

УДК 621.316.925

DOI 10.46960/2658-6754_2022_3_125

ПОВЕДЕНИЕ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ ПРИ КОММУТАЦИОННЫХ И АВАРИЙНЫХ РЕЖИМАХ РАБОТЫ УПРАВЛЯЕМОГО ШУНТРИРУЮЩЕГО РЕАКТОРА 500 кВ

Л.А. Кошкарева

Национальный исследовательский университет «МЭИ»

Москва, Россия

e-mail: ludamillak@gmail.com

Одним из способов регулирования реактивной мощности и напряжения в сети является использование управляемых подмагничиванием шунтирующих реакторов (УШР). Они относятся к оборудованию трансформаторного типа, однако их принцип действия отличается от силовых трансформаторов, что вносит ряд существенных отличий в реализацию системы релейной защиты. Однако, на практике, применяются как правило устройства серийного выпуска для защиты трансформаторного оборудования. Опыт эксплуатации УШР насчитывает более 15 лет. За это время были выявлены неправильные действия релейной защиты в различных режимах работы. Предположительно, это было обусловлено неправильным выбором параметров настройки релейной защиты УШР, связанного с отсутствием полного понимания всех физических процессов, происходящих внутри устройства во всех возможных для него режимах работы с учетом режимов работы прилегающей сети. В статье рассмотрены результаты исследования указанных физических процессов для УШР и приведены рекомендации для конкретных видов защит в части параметров настройки с целью недопущения их неправильного действия в будущем.

Ключевые слова: оценка эффективности и чувствительности, релейная защита, управляемый шунтирующий реактор.

Для цитирования: Кошкарева Л.А. Поведение релейной защиты при коммутационных и аварийных режимах работы управляемого шунтирующего реактора 500 кВ // Интеллектуальная Электротехника. 2022. № 3. С. 125-136.
DOI: 10.46960/2658-6754_2022_3_125

BEHAVIOR OF RELAY PROTECTION DURING SWITCHING AND EMERGENCY OPERATION MODES OF 500 kV CONTROLLED SHUNT REACTOR

L.A. Koshkareva

National Research University «Moscow Power Engineering Institute»

Moscow, Russia

e-mail: ludamillak@gmail.com

Abstract. One of the ways to regulate reactive power and voltage in the network is the use of magnetization-controlled shunting regulators (hereinafter referred to as CSR). The CSR refers to transformer-type equipment, but its operating principle differs from power transformers, which introduces a number of significant differences in the implementation of the relay protection system. However, in practice, as a rule, serial production devices are used to protect transformer equipment. The operational experience of the CSR has more than 15 years. During this time, incorrect relay protection actions were detected in various operating modes. Presumably, this was due to the incorrect choice of settings for the relay protection of the CSR, due to the lack of a complete understanding of all physical processes occurring inside the device in all possible operating modes for it, taking into account the operating modes of the adjacent network.

The article discusses the results of the study of these physical processes for the CSR, based on recommendations for specific types of protections in terms of settings in order to prevent their improper action in the future.

Keywords: evaluation of efficiency and sensitivity, relay protection, controlled shunt reactor.

For citation: L.A. Koshkareva, “Behavior of relay protection during switching and emergency operation modes of 500 kV controlled shunt reactor”, *Smart Electrical Engineering*, no. 3, pp. 125-136, 2022. DOI: 10.46960/2658-6754_2022_3_125

I. Введение

Управляемые шунтирующие реакторы (УШР) предназначены для регулирования реактивной мощности и напряжения. Они могут подключаться к шинам подстанций, либо к воздушным или кабельным линиям высокого напряжения. При этом их релейная защита имеет ряд особенностей, обусловленных принципом действия УШР, однако выполняется с использованием серийных или специализированных микропроцессорных терминалов, применяемых для организации релейной защиты оборудования трансформаторного типа.

Особенности релейной защиты связаны с тем, что, в отличие от силовых трансформаторов, ток нагрузки первой гармоники во вторичной обмотке реактора отсутствует. Преобладающая в треугольнике компенса-

ционной обмотки третья гармоника имеет максимум (около 1 кА действующее значение для УШР 500 кВ) в области 50 % нагрузки, а в режиме номинальной нагрузки при синусоидальном питающем напряжении практически равна нулю, как и остальные высшие гармоники в токе сетевой обмотки. Это объясняется тем, что реакторы серии РТУ проектируются с номинальной мощностью в т.н. полупредельном режиме насыщения, когда постоянный поток номинального подмагничивания поочередно в каждом полустержне магнитопровода вытесняет переменный поток в область насыщения ровно на время половины периода частоты сети [1, 2].

В процессе эксплуатации УШР были выявлены неправильные действия релейной защиты, связанные с некорректным выбором параметров срабатывания вследствие отсутствия ясного понимания физических процессов, происходящих в обмотках реактора в различных режимах работы сети. Более подробно случаи неправильного действия защит были рассмотрены в [1, 3-5]. Ввиду этого, для исследования поведения релейной была разработана и верифицирована модель УШР 500 кВ. Подход к созданию модели, ее особенности и описание результатов верификации были описаны в [6].

Рассмотренные случаи неправильного действия РЗА УШР описывали проблемы, возникающие при выводе в ремонт линии, оперативных переключениях и в цикле работы автоматики повторного включения линии (АПВ). При этом отмечалось, что для шинных реакторов, и даже для линейных с режимами АПВ, отсутствие блокировки по 2-й гармонике сравнительно редко может привести к излишней работе максимальной токовой защите компенсационной обмотки (МТЗ КО) или дифференциальной защиты нулевой последовательности (ДЗНП) и отключению реактора. Это объясняется тем, что режимы коммутаций реактора (включая оперативный ввод и трехфазного АПВ) сопровождается работой системы автоматического управления (САУ) с предварительным подмагничиванием магнитной системы реактора [7, 8]. А в этом случае в токе треугольника КО практически сразу отсутствует 1-я гармоника. От режимов же однофазного АПВ, продольных несимметрий и внешних коротких замыканий с землей МТЗ КО отстроена блокировкой по току нулевой последовательности со стороны сетевой обмотки (СО). Именно поэтому случаев излишней работы МТЗ КО практически не было, а на УШР-579 ПС «Озерная», описываемый ранее случай, произошел в процессе длительного затухания токов на уже отключенной линии с реактором.

Тем не менее, исключить такие же или иные коммутации (например, с недостаточным подмагничиванием УШР или с одновременным включением фаз выключателя) нельзя, поэтому в качестве предположения было предложено ввести блокировку второй гармоникой МТЗ КО и ДЗНП

КО-СО (или сочетанием гармоник) по аналогии с блокировкой или торможением дифференциальной защиты трансформатора. Кроме того, предполагается, что после близких межфазных коротких замыканий в треугольнике КО тоже может возникнуть ток первой гармоники до 1 кА (с присутствием высших гармоник).

Таким образом, с целью недопущения излишних и ложных срабатываний РЗА УШР в будущем и проверки предположений по используемым условиям блокировки и срабатывания РЗА УШР на уже созданной модели, необходимо и достаточно рассчитать и проанализировать следующие режимы:

- включение УШР 500 кВ без предварительного подмагничивания, с разными углами включения без управляемой коммутации;
- включение УШР 500 кВ с разным уровнем остаточной намагниченности (предварительного подмагничивания) и синхронным включением фаз выключателя, без управляемой коммутации;
- УШР 500 кВ при близких коротких замыканиях с разным уровнем остаточной намагниченности (предварительного подмагничивания);
- УШР 500 кВ при коммутациях с линией.

II. Анализ электрических параметров УШР 500 кВ при включении без предварительного подмагничивания, с разными углами включения без управляемой коммутации

В общем случае в режимах АПВ и коммутационных режимах система автоматического управления реактора обеспечивает предварительное подмагничивание магнитной системы УШР током равным по величине 10 % номинального тока обмотки управления (ОУ), что исключает коммутационные воздействия на тиристоры ТМП (ОУ обтекается током в момент коммутации), а также обеспечивает безынерционный набор номинальной мощности при включении. Кроме исключения коммутационных воздействий и обеспечения безынерционного набора мощности, предварительное подмагничивание обеспечивает полный автоматический контроль системы управления и силовой схемы системы подмагничивания реактора перед его включением в сеть, поскольку САУ выдает разрешающий сигнал на оперативное включение выключателя только при наличии заданного значения тока в ОУ. Указанный ток от преобразователя ТМП может быть обеспечен только при полностью исправной и правильно подготовленной к включению системе подмагничивания.

В достаточно редких случаях отсутствия возможности предварительного подмагничивания допускается включение УШР и его участие в циклах АПВ без предварительного подмагничивания. В последнем случае, если цикл АПВ короткий, даже при наличии предварительного подмагничивания индукция не успевает подняться до необходимого номинально

значения. К тому же нельзя исключать отказы автоматики и ошибки обслуживающего персонала. Необходимо отметить, что при этом преобразователи и их защитные устройства, в том числе ОПН на выводах ОУ, должны быть рассчитаны на энергию коммутационных воздействий в указанных режимах.

Величины и формы токов включения в КО реактора зависят от ряда факторов, в том числе, от одновременности включения фаз выключателя и наличия на нем устройства синхронизации, от величины остаточного намагничивания или тока предварительного подмагничивания, предшествующей нагрузки УШР и другие. При этом в КО циркулируют соизмеримые синфазные токи, аналогичные токам нулевой последовательности и трудно различимые между собой, с аperiodическими составляющими и высшими гармониками, по величине и фазе приведенным фазным токам I_0 , CO , величиной около 60 % номинального значения, а амплитуды свободных составляющих тока включения в КО и время их затухания существенно больше по сравнению с включением с предварительным подмагничиванием. При появлении указанных токов в КО, защита работать не должна.

Результаты расчетов сравнивались с реальными осциллограммами, полученными при включении без подмагничивания в сетевых испытаниях реактора 500 кВ на ПС «Озерная» и ПС «Ангара», ПС «Барабинская». С полным перечнем эксплуатационных осциллограмм можно ознакомиться в Приложении 2 [1], расчетных осциллограмм в [9]. На основании указанных данных был сделан вывод о том, что характер и время протекания процессов, полученные при моделировании, соответствуют реальным, полученным на подстанциях в ходе проведения сетевых испытаний.

В рассматриваемых случаях различия в величинах и формах токов объясняется разными моментами замыкания выключателей, на реальных объектах одновременностью замыкания фаз, а также различными временами предшествующего режима при моделировании и реальных опытах. Однако очевидно присутствие долго затухающей аperiodической составляющей, а также присутствие схожего спектра высших гармоник в токе КО в осциллограммах, полученных как при сетевых испытаниях, так и при моделировании в *MATLAB*. Ниже приведен анализ гармонического состава тока КО в зависимости от разных углов включения в момент замыкания контактов выключателя.

Как видно из табл. 1, рассматриваемый режим включения характеризуется большим спектром гармоник в составе тока КО, причем вторая гармоника имеет наибольшее значение и также, как и остальные зависит от угла включения, при этом основываясь на полученных осциллограммах имеет достаточно продолжительно время затухания.

Таблица 1.
Анализ гармонического состава токов
в зависимости от разных углов включения. Токи К0 в момент замыкания

Table 1.
Analysis of the harmonic composition of currents
depending on different angles of inclusion. KN currents at the moment of closure

№ гармоники	Момент замыкания выключателя, сек							
	0,2		0,205		0,208		0,211	
	I, А	Угол, °	I, А	Угол, °	I, А	Угол, °	I, А	Угол, °
0	173,51	270,0	78,94	90,0	129,35	270,0	165,23	90,0
1	459,54	74,6	441,03	-16,5	453,76	145,9	460,64	-51,7
2	561,68	259,6	589,42	175,1	576,70	-21,9	564,23	139,6
3	443,94	91,4	455,24	0,0	447,00	161,8	444,06	-36,2
4	172,28	-70,1	204,38	179,3	192,51	-22,9	176,27	140,3
5	61,51	241,2	51,09	-34,5	55,45	92,6	58,85	216,9
6	96,69	86,6	38,88	117,5	63,63	246,8	90,23	24,4
7	54,38	256,2	49,50	-19,3	51,16	105,8	54,18	235,0
8	18,63	62,2	46,91	175,4	36,41	-53,2	23,02	84,3
9	11,99	20,8	21,17	-22,8	16,21	75,9	12,66	156,0

Как уже было указано ранее, созданная модель в *Matlab* во многом носит идеализированный характер и имеет ряд допущений, таких как отсутствие учета гистерезиса, потерь в стали, идеализация источника подмагничивания, упрощение сети 500 кВ и другие. Однако именно при рассмотрении коммутаций важно то, что не учитывается и не может быть учтено в модели: остаточное намагничивание стали.

На практике остаточного намагничивания стали может не быть только в случае, если бы реактор ни разу не намагничивался, либо размагнитился длительным переменным потоком холостого хода. Но в большинстве случаев оно есть, поскольку только на заводе изготовителе УШР, при проведении испытаний, находится порядка трех дней в номинальном режиме, а на подстанциях все время под нагрузкой или под начальным предварительным подмагничиванием, то есть значение индукции составляет 2 Тл. При АПВ индукция может успеть снизиться до 1-1,5 Тл, а при длительном отключении, по разным оценкам, до 0,2-0,8 Тл в зависимости от условий отключения и длительности «простоя» УШР. Важно то, что остаточное намагничивание в стали трансформаторов и реакторов есть, и это влияет на процессы при включении.

С этой точки зрения, нужно рассматривать как наиболее частый вариант включения УШР в сеть своим выключателем с предварительным подмагничиванием. Как правило, длительное подмагничивание неболь-

шим током порядка 100 А доводит индукцию под перегиб характеристики (2 Тл), и реактор всеми фазами включается в номинальный режим, с наличием аperiодических составляющих в токе включения, если нет устройства синхронизации.

III. Режим включение реактора без предварительного подмагничивания, с остаточной намагниченностью в стали полустержней на различном уровне

В режиме включение реактора без предварительного подмагничивания, с остаточной намагниченностью в стали полустержней на различном уровне также наблюдается длительный переходной процесс, сопровождающийся токов в КО. Ниже приведены результаты опытов, проведенных в созданной имитационной модели в *MATLAB*, с разным уровнем предварительного подмагничивания от 0,85 Тл до номинального значения примерно 1,98 Тл. С полным перечнем осциллограмм токов в фазах сетевой обмотки и компенсационной обмотки, проведенной серии опытов можно подробно ознакомиться в [9]. В табл. 2 приведены результаты анализа гармонического состава тока в КО при включении с разным уровнем предварительного подмагничивания от 0,85 Тл до номинального значения примерно 1,98 Тл.

Таблица 2.
Анализ гармонического состава токов КО
в зависимости от разного уровня предварительного подмагничивания

Table 2.
Analysis of the harmonic composition of KN currents
depending on from different levels of premagnetization

№ гармоники	Уровень предварительного подмагничивания, Тл							
	0,85		1,2		1,6		1,98	
	<i>I</i> , А	Угол, °	<i>I</i> , А	Угол, °	<i>I</i> , А	Угол, °	<i>I</i> , А	Угол, °
0	171,82	270,0	62,13	270,0	23,9	90,0	2,98	90,0
1	459,37	74,5	454,86	66,0	491,73	68,3	20,89	106,5
2	564,54	259,6	749,10	261,0	1068,78	260,7	27,30	-19,8
3	444,55	91,4	499,22	90,4	559,8	90,8	16,09	-33,6

Из осциллограмм [9] и анализа гармонического состава тока КО в момент включения видно, что степень предварительного подмагничивания оказывает влияние на наличие гармонического спектра и, в частности, 2-й гармоники в токе КО, а также на уровень и форму кривой тока СО. Анализ амплитуды свободных составляющих показал, что ток включения КО и время затухания возникающего переходного процесса существенно меньше в сравнении с результатами опыта включения без предварительного

подмагничивания

Как отмечалось ранее, предположительно, блокировка МТЗ КО и ДЗНП СО-КО 2-й гармоникой (или сочетанием гармоник) по аналогии с блокировкой-торможением дифференциальной защиты трансформатора должна быть, что позволит снизить риск излишних и ложных срабатываний.

IV. Режимы близких двух и трехфазных коротких замыканий

Поскольку случаев близких симметричных коротких замыканий на реальных объектах зафиксировано не было или натурные осциллограммы отсутствуют, то корректность наблюдаемых явлений, полученных расчетным путем в *Matlab*, доказана ранее путем верификации модели во всех возможных режимах работы устройства [6].

Расчеты указанных режимов показали, что после близких двух и трехфазных коротких замыканий в КО тоже возникают значительные токи первой гармоники с длительным затуханием. Поскольку ток 2-й гармоники имеет довольно большое значение все время затухания в случае отсутствия блокировки МТЗ КО и ДЗНП СО-КО будут иметь излишние срабатывания с ложным отключением, как и в случае вывода линии 500 кВ с УШР на ПС Озерной, а наличие блокировки по 2-й гармонике в данном случае эффективна и необходима.

После устранения повреждения в первый момент времени с довольно длительным затуханием, составляющая второй гармоники в токах КО и СО по отношению к первой гармонике составляет почти 50 %, а также в КО действительно возникает значительная составляющая тока основной гармоники. По мере роста предшествующей нагрузки УШР и тока СО доля второй гармоники по отношению к первой в фазах СО уменьшается. При этом во всех случаях и все время затухания в токе треугольника КО (или плеча НН ДЗНП СО-КО) вторая гармоника значительна, а по мере затухания даже превышает первую, анализ приведен в табл. 3. Отсюда можно сделать вывод о том, что блокировки ДЗНП (или МТЗ КО) током второй гармоники в токе треугольника КО существенно выше и надежнее.

При этом следует отметить два важных обстоятельства. Первое – блокировка второй гармоникой может быть неэффективна в случае наличия затухающих колебаний тока в КО при выводе линии, как в рассмотренном ранее случае на ПС Озерной. Связанно это с тем, что частота и амплитуда этих токов меняется существенно (биения), но явно выраженной второй гармоникой в них нет. Вследствие этого МТЗ КО и ДЗНП СО-КО при возникновении такого режима может сработать излишне. Отсюда можно сделать вывод о том, что блокировать указанные защиты нужно иначе либо выводить при оперативном отключении линии. Далее будет приведен анализ осциллограммы токов СО в этом режиме и даны реко-

мендации. Второе – эффективность блокировки ДЗНП СО-КО второй гармоникой в коммутационных режимах включения УШР, АПВ и близких коротких замыканиях. Вариант блокировки ДЗНП содержанием второй гармоники в токе любой фазы СО со стороны ВН, предложенный, например, в микропроцессорных устройствах компании ЭКРА для трехобмоточных УШР ПС Центральная и Палатка, может оказаться недостаточно эффективным по сравнению с блокировкой по току плеча НН (в треугольнике КО) [10].

Таблица 3.

Анализ содержания второй гармоники по отношению к первой в токах КО и СО при различной предшествующей нагрузке и возникновении близкого двухфазного КЗ

Table 3.

Analysis of the content of the second harmonic relative to the first in the CO and CO currents at different previous loads and the occurrence of a close two-phase short circuit

Значение предшествующей нагрузки для УШР при близком двухфазном КЗ, % от номинальной	Содержание 2-й гармоники по отношению к первой в токе СО, %	Содержание 2-й гармоники по отношению к первой в токе КО, %
15-20	50	47
25-30	41	37
Около 50	34	25,5

При этом в режимах АПВ близких симметричных коротких замыканиях токов в нейтрали СО нет (что также подтверждено осциллограммами, приведенными выше), значит, для ДЗНП СО-КО уравнивающего тока от плеча ВН нет, и защиту нужно блокировать точно так же, как и МТЗ КО.

V. Анализ электрических параметров УШР 500 кВ при коммутациях с линий

Указанный режим будет рассмотрен на примере режимов вывода линии из работы. Ранее упоминалось о случаях неправильного действия защит рассмотрим их, а также воссозданные в *Matlab* осциллограммы указанных режимов.

Рассмотрим случай, произошедший на ПС «Озерная». Как уже ранее описывалось, при производстве переключений по выводу в ремонт ВЛ 500 кВ Ангара – Озерная, в момент снятия напряжения с ВЛ со стороны ПС 500 кВ Ангара, на ПС 500 кВ Озерная отключился реактор ВЛ 500 кВ Ангара – Озерная (УШР) действием 1-й ступени МТЗ компенсационной

обмотки реактора. В ходе расследования указанного случая выявлено, что отключение УШР на ПС 500 кВ Озерная ложным действием 1-й ступени МТЗ компенсационной обмотки произошло при возникновении переходного процесса при отключении ВЛ 500 кВ Ангара – Озерная со стороны ПС 500 кВ Ангара, вызывающего протекание токов в компенсационной обмотке УШР с величинами, превышающими уставку 1-й ступени МТЗ компенсационной обмотки реактора.

В [9] приведены осциллограммы токов в КО в указанном режиме с гармоническим составом по фазе А. Гармонический состав фазы В и С аналогичен и не приводится. Для корректного проведения опыта, ранее созданная модель была дополнена реальной моделью линии 500 кВ с использованием блока линии с распределенными параметрами, силовыми трансформаторами, присутствующими на подстанциях, а также учтено показное исполнение силовых выключателей.

Также в [9] иллюстрируются результаты расчета режима по выводу линии 500 кВ тока в КО, а также его гармонический состав, выраженный в долях по отношению к основной гармонике в аналогичный момент времени, с анализом, приведенным на осциллограмме с реального объекта. Из приведенного анализа видно, что соотношение гармоник в рассматриваемом токе КО рассчитанного в *Matlab* режима совпадает с реальными осциллограммами, а разница в отношении к основной гармонике находится в пределах 10 % погрешности. Среднеквадратичное значение тока находится в пределах 1000 А и 1100 А.

В настоящей работе представлены результаты расчетов различных возможных режимов работы УШР и выводы о поведении релейной защиты и оценке возможной эффективности и чувствительности ДЗНП КО-СО и МТЗ КО. Указанные результаты демонстрируют корректность предлагаемых условий блокировки второй гармоникой РЗА УШР, которые должны позволить снизить число случаев неправильной и ложной работы защит.

© Кошкарева Л.А., 2022

Поступила в редакцию 17.06.2022

Received 17.06.2022

Библиографический список

- [1] Долгополов А.Г. Управляемые шунтирующие реакторы. Принцип действия, конструкции, режимы работы, релейная защита и автоматика. М.: ООО ИД Энергия, 2015. – 272 с.
- [2] Федосеев А.М., Федосеев М.А. Релейная защита электроэнергетических систем. 2-е изд. М.: Энергоатомиздат, 1992. – 528 с.
- [3] Долгополов А.Г. Релейная защита управляемых шунтирующих реакторов // Библиотечка электротехника. 2011. № 8-9. С. 152-153.
- [4] Долгополов А. Г., Кошкарёва Л.А. Релейная защита управляемых подмагничиванием реакторов // Оперативное управление в электроэнергетике: подготовка персонала и поддержание ее квалификации. 2017. № 6.
- [5] Долгополов А.Г., Расцепляев А.И., Кошкарёва Л.А. Особенности выбора параметров настройки устройств релейной защиты управляемых подмагничиванием шунтирующих реакторов // Релейщик. 2017. № 2.
- [6] Кошкарёва Л.А. Модель управляемого шунтирующего реактора для исследования поведения его релейной защиты // Энергия единой сети. 2019. №4 (46). С. 44-51.
- [7] Дмитриев М.В., Карпов А.С., Шескин Е.Б., Долгополов А.Г., Кондратенко Д.В. Управляемые подмагничиванием шунтирующие реакторы. Под ред. Евдокунина Г.А. СПб.: Родная Ладога, 2013. – 280 с.
- [8] Долгополов А.Г., Мелюхов И.А., Писмарев В.М Особенности дифференциальной защиты компенсационной обмотки управляемых шунтирующих реакторов // Релейная защита и автоматизация. 2013. № 3. С. 18-24.
- [9] Кошкарёва Л.А. Анализ неправильного действия релейной защиты УШР в различных режимах работы сети // XII Международ. науч.-тех. конф. «Электроэнергетика глазами молодежи», 16-20 Мая 2022, Н.Новгород, Россия: НГТУ, 2022 (в печати).
- [10] Шнейерсон Э.М. Методические указания по выбору параметров срабатывания устройств релейной защиты и автоматики фирм «Siemens AG», «НПП «ЭКРА», «ABB», «GE Multilin» и «AREVA» для управляемых шунтирующих реакторов 110–750 кВ типа РТУ. 3-я ред. Чебоксары: 2011. – 369 с.

References

- [1] A.G. Dolgoplov, *Upravlyaemye shuntiruyushchie reaktory. Princip dejstviya, konstrukcii, rezhimy raboty, relejnaya zashchita i avtomatika* [Controlled shunt reactors. The principle of operation, designs, operating modes, relay protection and automation]. Moscow: ID ENERGIA LLC, 2015 (in Russian).
- [2] A.M. Fedoseev and M.A. Fedoseev, *Relejnaya zashchita elektroenergeticheskikh sistem* [Relay protection of electric power systems]. 2nd ed. Moscow: Energoatomizdat, 1992 (in Russian).
- [3] A.G. Dolgoplov, “Relejnaya zashchita upravlyaemyh shuntiruyushchih reaktorov [Relay protection of controlled shunting reactors]”, *Bibliotечka Elektrotehnika* [Library of Electrical Engineering], vol. 8-9, pp. 152-153, 2011 (in Russian).

- [4] A.G. Dolgoplov and L.A. Koshkareva, “Relejnaya zashchita upravlyaemyh podmagnichivaniem reaktorov [Relay protection of magnetization-controlled reactors]”, *Operativnoe Upravlenie v Elektroenergetike: Podgotovka Personalnaya i Podderzhanie ee Kvalifikacii [Operational Management in the Electric Power Industry: Personnel Training and Maintaining its Qualifications]*, no. 6, 2017 (in Russian).
- [5] A.G. Dolgoplov, A.I. Rashcheplyayev and L.A. Koshkareva, “Osobennosti vybora parametrov nastrojki ustrojstv relejnoj zashchity upravlyaemyh podmagnichivaniem shuntiruyushchih reaktorov [Features of the choice of settings for relay protection devices controlled by magnetization of shunt reactors]”, *Relejschchik [Relay operator]*, no. 2, 2017 (in Russian).
- [6] L.A. Koshkareva, “Model of a controlled shunt reactor for the analysis and optimization of their relay protection”, *Energy of Unified Grid*, no. 4 (46), pp. 44-51, 2019.
- [7] M.V. Dmitriev, A.S. Karpov, E.B. Sheskin, A.G. Dolgoplov and D.V. Kondratenko, *Upravlyaemye podmagnichivaniem shuntiruyushchie reaktory [Magnetization-controlled shunt reactors]*, under ed. Evdokunina G.A. St. Petersburg: Rodnaya Ladoga, 2013 (in Russian).
- [8] A.G. Dolgoplov, I.A. Melyuhov and V.M. Pismarev, “Features of the differential protection compensation winding controlled shunt reactors”, *Relay Protection and Automation*, no. 3 (12), pp. 18-24, 2013.
- [9] L.A. Koshkareva, “Analiz nepravil'nogo dejstviya relejnoj zashchity USHR v razlichnyh rezhimakh raboty seti [Analysis of the incorrect operation of the relay protection of the CSR in various modes of network operation]”, in proc. “XII Mezhdunarod. nauch-tekh. konf. «Elektroenergetika Glazami Molodezhi» [XII International. sci.-tech. conf. "Electric Power Industry Through the Eyes of Youth]”, May 16-20, 2022, Nizhny Novgorod, Russia (in print).
- [10] E.M. Schneerson, *Metodicheskie ukazaniya po vyboru parametrov srabatyvaniya ustrojstv relejnoj zashchity i avtomatiki firm «Siemens AG», «NPP «EKRA», «ABB», «GE Multilin» i «AREVA» dlya upravlyaemyh shuntiruyushchih reaktorov 110–750 kV tipa RTU [Methodological guidelines for the selection of parameters for the operation of relay protection and automation devices of the companies "Siemens AG", "NPP "EKRA", "ABB", "GE Multilin" and "AREVA" for 110-750 kV controlled shunting reactors of the RTU type]*. 3rd ed. Cheboksary, 2011 (in Russian).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Кошкарёва Людмила Александровна, аспирант Национального исследовательского университета «МЭИ», Москва, Российская Федерация

Lyudmila A. Koshkareva, postgraduate student of the National Research University «Moscow Power Engineering Institute», Moscow, Russian Federation