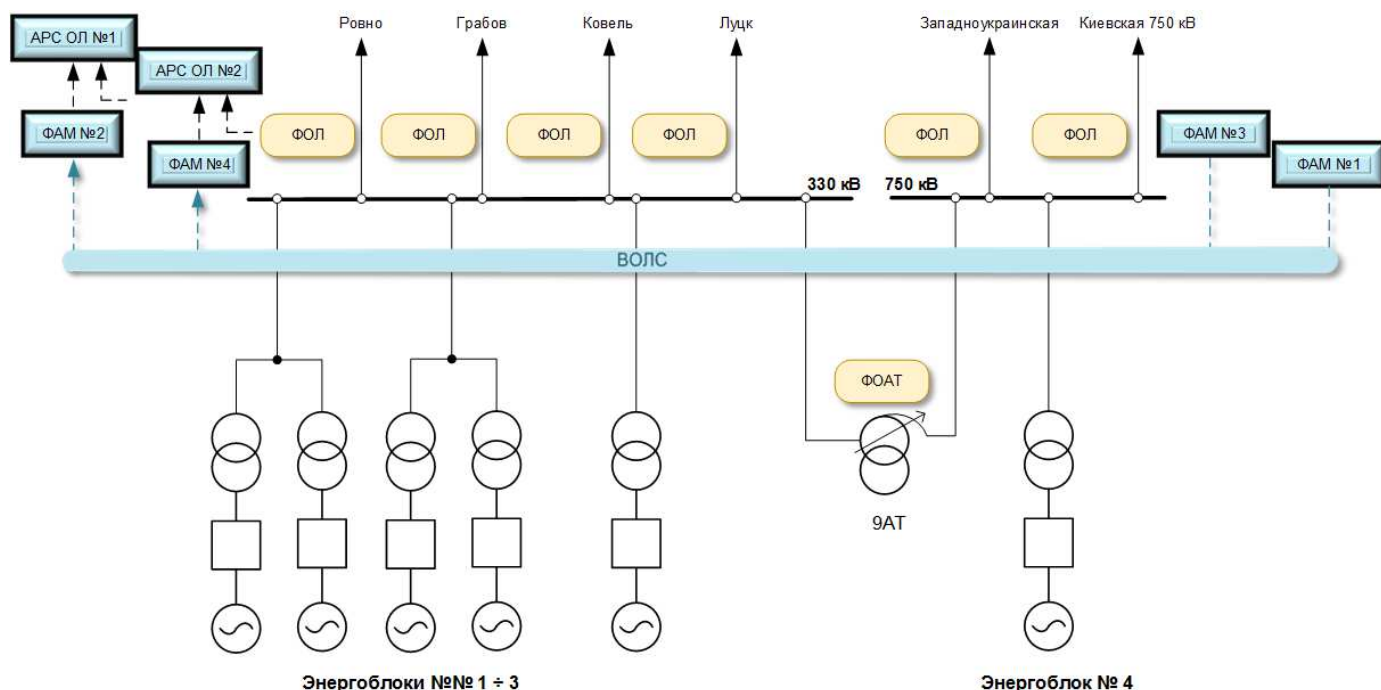
В связи с этим институт «Укрэнергосетьпроект» выполнил проект «Ровенская АЭС. ОРУ 750 кВ. Реконструкция. Подключение в ячейки №1, 2 ВЛ 750 кВ РАЭС – Киевская. Разработка принципиальных схем РЗА и ПА и схем конфигурации логических модулей микропроцессорных устройств», в котором разработана структура алгоритма управляющего вычислительного комплекса АРС ОЛ на базе приборного модуля «Діамант» производства НПП ХАРТРОН-ИНКОР. При этом на объекте впервые спроектирована и осуществлена цифровая связь между устройствами автоматики ОРУ 330 кВ и ОРУ 750 кВ посредством помехозащищенного канала ВОЛС.

Проект реализует известный принцип противоаварийной автоматики «2-ДО», согласно которому для обеспечения нормативных запасов устойчивости на основании выполненных при проектировании расчетов предполагаемых послеаварийных режимов энергосистемы и контроля предшествующего режима при разных уровнях генерации на Ровенской АЭС и различных аварийных отключениях элементов сети формируется необходимый объем воздействий на разгрузку энергоблоков станции.

По заданию Заказчика – РАЭС и в соответствии с указанным проектом НПП ХАРТРОН-ИНКОР разработало, изготовило и поставило на объект для внедрения программно-аппаратный управляющий вычислительный комплекс АРС ОЛ.

Внедряемый комплекс АРС ОЛ способен адаптироваться к изменениям схемно-режимного состояния сети и обладает возможностью перехода к использованию принципа «1-ДО». Такой переход возможен по мере внедрения в НЭК «Укрэнерго» программ Института электродинамики НАН Украины, обеспечивающих циклическое оценивание состояния энергосистемы (т.е. расчет текущего установившегося режима ОЭС Украины с малым интервалом времени) на основе телеметрической информации [1].





Примечание: утолщенными линиями указаны вновь устанавливаемая аппаратура АРС ОЛ

На рисунке 1 представлена схема размещения аппаратных средств автоматики разгрузки станции при отключении линий 330 - 750 кВ.

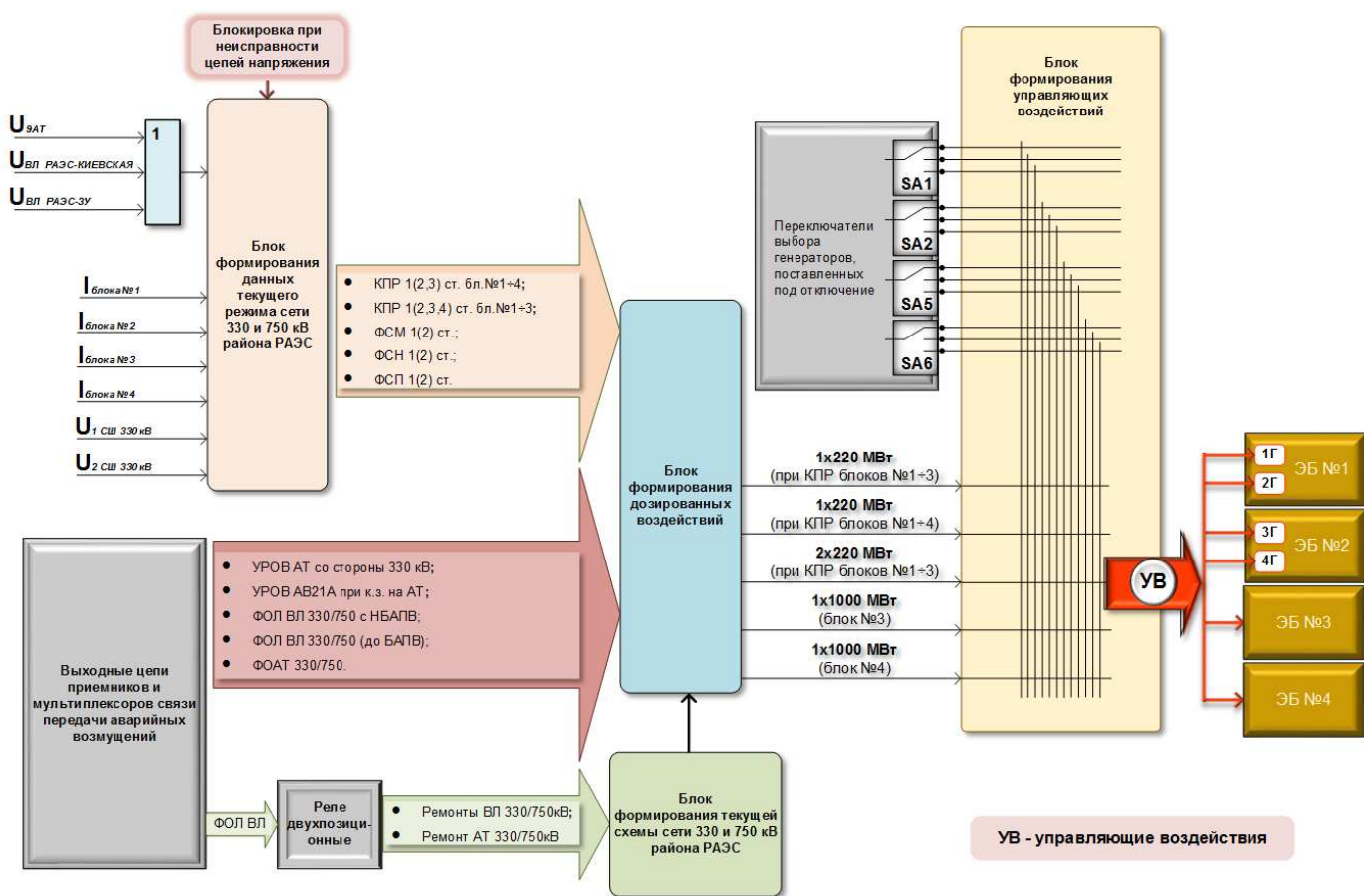
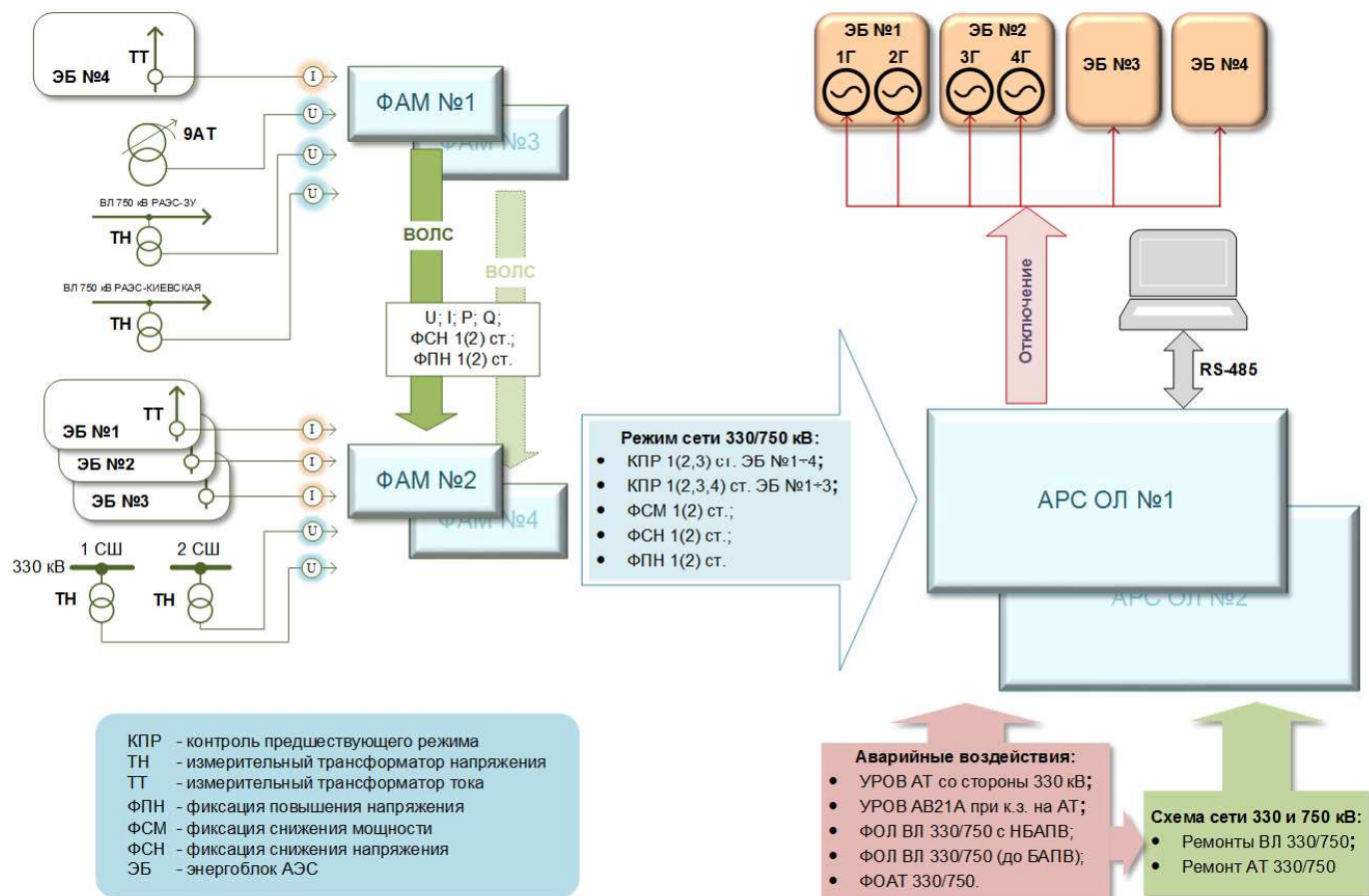
АРС ОЛ Ровенской АЭС представляет собой дублированную иерархическую распределенную двухуровневую систему управления (рисунок 2), обеспечивающую предотвращение нарушения устойчивости энергосистемы. Все аппаратные средства и каналы связи АРС ОЛ полностью дублированы для надежности.

Верхний уровень системы, представленный центральными дублированными устройствами АРС ОЛ №1 и АРС ОЛ №2, территориально располагается в ОПУ ОРУ-330 кВ РАЭС. Дублированные устройства выполнены на базе ПМ РЗА «Диамант» модификации ARS01 [2] обеспечивают хранение баз данных, в т.ч. таблицы управляющих воздействий (УВ) – отключения генераторов станции или блоков в соответствии с таблицей УВ РАЭС согласно программным и аппаратным настройкам.

При срабатывании пусковых органов центральные устройства АРС ОЛ №1 и АРС ОЛ №2 также осуществляют выдачу команд на дискретные выходы для отключения соответствующего оборудования.

Устройствами нижнего уровня являются дублированные ПМ РЗА «Диамант» ФАМ №1, ФАМ №3 модификации FAM01 [3] и дублированные ФАМ №2, ФАМ №4 модификации FAM02 [4], выполняющие функции КПП и контроля напряжения на шинах соответственно 750 и 330 кВ РАЭС и служащие измерительными органами параметров исходного режима контролируемого района энергосистемы.





ПМ РЗА «Діамант» ФАМ №1 и ФАМ №3 предназначены для сбора и обработки информации о текущем значении тока и мощности энергоблока №4, напряжений автотрансформатора, ВЛ-750 кВ РАЭС-ЗУ и РАЭС-Киевская 750 кВ и передачи этой информации по дублированным цифровым каналам связи ВОЛС в ПМ РЗА «Діамант» ФАМ №2 и ФАМ №4 соответственно. Приборные модули ФАМ №1 и ФАМ №2 располагаются в ОПУ ОРУ-750 кВ.

ПМ РЗА «Діамант» ФАМ №2 и ФАМ №4 собирают и обрабатывают информацию о текущих токах энергоблоков блоков №1, №2 и №3 РАЭС, напряжениях 1-ой и 2-ой СШ 330 кВ, а также по каналам ВОЛС в режиме реального времени принимают и обрабатывают информацию от ФАМ №1 и ФАМ №3 соответственно. Приборные модули ФАМ №2 и ФАМ №4 располагаются в ОПУ ОРУ-330 кВ. Связь между устройствами нижнего уровня расположенными в ОПУ ОРУ-750 кВ и ОПУ ОРУ-330 кВ РАЭС осуществляется по технологии Ethernet через медиа-конвертеры по выделенному волоконно-оптическому каналу связи.

На рисунке 3 показана структура алгоритма формирования управляющих воздействий АРС ОЛ с отображением информационных и управляющих связей территориально распределенных компонентов вычислительного комплекса. При этом структура алгоритма вычислительного комплекса АРС ОЛ выполнена согласно таблице управляющих воздействий, составленной на основании результатов расчетов статической и динамической устойчивости Ровенской АЭС. Алгоритм АРС ОЛ позволяет реализовать следующие функции:

- ввода аварийной и доаварийной информации;
- формирования управляющих воздействий при возникновении аварийных ситуаций в прилегающей к РАЭС сети в ее нормальных и ремонтных схемах;
- выбора отключаемых генераторов и блоков станции;
- блокировки.

Пуск автоматики разгрузки станции при отключении линии осуществляется от устройств фиксации отключения линий (ФОЛ) 330 кВ и 750 кВ, фиксации отключения автотрансформатора (ФОАТ), а также при действии УРОВ 330 кВ и УРОВ АВ21А при коротком замыкании в автотрансформаторе 9АТ.

Достоверность поступления каждого сигнала от распределенных ФОЛ и АФОАТ, выходных цепей приемников устройств передачи команд автоматики и выходных цепей мультиплексоров связи обеспечивается передачей дискретных сигналов по резервированным (от двух до четырех) каналам связи и подключением их к отдельным дискретным входам (DIO) аппаратуры вычислительного комплекса АРС ОЛ.

Контроль предшествующего режима выполняется путем фиксации активной мощности (ФАМ) генерирующей части станции.

Информация обо всех учитываемых ремонтах элементов сети, прилегающей к РАЭС, формируется в выходных цепях приемников и мультиплексоров на двухпозиционных реле, что позволяет восстановить текущую схему сети района РАЭС при кратковременной потере питания приводящей к перезагрузке микропроцессора устройства APC ОЛ.

Программно-аппаратный комплекс APC ОЛ имеет следующие составляющие:

- системное программное обеспечение реального времени;
- специализированное прикладное программное обеспечение, ориентированное на сохранение наиболее критичных параметров системы APC ОЛ и учитывающее особенности такой системы;
- гибкое конфигурирование и настройка под параметры любого объекта;
- современное решение, опирающееся на международные стандарты;
- открытая и масштабируемая архитектура для дальнейшего развития и модернизации;
- поддержка любого протокола телемеханики и стандартных промышленных сетей Ethernet, MODBUS и т.д.;
- резервируемые и помехозащищенные каналы связи для передачи команд и управляющих воздействий;
- резервированный комплекс, состоящий из двух одинаковых полукомплектов, работающих в режиме "горячего" резервирования.

Внедряемый адаптивный комплекс APC ОЛ РАЭС обеспечит повышение качества противоаварийного управления как Ровенской АЭС так и всей ОЭС Украины.

## Литература

1. В.Н.Авраменко, В.Л. Прихно, Е.Н. Линник, Ю.И. Кочегаров и др. Адаптивный программно-аппаратный комплекс для обеспечения устойчивости нагрузки Крымской энергосистемы (Предпроектная концепция). Энергетика та електрифікація. 2010.№1. С.35-37
2. Приборный модуль релейной защиты и автоматики. Автоматика разгрузки станции при отключении линии (ARS01). Руководство по эксплуатации ААВГ.421453.005-30.03 РЭ4  
<http://hartron-inkor.com>
3. Приборный модуль релейной защиты и автоматики. Контроль предшествующего режима и фиксации снижения напряжения 750 кВ (FAM01). Руководство по эксплуатации ААВГ.421453.005-105.01 РЭ1  
<http://hartron-inkor.com>
4. Приборный модуль релейной защиты и автоматики. Контроль предшествующего режима и фиксации снижения напряжения 330 кВ (FAM02). Руководство по эксплуатации ААВГ.421453.005-109.06 РЭ10  
<http://hartron-inkor.com>

***НПП ХАРТРОН-ИНКОР***

Украина,  
Харьков,  
ул. Проскуры, 1  
почтовый адрес:  
61085, г. Харьков, а/я 2797  
тел. (057) 760-34-00  
тел./факс (057) 760-42-11  
e-mail: office@incor/kharkov/ua