

УПРАВЛЯЕМЫЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ РЕАКТОРЫ



Управляемые подмагничиванием
электрические реакторы

Управляемые подмагничиванием электрические реакторы

Сборник статей

*Под редакцией доктора технических наук
профессора А.М. Брянцева*

Москва
ЗНАК
2010

Управляемые подмагничиванием электрические реакторы. Сб. статей. 2-е дополненное издание. Под ред. доктора техн. наук проф. А.М. Брянцева. – М.: «Знак». 2010. 288 с. Ил.

Управляемые подмагничиванием реакторы (УР) в последние годы получили широкое применение в электроэнергетике. В сетях 110, 220, 330 и 500 кВ эксплуатируются десятки трехфазных шунтирующих УР мощностью 25, 100 и 180 МВА. Сформировался устойчивый рынок дугогасящих реакторов в сетях 6–10 кВ.

Книга содержит статьи по теории и методам расчета УР, опыту разработки, производства, испытаний, внедрения и эксплуатации. Приведены технические данные УР, схемы, данные заводских и сетевых испытаний, фотографии, а также информационные материалы фирмы, занимающейся организацией научных исследований, разработки, производства и пуска в эксплуатацию УР.

Книга рассчитана на специалистов в области электроэнергетики и электротехники, инженеров и научных работников, преподавателей, аспирантов и студентов ВУЗов.



Книга издана по заказу
ООО «Электросетевые компенсаторы»
(ООО«ЭСКО»)

Предисловие ко второму изданию

Решение о переиздании настоящего сборника принято в связи с заметным ростом закупок управляемых шунтирующих реакторов (УШР) для сетей 110–500 кВ энергетическими компаниями РФ и других стран. Если на время первого издания в 2004 году было произведено только несколько головных образцов и опытных партий, то только за период 2006–2009 гг. объём поставок УШР превысил 100 миллионов долларов США. В настоящее время установлены, устанавливаются или планируются УШР мощностью 25, 32, 63, 100 и 180 Мвар на все классы напряжения от 110 до 500 кВ. Применение УШР обеспечивает снижение потерь мощности, стабилизацию напряжения, повышение пропускной способности и надежности электрических сетей высокого напряжения. Опыт эксплуатации (первый УШР мощностью 25 МВА в сети 110 кВ успешно работает уже более 10 лет) показал их высокую надежность. Поэтому в основных направлениях технической политики ОАО «ФСК ЕЭС» внедрение УШР рассматривается как одно из наиболее перспективных направлений модернизации электрических сетей Российской Федерации.

Успех УШР основан на том, что при значительно меньшей стоимости в функциональном отношении он полностью замещает тиристорно-реакторную группу (ТРГ) вместе с повышающим трансформатором, а по конструкции, производству и обслуживанию при эксплуатации принципиально не отличается от обычного силового трансформатора общего назначения. Совместно с БСК – батареей статических конденсаторов – УШР может выполнять функции высоковольтного реверсивного компенсатора реактивной мощности (ИРМ), т.е. те же функции, что и статический компенсатор реактивной мощности (СТК) и синхронный компенсатор (СК). В настоящее время в эксплуатации находятся более двух десятков ИРМ с УШР. Вследствие того, что ИРМ на базе УШР включается непосредственно в той точке сети, где

необходимо обеспечить требуемое напряжение, он имеет меньшую установленную мощность оборудования и позволяет обеспечить более точное поддержание напряжения.

Интерес, проявляемый к ИРМ на базе УШР и БСК, объясняется не только тем, что они имеют значительно меньшую стоимость, чем СТК или СК, но и тем, что, они требуют существенно меньших затрат на монтаж и эксплуатацию. На подстанции УШР располагается на открытой площадке и не требует отдельного отапливаемого помещения и специального обслуживания.

Важны и некоторые функциональные особенности УШР по сравнению с другими средствами компенсации реактивной мощности. После аварийных отключений или провалов напряжения в сети при повторном включении многие нагрузки оказываются отключенными, и восстанавливающееся напряжение может сильно возрасти. Однако УШР при этом мгновенно набирает практически полную мощность, что сразу же компенсирует подъем напряжения и позволяет избежать отказов повторного подключения нагрузки.

Следует отметить, что накопленный положительный опыт эксплуатации всех УШР, в том числе в составе ИРМ не выявил каких-либо недостатков в выбранных при проектировании параметрах реакторов, включая их быстродействие в нормальных режимах.

В настоящее издание сборника дополнительно включены статьи, посвящённые высоковольтным источникам реактивной мощности напряжением 110–500 кВ на базе управляемых шунтирующих реакторов и батарей конденсаторов. Потенциальная потребность в источниках реактивной мощности на порядок превышает потребность в управляемых шунтирующих реакторах как таковых.

А.М. Брянцев, октябрь 2010 г.

Управляемые подмагничиванием электрические реакторы как элемент электроэнергетической системы

Брянцев А.М.

Настоящей статьей открывается сборник, содержащий информацию о двух типах управляемых подмагничиванием реакторов: шунтирующих и дугогасящих.

В основном в состав сборника вошли статьи двух специальных тематических выпусков журнала «Электротехника» № 2, 1991 г. и № 1, 2003 г., в которых содержится информация по основам теории управляемых подмагничиванием реакторов, уровню промышленного освоения и масштабу применения в электрических сетях.

В 80–90-е годы исследование касалось в основном теории создания, технико-экономического обоснования, областей применения, освещения результатов изготовления и испытаний первых опытных образцов.

За последние три–четыре года положение существенно изменилось. На сегодняшний день освоено производство различных типов этих устройств в диапазоне мощностей от 190 кВА до 180 МВА на все классы напряжения от 6 до 500 кВ, а количество реакторов, находящихся в эксплуатации, исчисляется многими десятками. Столь быстрый процесс освоения производства и продвижения на рынок электротехнической продукции нового типа трудно объяснить только энтузиазмом разработчиков и мастерством маркетинговых служб заводов-изготовителей. В основе этих достижений лежит техническое решение, дающее принципиальное преимущество перед другими разработками.

В упрощенной трактовке это можно пояснить с помощью схем, приведенных на рис. 1. Схема и конструкция фазы всего

разнообразия управляемых реакторов представлена на рис. 1, *а*. Фаза управляемого реактора – это по существу двух-обмоточный трансформатор с расщепленным стержнем. Одна из обмоток, сетевая, подключена к электрической сети (U_c^*), вторая – управляющая, подключена к регулируемому по величине источнику постоянного напряжения (U_y^*). Секции сетевой и управляющей обмоток включены встречно-параллельно

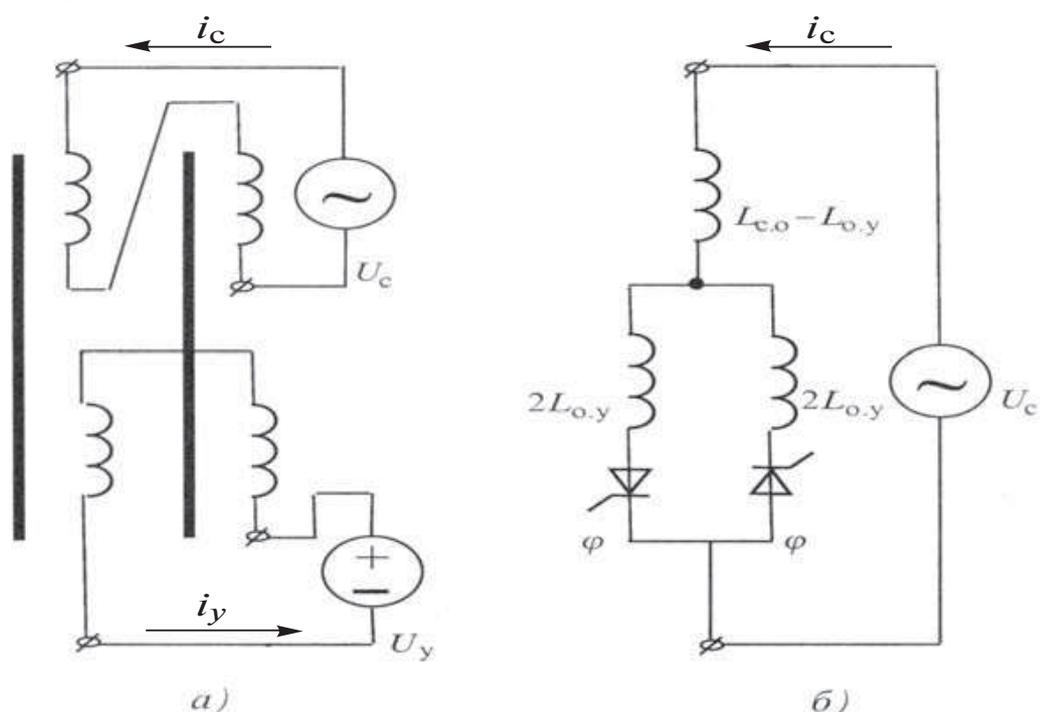


Рис. 1. Принципиальная схема фазы управляемого подмагничиванием электрического реактора (*а*) и один из возможных вариантов ее эквивалентной функциональной схемы (*б*)

и не имеют прямой электромагнитной связи. Каждая из обмоток фазы создает свои магнитные потоки: сетевая обмотка – переменный поток промышленной частоты; управляющая – постоянный, регулируемый по величине поток подмагничивания. Постоянный поток подмагничивания смещает переменный поток в область насыщения кривой намагничивания стали, что и приводит к изменению индуктивного сопротивления устройства.

Графики изменения напряжений и токов, характеризующие этот процесс, показаны на рис. 2. При подключении выводов сетевой обмотки к электрической сети и отсутствии энергии в контуре управления ($U_y^* = 0, i_y^* = 0$) в расщепленном стержне возникают одинаковые по величине и направлению переменные потоки. Ни в одном из сечений магнитопровода они не превышают потоков насыщения, и ток в сетевой обмотке также практически равен нулю ($i_c^* \approx 0$). Этот режим называют еще режимом холостого хода. График изменения электрических токов и напряжений показан для этого случая на рис. 2 в интервалах времени $t_0 - t_1$ и $t \geq t_8$. При вводе или выводе энергии из контура управления ($U_y^* i_y^* > 0$ или $U_y^* i_y^* < 0$) возникает переходной процесс увеличения или уменьшения сетевого i_c^* и управляющего i_y^* токов (интервалы времени $t_1 - t_2; t_3 - t_4; t_5 - t_6; t_7 - t_8$). Например, для того, чтобы переход от одного стационарного режима к другому произошел за два периода сетевого

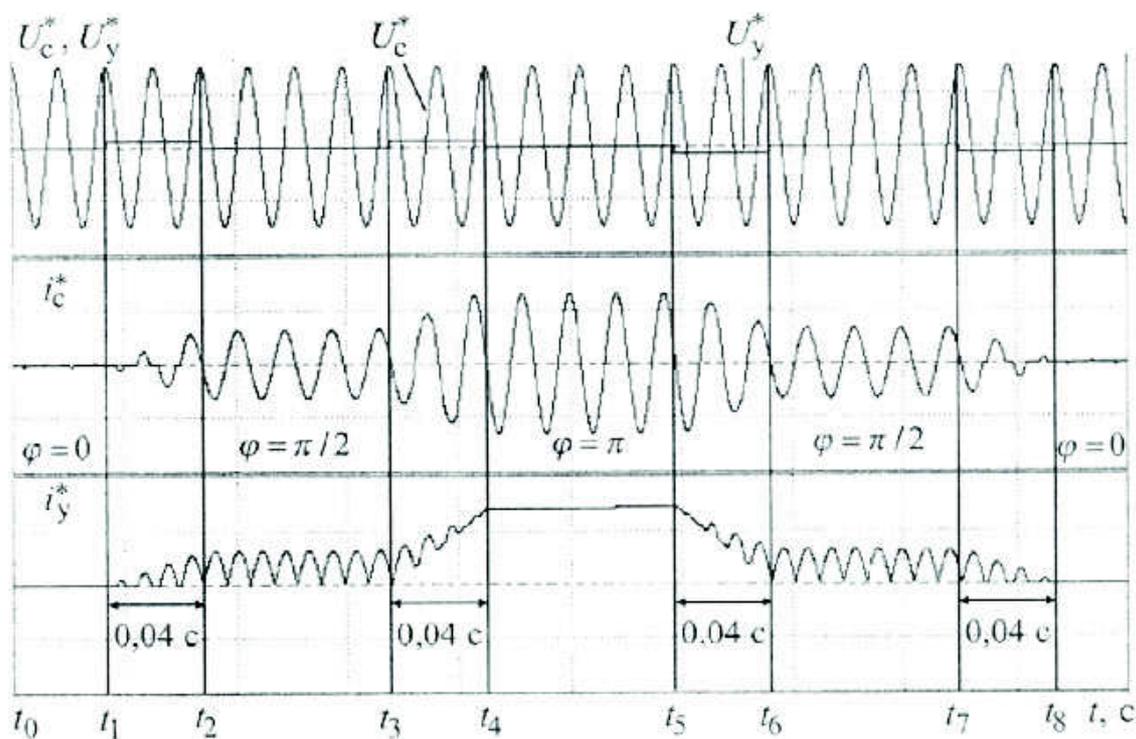


Рис. 2. Характерные графики напряжений и токов фазы управляемого реактора (U_c^*, i_c^* — напряжение и ток сети; U_y^*, i_y^* — напряжение и ток управления; φ — угол регулирования тиристоров)

напряжения, средняя мощность контура управления должна составлять около 5% от номинальной мощности управляемого реактора. Но это нужно лишь на время переходного процесса. В любом из стационарных режимов, например, полупериодном (номинальном) или полнопериодном (максимальном), потребляемая контуром управления мощность резко снижается, поскольку она необходима лишь для компенсации омических потерь в обмотке управления и не превышает десятых долей процента от номинальной мощности.

Приведенные на рис. 2 графики получены расчетным путем с помощью специальных компьютерных программ по принципиальной схеме рис. 1,а. Однако эти же графики с высокой точностью могут быть воспроизведены и с помощью эквивалентной функциональной схемы (рис. 1,б), где фаза управляемого реактора представлена как встречно-параллельная тиристорная пара с последовательно подключенными линейными индуктивными сопротивлениями. В схеме замещения (рис. 1,б) $L_{с.о}$ и $L_{о.у}$ — индуктивности сетевой и управляющей обмоток при полностью насыщенном стержне магнитной системы, φ — угол регулирования тиристоров, соответствующий времени насыщенного состояния стержня за полупериод сетевого напряжения, выраженный в электрических градусах. Диапазону изменения φ от 0 до π соответствует весь возможный диапазон режимов работы. Например, угол регулирования тиристоров $\varphi = 0$ соответствует режиму холостого хода реактора. Угол $\varphi = \pi/2$ соответствует режиму полупериодного насыщения или номинальному режиму. И, наконец, $\varphi = \pi$ — это режим потребления максимального тока или полнопериодного насыщения.

Эквивалентная функциональная схема (рис. 1,б) — это не только формальный прием, позволяющий комбинацией известных устройств описать технические характеристики управляемого электрического реактора как элемента электроэнергетической системы. Она вполне наглядно отражает и экономи-

ческий потенциал управляемых реакторов. В самом деле, как конструкция, реактор представляет собой трансформатор, мало чем отличающийся по потерям и расходу материалов от аналогичного двухобмоточного трансформатора сопоставимой мощности и напряжения. В тоже время по функциональным возможностям реактор полностью соответствует широко распространенной тиристорно-реакторной группе, подключенной к высоковольтной сети через трансформатор связи. Таким образом, в отличие от традиционного решения — трансформатор связи плюс последовательно включенные реактор и тиристорный ключ — мы имеем только специфичное трансформаторное устройство, в котором роль реактора выполняют индуктивности обмоток, а роль встречно-параллельной тиристорной пары — насыщаемый стержень. В итоге, вместо трех силовых элементов имеет место один, сопоставимый по расходам с любым из вышеперечисленных трех.

Концепция, определяющая управляемый подмагничиванием реактор как трансформаторное устройство, выполняющее функции полупроводникового прибора, легла в основу всех разработок, выполненных за последнее десятилетие, и позволила оптимальным образом использовать существующие наработки как в области трансформаторостроения, так и в области силовой электроники.

В 1995–1996 гг. на Раменском электротехническом заводе «Энергия» (Московская обл.) было организовано производство управляемых дугогасящих реакторов для распределительной сети 6–35 кВ. Опыт эксплуатации полностью подтвердил их высокие эксплуатационные качества, в частности, результатом их применения явился устойчивый эффект двукратного снижения аварийности сети. Особенно важно, что в наибольшей степени эффект снижения аварийности проявился в сетях с повышенным износом эксплуатируемого оборудования. Судя по динамике заказов, сегодня речь идет уже о последовательной и полной замене управляемыми подмагни-

чиванием дугогасящими реакторами нескольких тысяч ранее установленных электромеханических аналогов.

Начиная с 1998 г., группой предприятий (Всероссийский электротехнический институт, ОАО «Электрические управляемые реакторы», ОАО «Запорожтрансформатор», ОАО «Раменский электротехнический завод «Энергия») подготовлено производство управляемых шунтирующих реакторов для сети 110–500 кВ. На сегодняшний день осуществлен ряд проектов:

1998–99 гг. — установка управляемого реактора 25 МВА, 110 кВ на подстанции «Кудымкар» (АО «Пермэнерго»);

2001–2002 гг. — изготовление и установка управляемого реактора 100 МВА, 220 кВ на подстанции «Чита» (МЭС Сибири);

2002 г. — изготовление и установка управляемого реактора 180 МВА, 330 кВ для подстанции «Барановичи» (концерн «Белэнерго»).

Судя по оценке полученных результатов зарубежными и отечественными экспертами, широкомасштабное применение управляемых подмагничиванием шунтирующих реакторов может стать одним из приоритетных направлений технического перевооружения высоковольтных сетей 110–500 кВ. Общий суммарный эффект по сети в целом — это уменьшение потерь электроэнергии в размере 3–4% от ее выработки, рост пропускной способности межсистемных связей на 30–50%, повышение качества электроэнергии до уровня международных стандартов.

Подмагничиваемые ферромагнитные устройства с предельным насыщением участков магнитной системы

Брянцев А.М.

Создание мощных управляемых индуктивных устройств для поперечной компенсации реактивной мощности в электрических сетях имеет важное значение для повышения качества электрической энергии [1, 2]. Наибольшее распространение при их разработке получил принцип регулирования потребляемого тока с помощью последовательно включенного тиристорного ключа и реактора [3]. Наряду с этим не прекращаются попытки создания реакторов, управляемых подмагничиванием. Их преимущество заключается в сравнительно малой мощности управления, что особенно существенно при создании мощных установок.

Обобщенный анализ разработанных к настоящему времени конструкций управляемых реакторов позволяет заключить, что их основными техническими недостатками являются значительное искажение формы токов и увеличение потерь в магнитопроводе при подмагничивании. Необходимость подавления нелинейных искажений схемным путем усложняет конструкцию и ухудшает технико-экономические показатели. Опыт изготовления промышленных образцов, в частности, показал, что суммарные потери в 7–8 раз больше мощности управления за счет повышенных потерь в стали [4]. В значительной мере это обусловлено традиционным подходом к проектированию магнитной системы, когда напряженность поля на основной гармонике не превышает даже в мощных устройствах 20–30 кА/м в номинальном режиме. Регулировочные возможности подмагничиваемой электротехнической стали используются при этом далеко не полностью, а нелинейные

искажения проявляются в значительной степени (рис. 1, сплошные линии). При такой сравнительно слабой напряженности подмагничивания рабочая зона индукции в основном находится в гистерезисной области кривой намагничивания, что и вызывает увеличение потерь в стали.

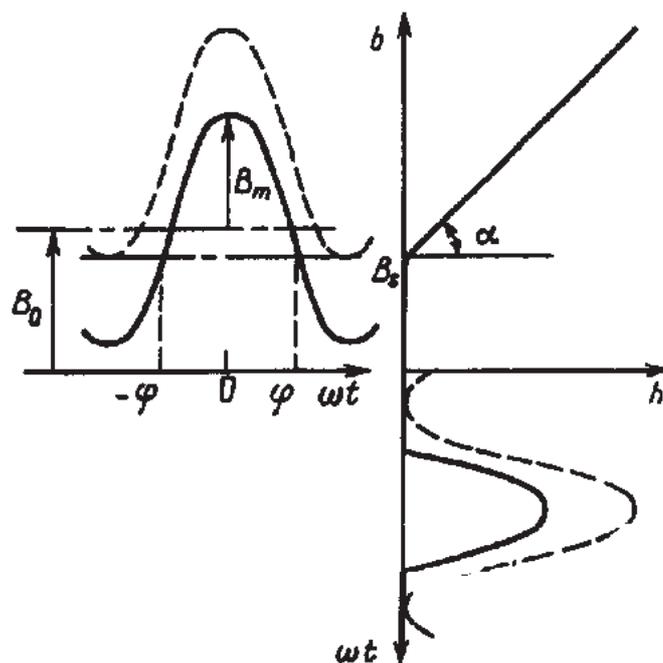


Рис. 1. К определению регулировочного диапазона электротехнических сталей (при кусочно-линейной аппроксимации средней кривой намагничивания [8])

Указанные недостатки можно в существенной степени устранить, если максимально использовать регулировочный диапазон индукции электротехнической стали. Так как нелинейные искажения при подмагничивании электротехнической стали уменьшаются при работе в области технического насыщения, целесообразно диапазон изменения индукции располагать целиком в этой области; при этом искажения кривой напряженности исчезают (штриховые линии на рис. 1). Дальнейший рост подмагничивания уже не будет вызывать увеличения переменной составляющей напряженности поля. Если индукция изменяется по закону

$$b = M_m \cos \omega t + B_0, \quad (1)$$

напряженность поля можно представить в виде:

$$h = B_m \operatorname{ctg} \alpha (\cos \omega t - \cos \varphi) = h^* B_m^* B_s \mu_0^{-1}, \quad (2)$$

где h^* – относительное значение напряженности поля при базовых B_s , μ_0^{-1} :

$$h^* = \begin{cases} 0 & \text{при } |b| \leq B_s; \\ \cos \omega t - \cos \varphi & \text{при } |b| > B_s; \end{cases}$$

$B_m^* = B_m B_s^{-1}$ – относительное значение первой гармоники индукции; $\varphi = \arccos \frac{B_s - B_0}{B_s}$ – момент перехода индукции в об-

ласть технического насыщения (в радианах); α – угол наклона прямого участка кривой намагничивания (рис. 1); $\operatorname{tg} \alpha = \mu_0$.

Разложение функции h^* в ряд Фурье дает следующие выражения для амплитуд гармонических составляющих:

$$H_0^* = \frac{1}{\pi} (\sin \varphi - \varphi \cos \varphi); \quad (3)$$

$$H_1^* = \frac{1}{\pi} \left(\varphi - \frac{\sin 2\varphi}{2} \right); \quad (4)$$

$$H_i^* = \frac{1}{i\pi} \left[\frac{\sin(i-1)\varphi}{i-1} - \frac{\sin(i+1)\varphi}{i+1} \right], \quad (5)$$

где $i=2, 3, 4, 5 \dots$ – порядковые номера высших гармонических.

Степень насыщения стали в данной системе уравнений характеризуется углом φ . Режим предельного насыщения наступает при $\varphi = \pi$. При этом $H_1^* = 1$, $H_0^* = 1$, $H_i^* = 0$. Численный гармонический анализ с использованием более точных аппрок-

симирующих выражений, учитывающих плавность перехода кривой намагничивания в область технического насыщения [5], показывает, что использование уравнений (3), (4) и (5) приводит к существенной погрешности лишь при слабом подмагничивании. Начиная с $H^* \approx 0,05$ ($\varphi = \pi/6$), ошибка в определении основной гармоники, постоянной составляющей и интегральных показателей нелинейности – рассматриваемых ниже коэффициентов гармоник – снижается (рис. 2).

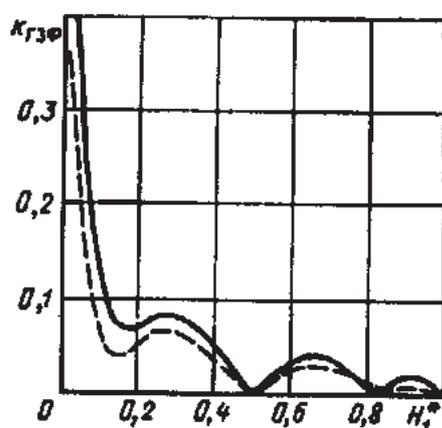


Рис. 2. Зависимость коэффициента нелинейных искажений трехфазного устройства при кусочно-линейной аппроксимации кривой намагничивания (сплошная линия) и при аппроксимации по [5] (штриховая линия)

Полученные выражения позволяют наглядно оценить основные регулировочные характеристики и особенности проявления нелинейных искажений, определяющие электромагнитное состояние устройства при различных степенях насыщения стали. Для выявления, например, целесообразного режима подмагничивания интерес представляют: отношения первой гармонической напряженности магнитного поля к действующему значению напряженности (определяющее степень увеличения плотности тока в обмотках при подмагничивании k_{Δ}) и к действующему значению гармонических четной кратности и постоянной составляющей (характеризующее относительную величину тока управления k_y), а также коэффициенты гармоник нечетного ряда k_T и нечетного ряда прямой

и обратной последовательности $k_{ГЗФ}$ (определяющие соответственно искажения потребляемого тока однофазного и трехфазного управляемого ферромагнитного устройства). Результаты расчета этих величин, а также соотношения $\xi = H_1 / \sqrt{2} H_0$, используемого в качестве критерия эффективности подмагничивания [6] приведены ниже:

φ , град.	H_1^*	k_{Δ}	k_y	k_r	$k_{ГЗФ}$	ξ
36,87	0,052	1,787	1,263	0,772	0,302	1,357
46,57	0,094	1,644	1,163	0,593	0,141	1,328
53,13	0,142	1,560	1,103	0,465	0,077	1,298
60	0,196	1,504	1,064	0,363	0,076	1,268
72,54	0,312	1,442	1,019	0,198	0,080	1,207
84,26	0,436	1,417	1,002	0,062	0,036	1,143
90	0,5	1,414	1	0	0	1,111
101,5	0,626	1,424	1,012	0,076	0,041	1,043
113,5	0,748	1,455	1,052	0,093	0,031	0,972
126,8	0,858	1,507	1,175	0,062	0,015	0,854
143,1	0,948	1,590	1,235	0,042	0,016	0,811
161,8	0,993	1,686	1,357	0,009	0,006	0,737
180	1,0	1,732	1,414	0	0	0,707

Из результатов расчетов видно, что при использовании коэффициента эффективности подмагничивания ξ в качестве критерия выбора номинального режима работы устройства насыщение магнитной цепи должно быть по возможности меньшим. Однако фактическое увеличение расхода активных материалов из-за подмагничивания определяется коэффициентом увеличения потерь в обмотке k_{Δ} , минимум которого наступает при $H_1^* = 0,5$. Для обеспечения минимума нелинейных искажений потребляемого тока степень насыщения магнит-

ной системы в номинальном режиме должна быть еще выше ($H_1^* = 1$). В пределах регулировочного диапазона высшие гармонические согласно (5) изменяются по закону, описываемому суммой двух гармонических колебаний с частотами $i-1$ и $i+1$ [7]. Количество экстремумов i -й гармоники на единицу меньше ее номера (рис. 3). Абсолютный максимум – экстремум, наиболее близко расположенный к точке $\varphi = \pi/2$:

$$H_{i(\max)}^* = \frac{2i}{(i^2-1)\pi} \sin\left(\frac{i+1}{2i}\pi\right). \quad (6)$$

Значения максимумов нечетных гармоник 3, 5, 7 соответственно равны: 0,06892, 0,02523, 0,01293.

В режиме предельного насыщения ($\varphi = \pi$, $H_1^* = 1$) высшие гармоники отсутствуют. В точке $\varphi = \pi/2$ нелинейные искажения имеют место лишь для четных гармоник, не имеющих выхода в электрическую сеть как в однофазных, так и в трехфазных устройствах. При обеспечении в номинальном

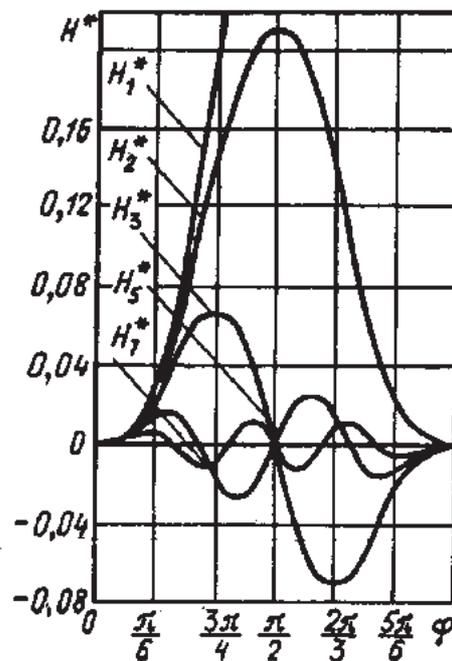


Рис. 3. График изменения гармоник напряженности магнитного поля в функции угла перехода индукции в область технического насыщения кривой

режиме предельного насыщения коэффициент искажения потребляемого тока однофазного устройства принимает нулевые значения в двух точках ($\varphi = \pi/2$, $\varphi = \pi$) и, начиная с $\varphi = 80^\circ$, его значение не превышает 0,095. В трехфазном устройстве это значение не превышает 0,08, начиная с угла $\varphi = 50^\circ$. При значениях $\varphi > \pi/2$ коэффициент гармоник в токе трехфазного устройства будет меньше 0,05. Таким образом, оптимальный по минимуму нелинейных искажений и дополнительному расходу металла обмоток режим находится в диапазоне $h_1^* = 0,05 \div 1$.

Значения напряженности поля, соответствующие режиму предельного насыщения, зависят от амплитуды индукции переменного магнитного потока и размеров немагнитных каналов между обмоткой и насыщаемым участком магнитной цепи. В пределе при $B_m^* = H_1^* = 1$, согласно (2) и (4), амплитуда напряженности поля основной гармоники и удельная намагничивающая мощность составят:

$$H_1 = \frac{B_s}{\mu_0} \approx 1,6 \text{ МА/м};$$

$$q_1 = \frac{B_s^2 \omega}{2\mu_0 g} \approx 65 \text{ кВ} \cdot \text{А/кг},$$

где $B_s \approx 2 \text{ Тл}$ [8]; $g = 7650 \text{ кг/л}^3$ – плотность электротехнической стали; ω – угловая частота.

При столь высоких удельных показателях насыщаемые участки будут составлять лишь некоторую часть объема магнитной системы. Поэтому один из вариантов исполнения управляемого ферромагнитного устройства с режимом намагничивания, близким к предельному, заключается в выполнении рабочих зон магнитопровода в виде участков уменьшенного сечения ограниченной длины (рис. 4) [9]. С целью уме-

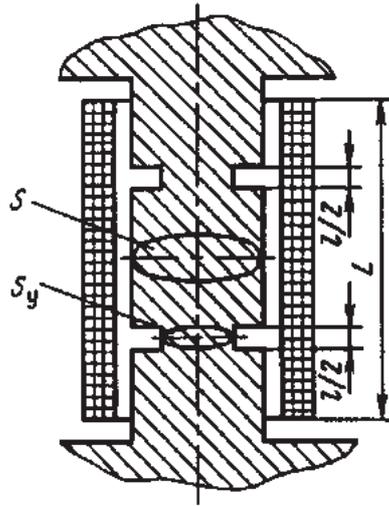


Рис. 4. Принципиальная конструкция магнитопровода подмагничиваемого ферромагнитного устройства с предельным насыщением участков магнитной цепи

нышения добавочных потерь от потоков рассеяния эти участки целесообразно распределить по стержню магнитопровода, например, по методике, изложенной в [8]. Уменьшенные сечения участков S_y и их суммарная длина l должна выбираться так, чтобы в режиме номинального намагничивания обеспечивалась требуемая степень их насыщения $0,5 \leq h_{1H}^* \leq 1$, но остальная часть магнитопровода при этом оставалась бы ненасыщенной (максимальное значение индукции не превышало индукции насыщения стали B_s):

$$B_s S \leq (B + B_{0H}) S_y, \quad (7)$$

где B_{0H} — номинальное значение постоянной составляющей индукции в участках уменьшенного сечения.

Преобразование соотношения (7) с учетом приведенных выше выражений дает:

$$k_s = S_y S^{-1} = [B_m^* (1 - \cos \varphi_H) + 1]^{-1}, \quad (8)$$

где k_s — коэффициент уменьшения сечения рабочих участков магнитопровода; φ_H — значение угла перехода индукции в область технического насыщения кривой в номинальном режиме.

Наличие канала, параллельного участку уменьшенного сечения, влияет на значение напряженности поля, при котором достигается заданное значение H_{1H}^* , так как крутизна вебер-амперной характеристики будет увеличиваться. При этом, согласно (2), напряженность поля в номинальном режиме

$$H_{1H} = H_{1H}^* B_m^* B_s \operatorname{ctg} \alpha = \frac{H_{1H}^* B_m^* B_s k_s k_p}{\sqrt{2\mu_0}}, \quad (9)$$

где k_p — коэффициент, учитывающий выпучивание поля из зоны участков уменьшенного сечения и потока рассеяния обмотки.

Требуемая суммарная длина участков уменьшенного сечения определяется из равенства первой гармоники намагничивающей силы (н.с.) и м.д.с. обмотки [9]:

$$k_l = lL^{-1} = \frac{\mu_0 A}{H_{1H}^* B_m^* B_s k_s k_p}, \quad (10)$$

где A — номинальная амплитуда линейной плотности н.с. обмотки по первой гармонике; L — высота обмотки (рис. 4).

Единственным ограничением при выборе индукции переменного потока в участках уменьшенного сечения является н.с. холостого хода (х.х.), определяющая глубину регулирования устройства по току. Расчеты показывают, что даже при $B_m = B_s$ доля н.с. х.х. для современных электротехнических сталей составляет не более 3÷5% от н.с., достигаемой при предельном насыщении.

В целом, с учетом соотношений (8) и (10) обмоточные данные и электромагнитные параметры ферромагнитного устройства, содержащего предлагаемый магнитопровод, определяются обычным путем по известным методикам, в основе которых лежит минимизация функции расчетных затрат активной части.

Управляемые ферромагнитные устройства, в которых реализован режим, близкий к предельному насыщению, должны отличаться сравнительно малым уровнем потерь в стали в номинальном режиме, поскольку в участках уменьшенного сечения диапазон индукции в большей части смещается в безгистерезисную область. Остальная часть магнитопровода остается ненасыщенной вплоть до номинального режима, что также определяет сравнительно слабое увеличение потерь за счет смещения частного гистерезисного цикла. В таблице приведены данные испытаний трехфазной модели управляемого реактора мощностью 15 кВар, собранного по схеме рис. 5 на шестистержневом магнитопроводе. Сначала магнитопровод был, как обычно, выполнен с одинаковым сечением всех участков. Потом путем частичного разведения ярм и соответствующего смещения пластин стержней в областях стыка «ярмо – стержень» были получены участки уменьшенного сечения с $k_s = 0,5$ и $k_l = 0,045$, соответствующие режиму $H_{1H}^* = 0,5$. Масса этих участков (около 2 кг) составила 1,13% от массы магнитопровода.

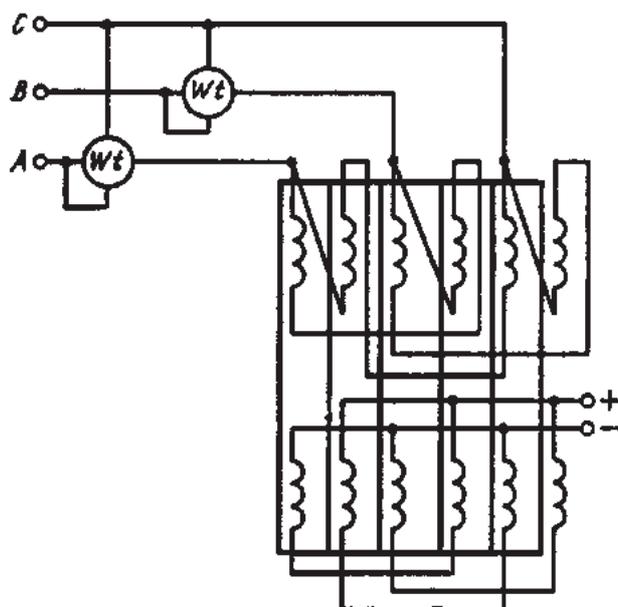


Рис. 5. Схема измерения потерь со стороны рабочей обмотки трехфазного управляемого реактора 15 кВА

Как видно из данных таблицы, во втором случае ток и потери х.х. устройства возросли соответственно в 1,66 и в 1,08 раза. Однако в режиме номинального намагничивания суммарные потери уменьшились примерно на 40%, в основном за счет уменьшения потерь в стали¹.

**Сравнительные характеристики
трехфазного управляемого реактора
15 кВар, 220 В**

Параметр	Тип исполнения магнитопровода	
	С одинаковым сечением всех участков	С предельным насыщением рабочих зон уменьшенного сечения
Ток х.х., А	1,63	2,7
Номинальный ток, А	39,5	39,5
Потери х.х., Вт	140	152
Номинальные потери, Вт	715	430
Коэффициент гармоник тока в номинальном режиме	0,19	0,035

В основной массе магнитопровода индукция переменного потока на холостом ходу в обоих исполнениях равнялась 1,1 Тл. В участках магнитопровода уменьшенного сечения расчетная индукция х.х. возросла до 2,2 Тл, а напряженность поля в номинальном режиме достигла 163 кА/м при линейной плотности м.д.с. обмоток 7,4 кА/м. Искажение номинального тока $k_{ГЗФ}=0,035$ обусловлено относительно большой длиной ненасыщенных частей магнитопровода (в более мощных реакторах влияние ненасыщенной части будет

¹ Эксперименты проведены и данные обработаны инженерами С.А. Гордевым и В.Н. Мозжериным.

меньше в силу относительного роста массы рабочих зон магнитопровода). Для обеспечения такого же уравнения нелинейных искажений тока в модели с обычным подмагничиванием требуется дополнительный реактор (называемый в [6] «компенсирующим дросселем»), масса которого составляет около 30% от массы активной части устройства. Следовательно, предельное насыщение рабочих зон магнитной системы обеспечивает положительный эффект как по весовым показателям, так и по потерям.

Недостатком режима предельного намагничивания является сравнительно слабое использование электротехнической стали в ненасыщенных участках магнитопровода. Согласно (4) и (7), значениям $h_{1H}^* = 0,5 \div 1,0$ при $B_m^* = 1$ соответствуют значения k_s от 0,5 до 0,33. Следовательно, индукция переменного потока в ненасыщенной части магнитопровода будет находиться в пределах $0,67 \div 1,0$ Тл, несмотря на то, что в рабочих участках она будет равна индукции насыщения B_s . Анализ формы и размеров магнитной системы в большом диапазоне номинальных мощностей показывает, что для мощностей, не превышающих десятков квар, относительный объем рабочих участков мал и среднее значение индукции переменного потока определяется индукцией ненасыщенной части магнитопровода. С ростом мощности относительная доля рабочих участков в магнитопроводе растет. Начиная с мощностей $30 \div 40$ МВА, суммарная длина участков уменьшенного сечения становится сравнимой с высотой обмотки в основном за счет увеличения линейной плотности м.д.с. и каналов рассеяния между обмоткой и рабочими участками. В результате среднее по объему всего магнитопровода значение амплитуды индукции переменного потока возрастает до $1,3 \div 1,5$ Тл, и положительные свойства режима предельного насыщения рабочих зон магнитной цепи проявляются в наибольшей степени.

Литература

1. **Крайз А.Г., Лейтес Л.В.** Об индуктивных устройствах для статических компенсаторов реактивной мощности. — Электричество, 1979, № 10.
2. **Электротехническое** оборудование для обеспечения качества электрической энергии / И.М. Бортник, В.В. Худяков, В.Н. Ивакин и др. — Электротехника, 1981, № 3.
3. **Худяков В.В., Чванов В.А.** Управляемый статический источник реактивной мощности. — Электричество, 1969, № 1.
4. **Стержневой** управляемый реактор с пространственным магнитопроводом в электрической сети 35–110 кВ / А.М. Брянцев, С.Е. Соколов, Ш.Ш. Бикташев и др. — Электрические станции, 1982, № 5.
5. **Брянцев А.М., Бродовой Е.Н.** Аппроксимация основной кривой намагничивания сильнонасыщенных ферромагнитных устройств. — Энергетика. Изв. вузов, 1985, № 4.
6. **Брянцев А.М.** Магнитно-тиристорный регулятор реактивной мощности. — Электротехника, 1984, № 10.
7. **Булгаков А.А.** Электронные устройства автоматического управления. — М.: Госэнергоиздат, 1951.
8. **Лейтес Л.В.** Электромагнитные расчеты трансформаторов и реакторов. — М.: Энергия, 1981.
9. **А.с. 1164795 (СССР).** Электроиндукционное устройство / Брянцев А.М. Оpubл. в БИ, 1985, № 24.

Впервые опубликовано: «Электричество» № 2, 1986. С. 23–29.

Основные уравнения и характеристики магнитно-вентильных управляемых реакторов с сильным насыщением магнитной цепи

Брянцев А.М.

В основу создания магнитно-вентильных управляемых реакторов положены принцип формирования и управления потоками подмагничивания путем последовательного, периодически повторяющегося шунтирования части обмоток ключевыми элементами преобразователя и идея достижения сильного насыщения рабочих участков магнитной цепи в номинальном режиме, когда рабочая точка магнитного потока большую часть времени находится в области технического насыщения кривой намагничивания [1, 2]. Известна достаточно большое количество вариантов исполнения схем (рис. 1).

Принцип действия, основные закономерности и качественную картину работы магнитно-вентильных управляемых реакторов рассмотрим, во избежание частностей, на примере упрощенной расчетной схемы (рис. 2), принимая следующие допущения:

– напряжение источника, к которому подключен реактор, синусоидально

$$u = U_m \sin \omega t,$$

– вебер-амперная кривая магнитных сердечников имеет кусочный характер

$$F = \begin{cases} 0 & \text{при } |\Phi| \leq |\Phi_s|; \\ (\Phi - \Phi_s) R_{\mu 0} & \text{при } |\Phi| > |\Phi_s|, \end{cases}$$

где Φ — текущее значение потока в сердечнике; Φ_s — поток насыщения; $R_{\mu 0}$ — магнитное сопротивление сердечника в состоянии полного насыщения;

- потери отсутствуют;
- вне стали магнитопровода магнитное поле незначительно;
- вентильные ключи преобразователя идеальные;
- длительность коммутационных процессов мала по сравнению с длительностью периода частоты сети.

Режим одновременного замыкания двух или более ключей в электрической схеме реактора может возникнуть лишь в момент их коммутации. Поэтому во внимание принимаем только три основных состояния, определяющих работу устройства (рис. 2, б, в, г). Из анализа каждого из них в отдельности и обобщения полученных результатов вытекают следу-

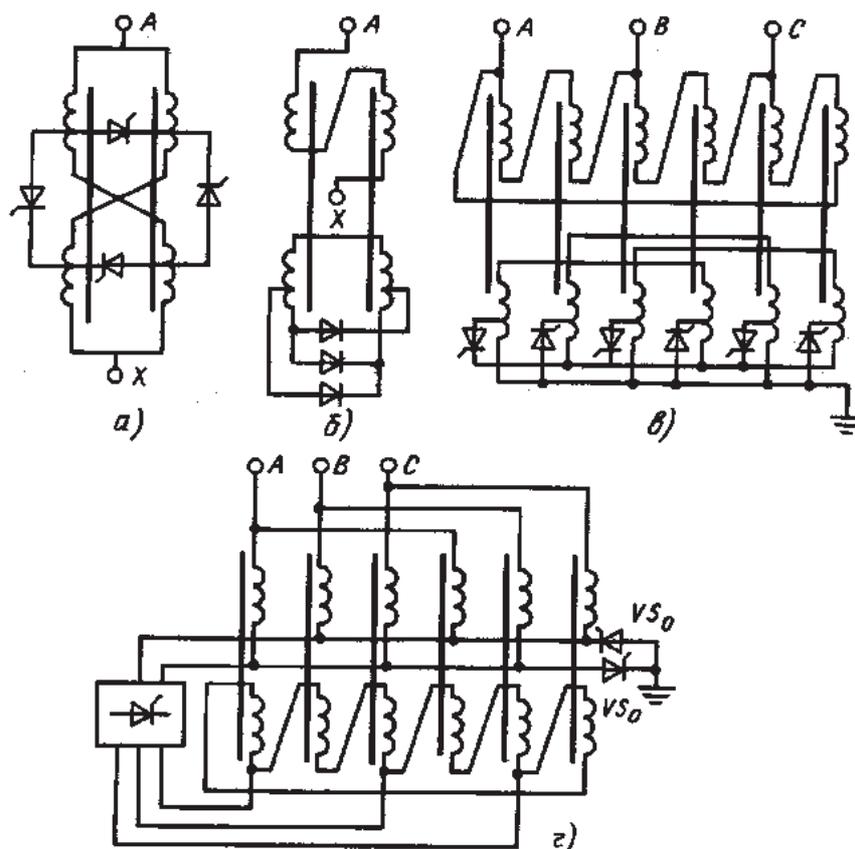


Рис. 1. Примеры принципиальных схем магнитно-вентильных управляемых однофазного (а, б) и трехфазного (в, г) реакторов

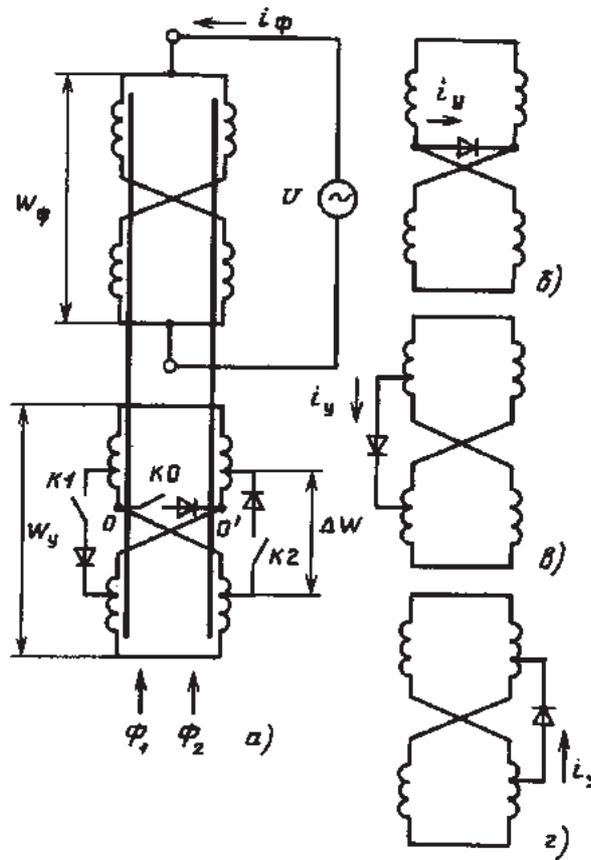


Рис. 2. Расчетная схема фазы (а) и ее основные состояния (б, в, з)

ющие уравнения, определяющие изменения магнитных потоков (н.с.) и токов фазы;

$$\frac{d\Phi_1}{d\omega t} = \left(1 + K(t) \frac{\delta}{1-\delta}\right) \frac{U_m}{W_\Phi \omega} \sin \omega t; \quad (1)$$

$$\frac{d\Phi_2}{d\omega t} = \left(1 - K(t) \frac{\delta}{1-\delta}\right) \frac{U_m}{W_\Phi \omega} \sin \omega t; \quad (2)$$

$$i_\Phi = \frac{F_1 + F_2}{W_\Phi} + K(t) \frac{\delta}{1-\delta} \frac{F_1 - F_2}{W_\Phi}; \quad (3)$$

$$i_y = i_{k0} + i_{k1} + i_{k2} = \frac{F_1 - F_2}{W_y} + |K(t)| \frac{\delta}{1-\delta} \frac{F_1 - F_2}{W_y}, \quad (4)$$

где U_m — амплитуда напряжения, приложенного к выводам обмотки; ω — угловая частота сети; W_Φ — количество витков

обмотки фазы; W_y – количество витков контура обмотки управления; Φ_1, Φ_2 – мгновенные значения потоков в магнитопроводе; F_1, F_2 – мгновенные значения н.с.; σ – относительное количество витков секций обмоток, шунтируемых ключом преобразователя; i_Φ – мгновенное значение тока фазы; i_y – мгновенное значение тока подмагничивания, замыкающегося через ключевые элементы преобразователя.

Правая часть уравнений (1) и (2) наряду с синусоидальным напряжением сети содержит выражение для управляющего напряжения

$$u_y = K(t) \frac{\sigma}{1-\sigma} U_m \sin \omega t. \quad (5)$$

Конкретный вид графика функции u_y зависит от режима работы ключей преобразователя, который косвенно задан коммутационной функцией вида

$$K(t) = \begin{cases} 1; & \text{замкнут } K1; \\ 0; & \text{замкнут } K0; \\ -1; & \text{замкнут } K2. \end{cases}$$

Таким образом, шунтирование части витков обмотки по своему воздействию эквивалентно увеличению мгновенного значения приложенного напряжения к коммутируемым секциям полупазы на значение, пропорциональное $\sigma(1-\sigma)^{-1}$, с одновременным уменьшением на то же значение напряжения на некоммутируемых секциях. При синхронизации работы преобразователя с частотой сети и соответствующим изменением угла регулирования его ключей можно изменять значение и знак постоянной составляющей в графике u_y . В результате, несмотря на синусоидальность приложенного напряжения, в магнитопроводе активной части, наряду с основной гармоникой потока, возникают потоки подмагничивания, скорость и знак приращения которых зависит от постоянной

составляющей управляющего напряжения. Ток фазы i_ϕ и ток управления i_y содержат по две составляющих, первые из которых совпадают с классическими уравнениями, описывающими токи в дросселях насыщения. Их значение и форма обусловлены насыщением магнитной цепи и по своей физической сути они являются токами намагничивания. Поэтому основная гармоника составляющей тока фазы имеет чисто индуктивный характер. Составляющие тока, пропорциональные $\sigma(1-\sigma)^{-1}$, обусловлены работой преобразователя. Скачки в токе управления вызываются дискретным изменением количества витков обмотки управления из-за шунтирования части этих витков ключами преобразователя. Дополнительная составляющая тока фазы есть ни что иное, как входной ток преобразователя, приведенный к напряжению сетевой обмотки. Характер входного тока преобразователя зависит от конкретного вида функции $K(t)$ и может, в принципе, содержать как реактивные, так и активные составляющие любого знака. Активные составляющие появляются при изменении энергии магнитного поля в реакторе. При положительном знаке активной составляющей ток подмагничивания возрастает, при отрицательном — уменьшается. Типичные графики изменения управляющего напряжения и токов намагничивания реактора, совмещенные с графиком напряжения сетевой обмотки, показаны на рис. 3. Таким образом, управляемые реакторы магнитно-вентильного типа являются самоподмагничиваемыми индуктивными сопротивлениями. Активная часть совмещает функции собственно подмагничиваемой ферромагнитной катушки и трансформатора для питания преобразователя. Преобразователь обеспечивает регулируемый по интенсивности и направлению обмен энергией между контуром подмагничивания и электрической сетью. Этот вывод справедлив для любого из вариантов исполнения управляемых реакторов магнитно-вентильного типа. Разница в электрических схемах (рис. 1) в основном проявляется в различном характере рас-

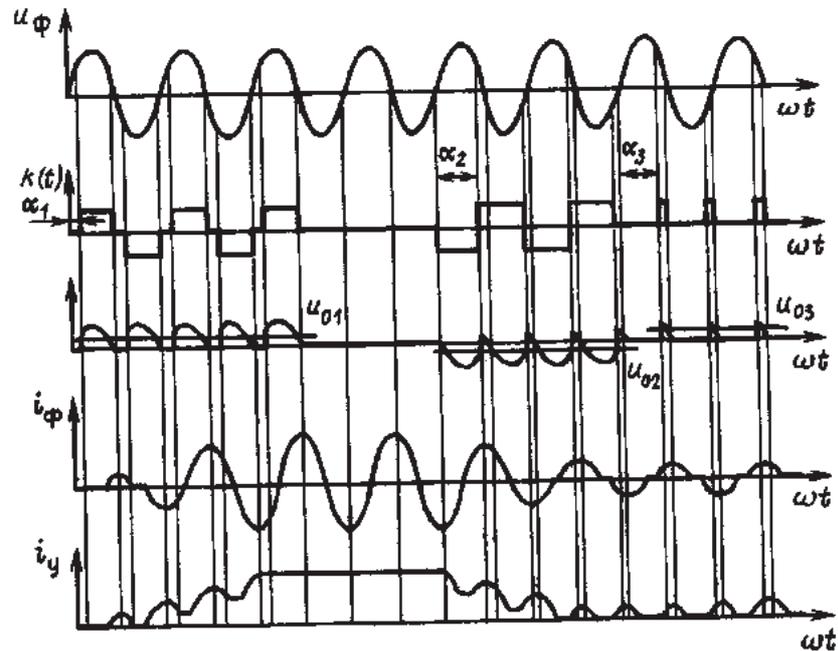


Рис. 3. Временные диаграммы изменения коммутационной функции, напряжений и токов реактора

пределения гармонических составляющих токов намагничивания и тока преобразователя в секциях обмоток [3]. Причем, чем больше отдельных несовмещенных контуров содержит реактор, тем больше материалов требуется для его реализации. С этой точки зрения наиболее целесообразной является схема, приведенная на рис. 1, *a*, имеющая всего лишь одну обмотку переменного-постоянного тока.

Одной из важнейших характеристик управляемого устройства является его быстродействие. Для оценки быстродействия магнитно-вентильных управляемых реакторов проинтегрируем (1), (2) и получим, что наряду с основной гармоникой, одинаковой по амплитуде и направлению в обеих полуфазах и вычисляемой по известному выражению

$$\Phi_{1m} = \frac{U_m}{W_{\phi\omega}}, \quad (6)$$

потоки полуфаз содержат изменяющиеся во времени постоянные составляющие, равные между собой по абсолютной величине, но направленные в разные стороны. Для рассматриваемой схемы (рис. 2) максимальное приращение этой составляющей за период частоты сети

$$\Delta\Phi_{0\max} = \Phi_{0(n)} - \Phi_{0(n-1)} = \frac{4\sigma}{1-\sigma} \Phi_{1m} \quad (7)$$

Если считать известным поток подмагничивания Φ_{0H} , при котором реактор выходит на номинальный режим, то с учетом (7) минимально возможное время его перехода от х.х. к номинальной мощности, выраженное через количество периодов частоты сети, можно представить в виде:

$$n = \frac{1-\sigma}{4\sigma} \frac{\Phi_{0H}}{\Phi_{1m}} = \frac{1}{2\pi} \frac{W_y}{W_\Phi} \frac{U_m}{U_{0\max}} \frac{\Phi_{0H}}{\Phi_{1m}}, \quad (8)$$

где $U_{0\max}$ – максимальное значение постоянной составляющей управляющего напряжения (5).

Простой количественный анализ (8) показывает, что при частоте сети $f = 50$ Гц время перехода реактора от х.х. до номинального режима, равное 0,33 с, с учетом технически целесообразного диапазона значений Φ_{1m} и Φ_{0H} может быть обеспечено при $\sigma = 0,015 \div 0,03$. При повышении быстродействия до 0,1 с значение σ не превысит 0,1 (рис. 4.). В принципе, возможно

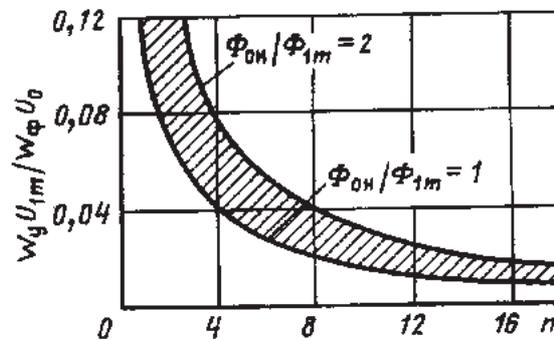


Рис. 4. К оценке быстродействия управляемого реактора

выполнение реактора и с быстродействием порядка длительности периода частоты сети, однако это вряд ли целесообразно: с ростом σ увеличивается мощность преобразователя до значений, соизмеримых с мощностью самого реактора.

Токи реактора являются функциями н.с. насыщаемых участков магнитной цепи (3), (4). Определение точных взаимосвязей между значениями токов полуфаз и н.с. обмоток активной части реактора является самостоятельной задачей расчета магнитной цепи с учетом конкретных особенностей ее исполнения. В то же время обобщение результатов исследований управляемых реакторов различных типов показывает, что универсальной мерой степени насыщения магнитной цепи, характеризующей качественную картину электромагнитного состояния подмагничиваемого ферромагнитного устройства, может служить относительное время нахождения рабочей точки потока в области насыщения кривой намагничивания в течение периода частоты сети. Количественно это время равно значению угла отсечки н.с. участка магнитной цепи. Достаточно подробно основные закономерности электромагнитного состояния подмагничиваемой стали как функции угла φ рассмотрены в [4]. Показано, что эффективность подмагничивания, характер проявления нелинейных искажений, расход материалов на активную часть однозначно зависят от того, какова степень насыщения рабочих участков магнитной цепи реактора в номинальном режиме φ_H . При этом наименьшему расходу активных материалов на обмотки соответствует $\varphi_H = 90^\circ$ (полупредельное насыщение). При $\varphi_H = 180^\circ$ (предельное насыщение) в наименьшей степени проявляются нелинейные искажения в токах реактора.

Однако в ряде случаев даже предельного насыщения в номинальном режиме оказывается недостаточным для выполнения требований по синусоидальности формы рабочего тока, например, в случае применения данного устройства в качестве дугогасящего реактора. Форма н.с. магнитной цепи может

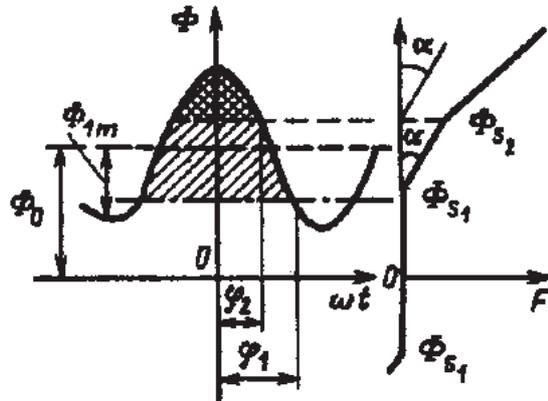


Рис. 5. К пояснению принципа двухступенчатого подмагничивания двух последовательных участков

быть улучшена, если насыщать не один, а два последовательных участка. Снижение высших гармоник в форме н.с. происходит наиболее эффективно, если магнитное сопротивление двух насыщенных участков вдвое больше магнитного сопротивления насыщения одного из них, причем второй участок должен насыщаться тогда, когда в первом уже наступил режим полупредельного насыщения. Графическое пояснение сказанного видно из рис. 5. Гармонический спектр н.с. при таком двухступенчатом насыщении характеризуется следующими выражениями:

$$F_{(\omega t)} = F_0 + F_{1m} + \sum_{i=2}^{\infty} F_{im} \sin \omega t, \quad (9)$$

где

$$F_0 = \frac{R_{\mu 0} \Phi_{1m}}{\pi} \sum_{j=1}^2 (\sin \varphi_i - \varphi_j \cos \varphi_j); \quad (10)$$

$$F_{1m} = \frac{R_{\mu 0} \Phi_{1m}}{\pi} \sum_{i=1}^2 \left(\varphi_j - \frac{\sin 2\varphi_j}{2} \right); \quad (11)$$

$$F_{jm} = \frac{R_{\mu 0} \Phi_{1m}}{i\pi} \sum_{i=1}^2 \left[\frac{\sin (i-1) \varphi_j}{i-1} - \frac{\sin (i+1) \varphi_j}{i+1} \right], \quad (12)$$

где φ , φ_2 — углы коммутации двухступенчатой кривой намагничивания (рис. 5).

На рис. 6, *a* приведены результаты расчета третьей гармоники н.с. при подмагничивании одного и двух последовательно расположенных участков магнитной цепи. Видно, что во втором случае, начиная с полупредельного насыщения первого участка и дальше, третьей гармоники двух участков в значительной степени компенсируют друг друга. Диапазон слабых (менее 5%) искажений в форме н.с. фазы расширяется до двух третей диапазона изменения основной гармоники н. с. фазы (рис. 6, *б*). Максимум действующего значения высших гармоник н.с. нечетной кратности при этом не превышает 5% максимального значения н.с. основной гармоники.

Искажения тока фазы реактора складываются из искажений тока насыщения — первой составляющей в уравнении (3) и тока преобразователя второй составляющей (3). Гармониче-

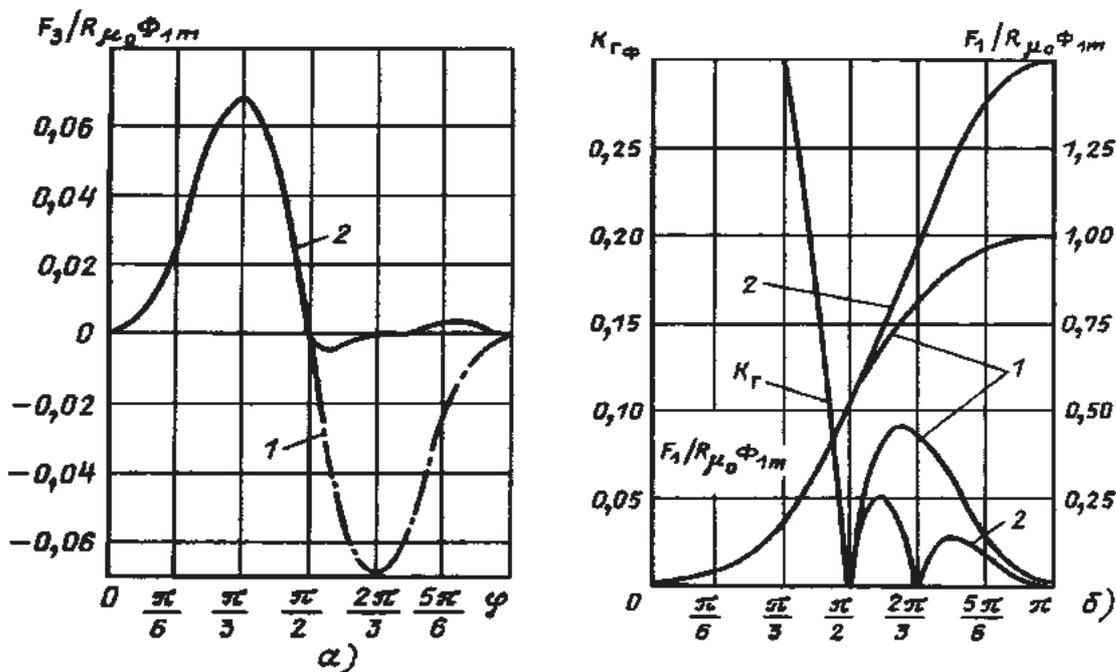


Рис. 6. Графики изменения третьей гармоники н.с. (*a*) и коэффициентов гармоник нечетного ряда и основной гармоники (*б*) при насыщении одного (кривая 1) и двух последовательно расположенных участков со взаимосвязанной геометрией (кривая 2)

ский состав тока насыщения полностью повторяет гармонический ряд нечетной кратности н.с. подмагничиваемого участка. Искажения, вносимые током преобразователя, в меньшей степени зависят от насыщения магнитной системы и будут иметь место даже при полной линеаризации последней. Характер их проявления зависит от конкретной схемы и режима работы ключей преобразователя, что достаточно подробно описывается в многочисленных работах, посвященных анализу преобразовательных устройств, работающих на индуктивную нагрузку. Однако в силу относительной малости заметное влияние на результирующую форму тока эта составляющая будет оказывать лишь в реакторах с повышенным быстродействием (менее 0,1 с).

Результаты, изложенные в статье, получены при серьезных упрощениях в расчетной схеме управляемого магнитно-вентильного реактора. В то же время они не только поясняют принцип действия и основные закономерности устройств, но и довольно точно определяют некоторые количественные параметры и характеристики. Например, выражение для оценки быстродействия (8) по неограниченно нарастающему переходному процессу получено без учета потерь в устройстве, а результаты расчета по более точной модели и эксперимент дают практически те же самые значения. Это обусловлено тем, что постоянная времени естественного затухания переходных процессов, вызванная потерями, равна десяткам секунд, что примерно на два порядка выше постоянной времени динамических процессов в режиме форсировки. Практически не влияет на качественные и количественные результаты расчета гармонического состава токов и регулировочные характеристики применение уточненных аппроксимирующих выражений вместо кусочно-линейной аппроксимации. В полной мере сохраняются результаты и выводы комплексного анализа электромагнитного состояния подмагничиваемого ферромагнитного устройства в зависимости от угла коммутации

кривой подмагничивания при использовании более строгих схем замещения активной части, учитывающих соотношение геометрических размеров магнитопровода и обмоток.

Однако принятые допущения ограничивают сферу применения полученных выражений. Например, без учета потерь невозможно вычислить углы регулирования преобразователя для установившихся режимов различных значений текущей мощности реактора. Без уточненной аппроксимации нельзя рассчитать н.с. слабонасыщенных участков магнитной цепи и токи х.х. реактора. Ответы на эти и другие вопросы являются самостоятельными задачами дальнейших исследований, постановка и методы решения которых во многом зависят от конкретного типополнения, мощности и области применения магнитно-вентильных управляемых реакторов.

Литература

1. **А.с. 989597 (СССР).** Электрический реактор с подмагничиванием / А.М. Брянцев // Открытия. Изобретения. 1983. № 2.
2. **А.с. 1164795 (СССР).** Электроиндукционное устройство / А.М. Брянцев // Открытия. Изобретения. 1985. № 24.
3. **Способ** коррекции формы кривой тока трехфазных управляемых ферромагнитных устройств / А.М. Брянцев, Е.Н. Бродовой, И.И. Леонов, С.А. Гордеев // Изв. ВУЗов. Сер. Электротехника. 1986. № 6.
4. **Брянцев А.А.** Подмагничиваемые ферромагнитные устройства с предельным насыщением участков магнитной системы. – Электротехника, 1986, № 2.

Впервые опубликовано: «Электротехника» № 2, 1991. С. 24-28.

Электромагнитные процессы в мощных управляемых реакторах

**Бики М.А., Бродовой Е.Н., Брянцев А.М.,
Лейтес Л.В., Лурье А.И., Чижевский Ю.Л.**

В течение нескольких десятилетий в нашей стране и за рубежом проводились теоретические и экспериментальные работы по созданию реакторов, управляемых подмагничиванием (УР). Результаты этих исследований отражены в работах Либкинда М.С., Бамдаса А.М., Беккера Х., Фридлендера Е.Д. и др. Однако несколько лет назад интерес к шунтирующим УР резко возрос, что обусловлено рядом причин. Во-первых, УР по сравнению со статическими тиристорными компенсаторами (СТК) реактивной мощности характеризуются меньшей ценой за единицу реактивной мощности, их эксплуатация более проста, возможно быстрое освоение на трансформаторных заводах. Во-вторых, предложены новые конструктивные решения, в том числе по резкому увеличению рабочей индукции, схемам соединения обмоток и т.д. Наконец, в-третьих, возникла повышенная потребность в регулируемых шунтирующих реакторах для ЛЭП, работающих в условиях частых недогрузок по мощности.

В последние годы в связи с потребностью электроэнергетики Московский электрозавод и Запорожский трансформаторный завод (ЗТЗ) стали разрабатывать шунтирующие УР мощностью 180 Мвар в трехфазной группе. Этими заводами была принята принципиальная схема реактора, описанная в [1]. По ряду соображений (высокое напряжение сетевой обмотки и т.д.) для реактора 525 кВ ЗТЗ использовал схему с отдельными рабочей (сетевой) обмоткой (СО) и обмоткой управления (ОУ). Во всех конструкциях УР использованы

режимы намагничивания с сильным насыщением участков магнитной цепи [2].

В литературе по магнитным усилителям (дресселям насыщения, трансдукторам), например в [3, 4], рассмотрено множество различных сложных схем и режимов, но изложенные ниже подход и результаты не встречались. Известная теория магнитных усилителей учитывала прежде всего электрические сопротивления элементов цепи, для мощного шунтирующего реактора несущественные, и не учитывала магнитные потоки рассеяния между обмотками, в данном случае весьма существенные. Учет последнего фактора является одной из главных задач данной статьи.

Для промышленного проектирования реактора наряду с машинным расчетом, позволяющим учесть не только главные, но и второстепенные особенности схемы и конструкции, необходим простой и наглядный метод расчета [5], объясняющий электромагнитные процессы в реакторе и помогающий рационально применять расчетные методы и программы, разработанные для силовых трансформаторов и неуправляемых реакторов.

В режимах сильного насыщения достаточно точные результаты обеспечивает кусочно-линейное представление характеристики электротехнической стали. Это позволяет количественно оценивать степень подмагничивания, как долю периода частоты сети, в пределах которой мгновенное значение потока превышает поток насыщения намагничиваемого участка [6].

Принципиальная идеализированная схема соединения обмоток двух стержней однофазного УР совпадает с одной из распространенных схем магнитных усилителей (рис. 1). Имеются два замкнутых магнитопровода, каждый из которых охвачен частью (половиной) каждой из обмоток – CO и OU . Соответствующие части соединены последовательно, причем в одной из обмоток согласно, в другой – встречно. Например,

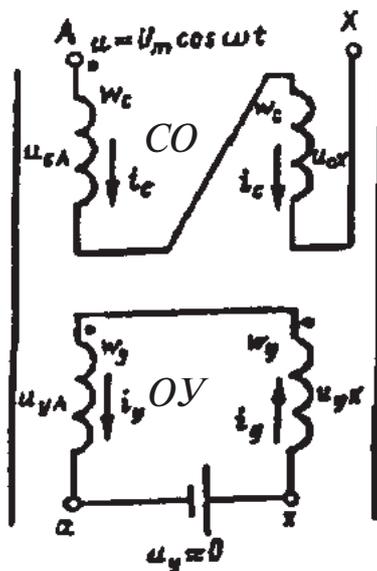


Рис. 1. Принципиальная схема УР с последовательным соединением частей *СО* и *ОУ*

на рис. 1 согласно соединены части *СО* (что эквивалентно по существу одной обмотке, охватывающей сразу два стержня), встречно – части *ОУ*. Электрические сопротивления обмоток очень малы по сравнению с индуктивными сопротивлениями, и требуемое в установившемся режиме напряжение питания *ОУ* мало.

Допущения. 1. Потери отсутствуют, т.е. в установившемся режиме напряжения на *ОУ* нет ($u_y = 0$).

2. Кривая индукции стали стержней магнитопровода кусочно-линейна (рис. 2):

$$\left. \begin{array}{l} H = 0 \text{ при } |B| < B_s; \\ |H| = (|B| - B_s) / \mu_0 \text{ при } |B| > B_s, \end{array} \right\} \quad (1)$$

где $|H|$ – модуль напряженности магнитного поля, $\mu_0 = 4\pi \cdot 10^{-7}$ Гн/м – магнитная постоянная; $|B|$ – модуль магнитной индукции в стали; B_s – индукция насыщения стали; $B_s = 2,0 \div 2,1$ Тл.

3. Ярма магнитопровода не насыщаются, во всех рассматриваемых режимах их магнитная проницаемость бесконечна ($\mu = \infty$).

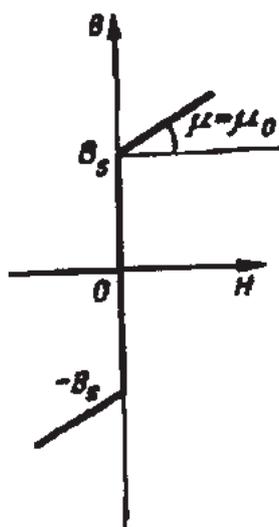


Рис. 2. Принятая аппроксимация кривой индукции стали

4. Магнитная индукция во всех точках стали стержня до его насыщения одинакова, т.е. весь стержень насыщается одновременно. Это предположение близко к реальности, так как обычно высота стержня и обмотки трансформатора гораздо больше их радиуса (подтверждено исследованиями стойкости трансформатора при КЗ).

5. Плоские поверхности широких ненасыщенных ярм прилегают к торцам стержней и концентрических равномерных равновысоких обмоток. Именно это допущение, включающее в себя также допущения 3 и 4, сводит полевою задачу к расчету цепи. Конечно, как и при составлении схем замещения многообмоточных трансформаторов [7], расчетные высоты окна и обмоток здесь могут отличаться от фактической высоты обмоток. Длина стержня, принимаемая при расчете его магнитного сопротивления, может отличаться от фактической высоты окна. Промежутки между торцами обмоток и ярмами и неравномерность обмоток могут быть учтены при расчете магнитного поля в окне по программе РЭСТ [8] или другой программе. В случае тороидальной конструкции с обмотками, равномерно распределенными по окружности, допущения 3, 4 и 5 не требуются.

6. Все параметры обмоток двух стержней и самих стержней A и X одинаковы. Стержни магнитно независимы (в случае общей магнитной системы имеются ненасыщенные боковые ярма).

7. Обмотки тонкие. При расчете магнитных потоков и потокосцеплений учитывается одна и та же площадь, охваченная эквивалентным средним витком обмотки стержня. Влияние конечной толщины обмоток, как правило, несущественно. Оно может быть учтено по методу, изложенному в [9].

Для упрощения обозначений и формул, облегчения изложения и восприятия, а также для однозначности описания вводятся следующие условия:

8. Внутренней является OY , наружной – CO (рис. 3). При этом площадь, охваченная витком CO (S_C), равна сумме площади канала рассеяния (S_p) и площади, охваченной витком OY (S_y), т.е. $S_C = S_y + S_p$. В [1, 2] рассматривался лишь частный случай, когда одни и те же обмотки используются в качестве CO и OY , т.е. обмотки совмещены. Совмещение позволяет снизить расход материалов и потери по сравнению с отдельными обмотками, но преобразователь оказывается под потенциалом середины сетевой обмотки. В этом частном случае нет

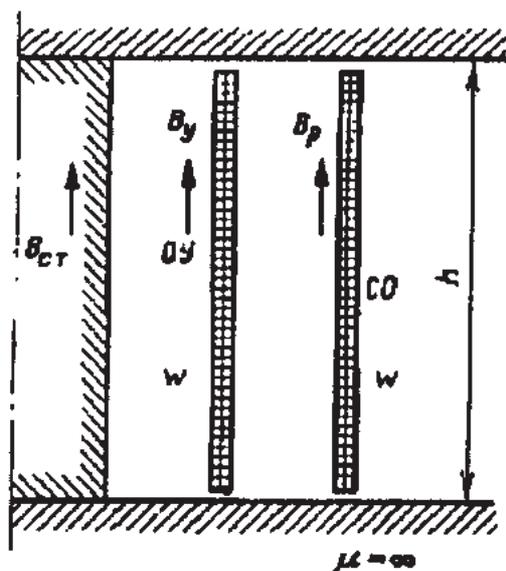


Рис. 3. Принятое расположение обмоток на стержне УР

канала рассеяния между обмотками ($S_p = 0$), охваченные витками CO и OY площади одинаковы ($S_c = S_y$) и выражения для параметров реактора проще, чем полученные ниже общие формулы. Для возможного в реакторах небольшой мощности случая расположения CO внутри, у стержня, и OY снаружи соотношения могут быть получены аналогичным путем. Некоторые из них ниже приведены, но без вывода.

9. Числа витков обмоток одинаковы ($w_{CO} = w_{OY} = w$). При этом индуктивность рассеяния L_p пары обмоток стержня (CO и OY) и динамические индуктивности ($L = d\Psi/di$ – п. 126 ГОСТ 19880–74) сетевой обмотки стержня L_c и обмотки управления стержня L_y при насыщенном стержне имеют однотипные выражения, соответствующие при допущении 2 отсутствию стержня:

$$L_p = \mu_0 w^2 S_p / h, \quad L_c = \mu_0 w^2 S_c / h, \quad L_y = \mu_0 w^2 S_y / h, \quad (2)$$

причем из допущения 7 и условия 8 следует:

$$L_c = L_y + L_p. \quad (3)$$

При неодинаковых числах витков полученные ниже токи и напряжения следует привести к реальному числу витков данной обмотки. Например, если обозначено $w = w_{CO}$, то ток OY следует умножить, а напряжение OY разделить на величину w_{CO}/w_{OY} .

10. Кривая напряжения сети u (на зажимах CO) синусоидальна:

$$u = U_m \cos \omega t.$$

Уравнения. При схеме и обозначениях по рис. 1 и 3, индексах A и X для левого и правого стержней, « p » для канала рассеяния, « c » для CO и « y » для OY можно записать следующие соотношения для напряжений u , токов i , магнитных индукций B и потоков Φ :

$$u_{cA} + u_{cX} = u_c; \quad i_{cA} = i_{cX} = i_c; \quad u_{yA} - u_{yX} = u_y; \quad i_{yA} = i_{yX} = i_y; \quad (4)$$

$$B_{pA} = \mu_0 i_{cA} w / h; \quad B_{pX} = \mu_0 i_{cX} w / h; \quad (5)$$

$$B_{pA} = B_{pX} = B_p = \mu_0 i_c w / h;$$

$$\Phi_{pA} = B_{pA} S_p = B_p S_p = \Phi_{pX} = \Phi_p; \quad (6)$$

$$\Phi_{cA} = \Phi_{yA} + \Phi_p; \quad \Phi_{cX} = \Phi_{yX} + \Phi_p;$$

$$u_{cA} = w \frac{d}{dt} \Phi_{cA} = w \frac{d}{dt} \Phi_{yA} + w \frac{d}{dt} \Phi_p = u_{yA} + w \frac{d}{dt} \Phi_p; \quad (7)$$

$$u_{cX} = u_{yX} + w \frac{d}{dt} \Phi_p,$$

из которых при $u_y = 0$ (допущение 1) следует, что

$$u_{yA} = u_{yX}, \quad u_{cA} = u_{cX} = u_c / 2, \quad (8)$$

т.е. напряжение сети делится поровну между сетевыми обмотками двух стержней.

Основной особенностью данной работы является представление любого режима как чередования следующих возможных состояний стержней A и X :

оба стержня ненасыщены ($|B_{cTA}| < B_s$ и $|B_{cTX}| < B_s$), ниже обозначаем это состояние индексом 0;

один стержень ненасыщен, а другой насыщен ($|B_{cTA}| < B_s$ и $|B_{cTX}| > B_s$ или $|B_{cTA}| > B_s$ и $|B_{cTX}| < B_s$), т.е. относительное количество насыщенных стержней равно 0,5 – индекс 0,5;

оба стержня насыщены ($|B_{cTA}| > B_s$ и $|B_{cTX}| > B_s$) обозначение – индекс 1,0.

Если в течение всего периода рассматриваемого режима имеет место одно из этих состояний, то такой режим называем характерным и обозначаем соответствующим индексом.

Рассмотрим указанные состояния.

Из закона полного тока для ненасыщенного стержня A ($|B_{cTA}| < B_s$) при допущении 2 следует $i_c w + i_y w = 0$, откуда

$$i_c = -i_y; \quad (9)$$

для ненасыщенного стержня X ($|B_{стX}| < B_s$) имеем $i_c w - i_y w = 0$, т.е.

$$i_c = i_y. \quad (10)$$

Если одновременно не насыщены стержни A и X , то единственная возможность соблюдения уравнений (9) и (10) – отсутствие обоих токов, т.е. $i_c = 0$ и $i_y = 0$. Следовательно, токи в обмотках могут существовать только тогда, когда хотя бы один из стержней насыщен. Отсутствию тока CO соответствует бесконечно большая индуктивность этой обмотки, $L_0 = \infty$. Это состояние соответствует холостому ходу трансформатора.

Если один стержень насыщен, а другой нет, то магнитная индукция в канале между стержнем и обмоткой управления ненасыщенного стержня B_y равна нулю, а насыщенного – удвоенной индукции в канале рассеяния этого стержня

$$B_{y.нас} = \mu_0 \frac{i_c w + i_y w}{h} = 2B_p. \quad (11)$$

Магнитная индукция в стали насыщенного стержня больше индукции $B_{y.нас}$ на величину индукции насыщения стали B_s :

$$B_{ст.нас} = B_s + B_{y.нас} = B_s + 2B_p. \quad (12)$$

Когда насыщен один из двух стержней реактора (индекс 0,5), динамическая индуктивность CO ($L_{0,5}$) может быть определена, например, по энергии магнитного поля W при токе i_c :

$$\begin{aligned} L_{0,5} &= \frac{2W_{M0,5}}{i_c^2} = \frac{2}{i_c^2} \frac{B_p^2 h}{2\mu_0} [S_p + S_p + 4S_y] = \mu_0 w^2 (2S_p + 4S_y) / h = \\ &= 2L_p + 4L_y = 2(L_c + L_y). \end{aligned} \quad (13)$$

По магнитному полю вне стали это состояние для обмоток ненасыщенного стержня соответствует трансформатору, вто-

ричная обмотка которого (*OU*) нагружена на индуктивность, а для обмоток насыщенного стержня – ярмовому реактору с подразделенной обмоткой – двум соединенным последовательно согласно обмоткам (*OU* и *CO*) с прилегающими к их торцам ферромагнитными ярмами.

Когда насыщены оба стержня, изменение тока i_c вызывает одинаковое изменение индукции и магнитных потоков в сечениях двух стержней и, следовательно, наведенная ЭДС в контуре *OU* равна нулю, так как *OU* стержней *A* и *X* включены встречно. Следовательно, динамическая индуктивность *CO* при условии насыщения всех стержней (индекс 1,0) реактора

$$L_{1,0} = 2L_c \quad (14)$$

Переменная составляющая магнитного поля вне стали при этом соответствует ярмовому реактору с одной обмоткой (*CO*). Ток *OU* при таком состоянии не изменяется, $i_y = \text{const}$. Характеристика всех рассмотренных выше возможных состояний реактора приведена в табл. 1.

Таблица 1

Возможные состояния реактора

Относительное число насыщенных стержней	μ_r стержней		Соотношение токов	Динамическая индуктивность
	<i>A</i>	<i>X</i>		
0	∞	∞	$i_c = i_y = 0$	∞
0,5	1 ∞	∞ 1	$i_c = i_y$ $i_c = -i_y$	$2(L_c + L_y)$
1,0	1	1	$i_y = \text{const}$	$2L_c$

Характерные установившиеся режимы. В случае, если весь период ни один из стержней реактора не насыщается, токи

обеих обмоток равны нулю. Этот режим можно назвать режимом холостого хода (ХХ) или нулевым (индекс 0). Магнитная индукция вне стали равна нулю, а в стали стержней изменяется по синусоиде:

$$B_{ст} = B_m \sin \omega t + B_{ср0}, \quad (15)$$

где $B_m = U_m / (\omega w 2S_{ст})$; $B_{ср0}$ – произвольное (определяемое предысторией) значение средней за период индукции в пределах $\pm(B_s - B_m)$, причем значения индукции $B_{ср0}$ в стержнях A и X могут быть разными; $S_{ст}$ – сечение стали одного стержня.

Если каждый из стержней насыщен в течение половины периода (такой режим обозначаем индексом 0,5 и называем режимом полупериодного насыщения), то динамическая индуктивность CO реактора постоянна весь период и равна $L_{0,5}$. При этом ток CO и индукция в канале рассеяния B_p изменяются по синусоиде. Ток OY согласно (9) и (10) равен модулю синусоиды тока CO , $i_y = |i_{CO}|$. Индукция в канале между стержнем и OY B_y в течение одного полупериода согласно (11) равна удвоенной индукции в канале рассеяния ($B_y = 2B_p$), в течение другого – нулю ($B_y = 0$). Кривая индукции в стали стержня в течение одного полупериода, когда этот стержень насыщен, представляет собой полуволну синусоиды. Она равна удвоенной индукции в канале рассеяния и сдвинута от временной оси на индукцию насыщения стали B_s . В другой полупериод индукция также представляет собой полуволну синусоиды. Амплитуда синусоиды равна удвоенной индукции в канале рассеяния, умноженной на отношение площадей S_y (охвачена средним витком OY) и $S_{ст}$ (сечение стали). Эта полуволна сдвинута от оси абсцисс на ту же индукцию насыщения B_s .

Напряжение каждой из OY стержня u_{yA} и u_{yX} синусоидально и согласно (6) с учетом (2), (3) и (13) равно

$$u_{yA} = \frac{d\Phi_{yA}}{dt} = \frac{d}{dt}(\Phi_{сА} - \Phi_{рА}) = u_{сА} - wS_p \frac{dB_p}{dt} = \frac{u_c}{2} - \mu_0 w S_p \frac{di_c}{dt} =$$

$$= \frac{u_c}{2} - L_p \frac{u_c}{L_{0,5}} = u_c \frac{L_c + L_y - L_p}{2(L_c + L_y)} = u_c \frac{L_y}{L_c + L_y}. \quad (16)$$

Если оба стержня насыщены в течение всего периода, причем минимальный модуль индукции в стали равен индукции насыщения (такой режим обозначаем индексом 1,0 и называем режимом полнопериодного, предельного насыщения), то динамическая индуктивность CO весь период равна $L_{1,0}$. При этом ток CO и индукция в канале рассеяния синусоидальны, ток OY постоянен и равен амплитуде тока CO . Кривые индукции в канале у стержня и индукции в стали стержня — синусоиды, «лежащие» одна — на временной оси, а другая смещена от этой оси на индукцию насыщения. Напряжение каждой из OY стержня аналогично (16) и равно

$$u_{yA} = \frac{u_c}{2} - L_p \frac{u_c}{L_{1,0}} = u_c \frac{L_c - L_p}{2L_c} = u_c \frac{L_y}{2L_m}. \quad (17)$$

Амплитуда тока CO $I_{m1,0} = U_m / (2\omega L_c)$ далее используется как база для расчета токов и их гармонического анализа в других режимах.

Выражения для токов, индукций во всех каналах и в обоих стержнях и напряжений частей OY в рассмотренных трех характерных режимах приведены в табл. 2. Кривые этих величин при $L_y / L_c = 0,4$, $B_m / B_s = 0,85$, $B_{pml} / B_m = 0,125$ и $S_{ст} / S_y = 0,5$ показаны на рис. 4 сплошными линиями. Напряжения частей CO во всех режимах согласно (8) равны напряжениям частей OY в режиме ХХ:

$$u_{cA} = u_{cX} = 0,5U_m \cos \omega t.$$

Как видно, и в режиме полупериодного насыщения, и в режиме полнопериодного насыщения реактор не генерирует высшие гармоники тока (при указанных допущениях — строго, в реальных реакторах — практически идеально). Это подтверждается данными исследований на моделях и испытаний опи-

**Формулы для токов, индукций и напряжения части ОУ
для всех характерных режимов УР**

Параметр	Режим			
	Холостой ход (индекс 0)	Полупериодное насыщение (индекс 0,5)		Полнопериодное насыщение (индекс 1)
		$0 < \omega t < \pi$	$\pi < \omega t < 2\pi$	
I_m	0	$I_{m0,5} = \frac{U_m}{2\omega(L_c + L_y)}$		$I_{m1,0} = \frac{u_m}{2\omega L_c}$
i_c	0	$I_{m0,5} \sin \omega t$		$I_{m1,0} \sin \omega t$
i_y	0	$I_{m0,5} \sin \omega t$	$-I_{m0,5} \sin \omega t$	$I_{m1,0}$
B_{pm}	0	$B_{pm0,5} = \mu_0 I_{m0,5} w / h$		$B_{pm1,0} = \mu_0 I_{m1,0} w / h$
B_p	0	$B_{pm0,5} \sin \omega t$		$B_{pm1,0} \sin \omega t$
B_{yA}	0	$2B_{pm0,5} \sin \omega t$	0	$B_{pm1,0} (\sin \omega t + 1)$
B_{yX}	0	0	$2B_{pm0,5} \sin \omega t$	$B_{pm1,0} (\sin \omega t - 1)$
$B_{cтA}$	$B_m \sin \omega t + B_{cpA}$	$2B_{pm0,5} \sin \omega t + B_s$	$2B_{pm0,5} \left(\frac{S_y}{S_{cт}} \right) \times \sin \omega t + B_s$	$B_{pm1,0} (\sin \omega t + 1) + B_s$
$B_{cтX}$	$B_m \sin \omega t + B_{cpX}$	$2B_{pm0,5} \left(\frac{S_y}{S_{cт}} \right) \times \sin \omega t - B_s$	$2B_{pm0,5} \sin \omega t - B_s$	$B_{pm1,0} (\sin \omega t - 1) - B_s$
$u_{yA} = u_{yX}$	$U_m \cos \omega t / 2$	$U_m \cos \omega t L_y / (L_c + L_y)$		$\frac{U_m \cos \omega t L_y}{2 L_c}$

санного ниже мощного реактора. Поэтому в качестве номинального целесообразно выбирать один из этих режимов. При выборе режима полупериодного насыщения несколько хуже используется сталь, но значительно меньше потери в обмотке управления, чем при выборе режима полнопериодного насы-

щения. Это хорошо видно на рис. 4, где режим полупериодного насыщения отмечен крестиком. При наличии в энергосистеме на соседних подстанциях нескольких групп реакторов возможно управление, при котором все группы, кроме одной, работают в режиме ХХ или номинальном, т.е. не генерируют гармоник [10]. При таком управлении токи гармоник, поступающих в сеть, значительно меньше, чем при одинаковой нагрузке всех реакторов, но суммарные потери несколько больше.

Дальнейшее увеличение тока OU реактора выше I_{m1} (запредельное насыщение) не влияет на ток CO и на переменные составляющие индукций и напряжений. При росте тока OU увеличиваются потери в OU и вызывающие вибрацию и шум

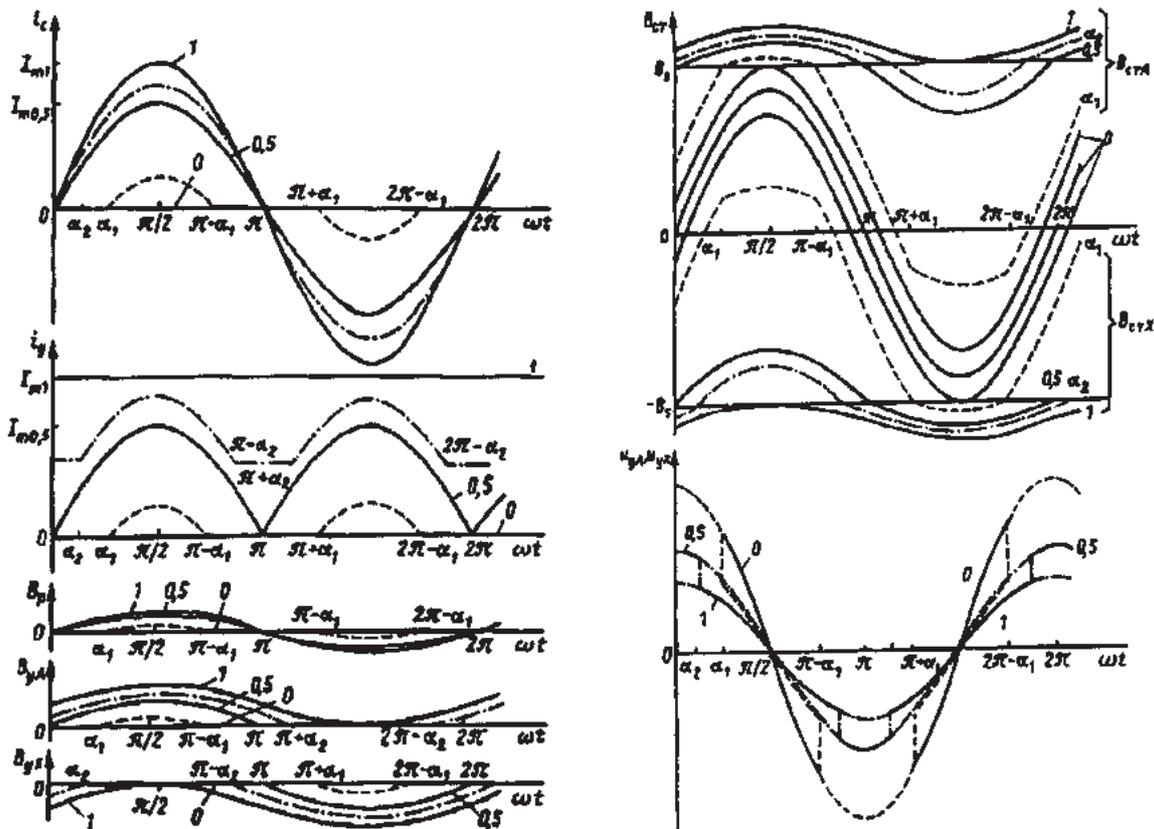


Рис. 4. Кривые токов, магнитных индукций и напряжения части OU при холостом ходе (0), полупериодном (0,5) и полнопериодном (1) насыщении (сплошные линии) и при насыщении стержня A в моменты α_1 (штриховая линия) и $2\pi - \alpha_2$ (штрихпунктирная линия)

усилия, имеющие частоту сети (обычные усилия имеют удвоенную частоту сети).

Промежуточные установившиеся режимы. Режимы удобно характеризовать коэффициентом $K_\beta = \beta/\pi$, где, согласно [6], β – выраженная в радианах половина продолжительности насыщенного состояния стержня в пределах периода, т.е. K_β – относительная доля периода, в течение которой насыщен каждый стержень. Значение $K_\beta = 0$ соответствует ХХ, $K_\beta = 0,5$ – режиму полупериодного насыщения и $K_\beta = 1,0$ – режиму полнопериодного насыщения.

Если каждый стержень насыщен меньше половины периода ($K_\beta < 0,5$), то в течение доли периода $(1-2K_\beta)$ процесс происходит согласно кривым ХХ на рис. 4. Если α_1 – момент насыщения стержня А, причем $\alpha_1 = \pi(0,5 - K_\beta)$, то это участки ωt от 0 до α_1 , от $\pi - \alpha_1$ до $\pi + \alpha_1$, от $2\pi - \alpha_1$ до $2\pi + \alpha_1$ и т.д. На участках от α_1 до $\pi - \alpha_1$ и от $\pi + \alpha_1$ до $2\pi - \alpha_1$ (в течение доли периода $2K_\beta$) процесс происходит согласно кривым полупериодного насыщения на рис. 4, причем кривые токов и индукций сдвинуты по вертикали так, что в моменты α_1 , $\pi - \alpha_1$ и т.д. нет скачков (штриховые линии на рис. 4). Углы α_1 и β связаны формулой $\beta = 0,5\pi - \alpha_1$. При полупериодном насыщении $\alpha_1 = 0$, при ХХ $\alpha_1 = \pi/2$.

Когда каждый стержень насыщен дольше половины периода ($K_\beta > 0,5$), то в течение доли периода $(2K_\beta - 1)$ процесс происходит согласно кривым предельного (полнопериодного) насыщения на рис. 4. Это участки от 0 до α_2 , от $\pi - \alpha_2$ до $\pi + \alpha_2$ и от $2\pi - \alpha_2$ до 2π , где α_2 – момент выхода стержня Х из насыщенного состояния и перехода от насыщения обеих стержней к насыщению одного стержня А, где $\alpha_2 = \pi(K_\beta - 0,5)$. Остальную часть периода (участки от α_2 до $\pi - \alpha_2$ и от $\pi + \alpha_2$ до $2\pi - \alpha_2$) процесс происходит согласно кривым полупериодного насыщения на рис. 4, причем кривые токов и индукций сдвинуты по вертикали так, что в моменты α_2 , $\pi - \alpha_2$ и т.д. нет скачков (штрихпунктирные линии на рис. 4). Углы α_2 и β свя-

заны формулой $\beta=0,5\pi+\alpha_2$. При полупериодном насыщении $\alpha_2=0$, при полнопериодном $\alpha_2=\pi/2$.

Полученные выше выражения для напряжений, токов и индукций в виде кусочно-синусоидальных кривых позволяют определить все параметры режимов в диапазоне от ХХ до предельного насыщения.

В частности, в [10] получены следующие выражения амплитуд гармонических составляющих токов обмоток:

$$I_{nm} = I_{m1,0}(1+K_L)H_n^*(\beta) \text{ при } \beta \leq \pi/2, \text{ т.е. } K_\beta = \beta/\pi \leq 0,5; \quad (18)$$

$$I_{nm} = I_{m1,0}[H_n^*(\beta)+K_L H_n^*(\pi-\beta)] \text{ при } \beta \geq \pi/2, \text{ т.е. } K_\beta \geq 0,5, \quad (19)$$

где $n=0, 1, 2, \dots$ – номер гармоники тока, $n=0$ – постоянная составляющая, $n=1$ – основная гармоника; $I_{m1,0}$ – амплитуда тока CO при полнопериодном насыщении; K_L – коэффициент, характеризующий расположение обмоток и расстояние между ними; $K_L=(L_c-L_y)/(L_c+L_y)$; $H_n^*(\beta)$ и $H_n^*(\pi-\beta)$ – относительный ток гармоники при совмещенных обмотках ($L_p=0$ и $K_L=0$) при аргументе φ , равном соответственно β и $(\pi-\beta)$; согласно [2] относительные токи (напряженности магнитного поля) определяются как:

$$H_0^* = (\sin \varphi - \varphi \cos \varphi) / \pi; \quad (20)$$

$$H_1^* = (\varphi - 0,5 \sin 2\varphi) / \pi; \quad (21)$$

$$H_{2,3,\dots,n}^* = \frac{1}{pn} \left[\frac{\sin (n-1)j}{n-1} - \frac{\sin (n+1)j}{n+1} \right]. \quad (22)$$

Примеры зависимости гармоник тока от K_β и K_L приведены на рис. 5, зависимость I_1 от I_0 – на рис. 6.

Формулы (18)–(22) и графики рис. 5 относятся к суммарным (по МДС, по ампер-виткам) токам всех обмоток стержня (CO , $OУ$ и, если имеется, дополнительной обмотки). Нечетные

гармоники тока протекают по CO , четные и нулевая – в OY . Если в трехфазном реакторе или трехфазной группе реакторов внутренняя OY соединена по схеме треугольника, то токи нечетных гармоник с номерами, кратными трем, будут вместо CO протекать в этой обмотке.

При внутренней OY и наружной CO имеем $L_y < L_c$ и $0 < K_L < 1$, при обратном расположении обмоток $L_y > L_c$ и $-1 < K_L < 0$. При полупериодном насыщении ($K_\beta = 0,5$) в случае совмещенных обмоток ($L_y = L_c$, $K_L = 0$) ток CO составляет ровно половину тока при полнопериодном насыщении, в случае размещения CO снаружи – больше половины, внутри – меньше половины.

На рис. 5 в качестве аргумента выбран коэффициент K_β , характеризующий режим, на рис. 6 – средний ток OY (постоянная составляющая). Такие зависимости универсальны для всех УР рассматриваемого вида. Из рис. 6 видно, что ток, потребляемый реактором из сети, почти точно пропорционален

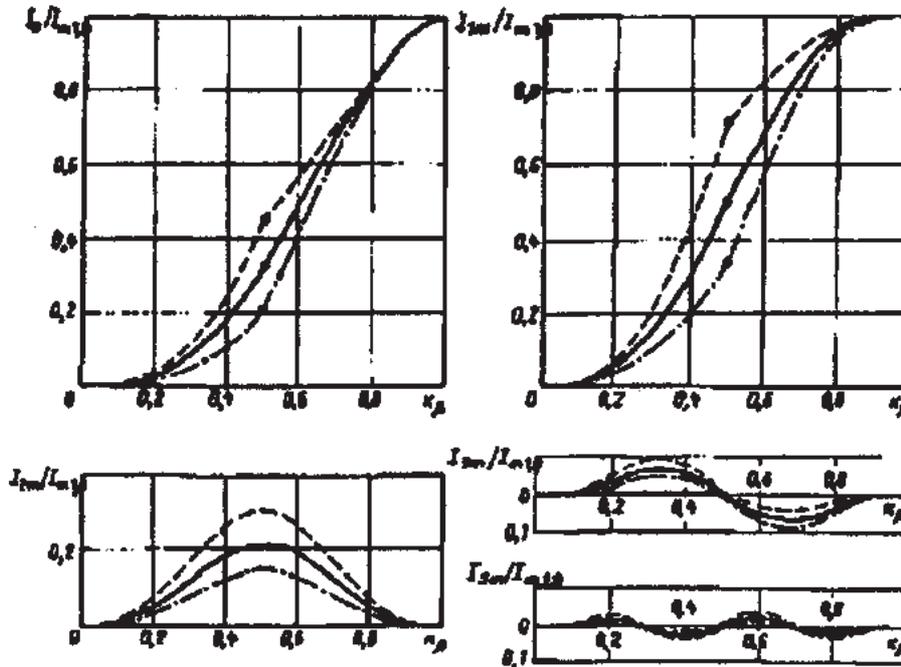


Рис. 5. Примеры зависимости постоянной составляющей тока I_0 и амплитуд 1-, 2-, 3- и 5-й гармоник тока от $K_\beta = \beta/\pi$ при совмещенных обмотках ($L_y = L_c$, $K_L = 0$ – сплошная линия), при CO снаружи ($L_y = 0,4L_c$, $K_L = 0,43$ – штриховая линия) и внутри ($L_y = 2L_c$, $K_L = -0,33$ – штрихпунктир)

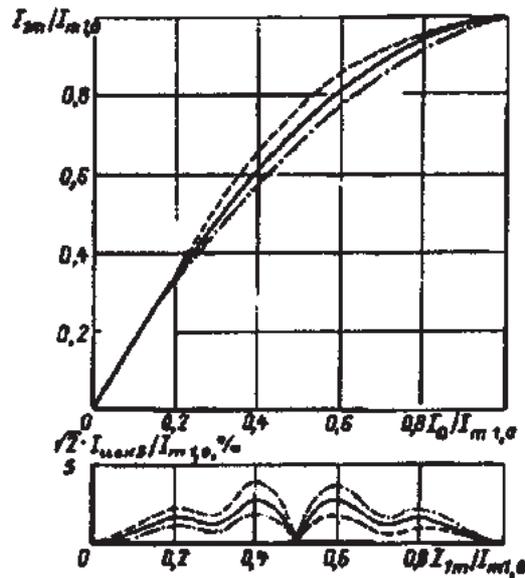


Рис. 6. Примеры зависимости I_{1m} и тока искажения $I_{иск5}$ (начиная с 5-й гармоники) от I_0 (обозначения — см. рис. 5)

постоянной составляющей тока от XX до режима полупериодного насыщения, а далее зависимость нелинейна.

Входное сопротивление и потери реактора. Входное сопротивление реактора по первой гармонике

$$z_1 = U_m I_{1m} = (U_m / I_{m1,0}) / (I_{1m} / I_{m1,0}),$$

где $I_{1m} / I_{m1,0}$ — параметр по рис. 5 или 6. В частности, в режимах полупериодного и полнопериодного насыщения

$$z_{1,0,5} = x_{0,5} = \omega \cdot 2(L_c + L_y)$$

и

$$z_{1,1,0} = x_{1,0} = \omega \cdot 2L_c.$$

Ток XX в табл. 2 указан равным нулю, что соответствует идеализированной характеристике стали (рис. 2). Реальные ток и потери XX реактора можно определить по методике расчета режима XX обычных мощных трансформаторов, так как в этом режиме потоки в стержнях реактора синусоидальны. В

других режимах потери в стали имеют порядок величины потерь ХХ. В режиме полнопериодного насыщения потери в стали заведомо меньше потерь ХХ, так как переменная составляющая магнитной индукции в стержнях при этом в несколько раз меньше, чем при ХХ (рис. 4).

Потери реактора, обусловленные токами обмоток («нагрузочные»), могут быть подсчитаны по методам, применяемым в трансформаторостроении. В частности, основные потери в режимах полупериодного и полнопериодного насыщения равны соответственно

$$I_{m0,5}^2 (r_{CO} + r_{OY} w_{CO}^2 / w_{OY}^2) / 2$$

и

$$I_{m1,0}^2 (r_{CO} + 2r_{OY} w_{CO}^2 / w_{OY}^2) / 2,$$

где r_{CO} и r_{OY} — сопротивления CO и OY фазы реактора постоянному току; w_{CO} и w_{OY} — числа витков CO и OY .

Добавочные потери в режиме полупериодного насыщения равны полусумме потерь из двух расчетов — при согласном направлении МДС CO и OY (полупериод при насыщенном стержне) и при встречном направлении (при ненасыщенном стержне). Добавочные потери в режиме полнопериодного насыщения обусловлены МДС только CO , так как в OY переменной составляющей тока нет. Потери в промежуточных режимах можно приближенно определять квадратичной интерполяцией потерь в характерных режимах.

Потери мощного реактора на два–три порядка меньше его номинальной мощности. Поэтому они практически не влияют на входное сопротивление реактора.

Переходные процессы. Используя изложенные выше соотношения, основанные на приведенных допущениях, можно приближенно рассчитать переходные процессы в УР. Наиболее интересным и важным на практике является переходный

процесс набора и сброса мощности реактора. Будем считать, что к обмотке управления в режиме набора мощности (в режиме форсировки) скачком приложено постоянное напряжение. Если до этого реактор был в режиме минимальной мощности (нулевой режим, режим XX), то переходный процесс будет заключаться в появлении и возрастании тока в обмотках, последовательном переходе реактора в режим полупериодного насыщения (0,5) и полнопериодного насыщения (1,0). Время достижения режимов 0,5 и 1,0 может быть оценено по формулам

$$t_{0,5} = \frac{T}{4,44} \frac{U w_y}{U_y w_c} \frac{B_s}{B_m} = \frac{T}{4,44} \frac{B_s}{B_m} \frac{Q_p}{KQ_{\text{пр}}}; \quad (23)$$

$$t_{1,0} = t_{0,5} \left(1 + \frac{B_m}{B_s} \frac{S_y}{S_c} \right). \quad (24)$$

Времена $t_{0,5}$ и $t_{1,0}$ включают в себя бестоковую паузу

$$t_0 = t_{0,5} \frac{B_s - B_m}{B_s}, \quad (25)$$

где $T = 1/f$ – период напряжения частоты f ($f = 50$ Гц, $T = 0,02$ с); U_y – постоянное напряжение на ОУ; U – действующее напряжение сети; $U = U_m / \sqrt{2}$; Q_p – мощность реактора; $Q_{\text{пр}}$ – мощность преобразователя системы управления; K – условный коэффициент, значение которого зависит от того, каким образом определено понятие мощности выпрямителя.

Первый вариант формулы (23) дает возможность делать расчеты быстродействия реактора, а второй – ориентировочно сопоставлять быстродействие реактора с относительной мощностью системы управления (например, если $KQ_{\text{пр}} = 0,03Q_p$, $t_{0,5} \approx 0,15$ с).

Формулы (23) и (24) удобны для оценки быстродействия УР, так как обычно режим 0,5 близок к номинальному, а

режим 1,0 – к режиму предельной нагрузки. Они же могут быть использованы для оценки времени сброса (расфорсировки). Достаточно простые оценки могут быть получены и в случае, когда напряжение на *ОУ* непостоянно (т.е. с учетом падения напряжения в сети преобразователя).

Опытный реактор. Изложенный подход дает возможность при проектировании мощного УР, для которого номинальным является режим полупериодного насыщения, применить методы и программы расчета для обычных силовых трансформаторов и реакторов, работающих при синусоидальных токах и напряжениях. В частности, добавочные потери от вихревых токов в «магнитно прозрачных» частях – в проводах обмоток и в «мелких» элементах конструкции (приблизительно и в «массивных» элементах конструкции) – равны полусумме потерь от магнитного поля синусоидальных токов обмоток, находящихся на насыщенном стержне (МДС встречные, трансформаторный режим) и от поля обмоток, находящихся на насыщенном стержне (МДС согласные, «реакторный» режим). Это существенно повышает надежность расчета и позволяет строить мощные реакторы без крупномасштабного физического моделирования. По технологии изготовления УР мало отличается от силовых трансформаторов общего назначения.

В 1991 г. ЗТЗ изготовил макет (фактически опытно-промышленный образец) однофазного шунтирующего УР типа РОДЦУ-60000/500У1 для работы в трехфазной группе 180 Мвар, 500 кВ. Его номинальные параметры: напряжение $525/\sqrt{3}$ кВ, мощность 60 Мвар, частота 50 Гц; диапазон регулирования при номинальном напряжении 1÷140% номинальной мощности (при ином напряжении максимальная мощность пропорциональна квадрату напряжения); скорость изменения мощности 180 Мвар/с на фазу; полная масса 153 т, масса меди 13 т, стали 70 т; потери в номинальном режиме 440 кВт, потери ХХ 60 кВт; схема соединения сетевых обмоток трех фаз Y_H , обмоток управления – Д.

Сетевая обмотка реактора имеет ввод в середину по схеме Н, т.е. содержит четыре параллельные ветви. Во избежание больших напряжений между соседними параллельными ветвями при случайном закрытии всех вентилях эти ветви перекрещиваются несколько раз. Для регулирования постоянной составляющей тока в *ОУ* служит тиристорный преобразователь, питающийся через вспомогательный трансформатор от этой же *ОУ*. При наборе мощности и при неизменной мощности реактора режим работы преобразователя похож на режим выпрямителя, а при форсированном сбросе мощности — на режим инвертора. Мощность преобразователя в продолжительном режиме равна лишь потерям в обмотке управления, т.е. составляет десятые доли процента номинальной мощности УР. Для форсировки, обеспечивающей быстроедействие 0,3–0,5 с, мощность преобразователя составляет 2–3%. При выполнении ответвлений от 2–3% витков *ОУ* вспомогательный трансформатор не потребуется. Магнитопровод УР — бронестержневой с двумя стержнями и двумя боковыми ярами.

В отличие от обычных бронестержневых трансформаторов направление переменных магнитных потоков двух стержней выбрано согласным для уменьшения сечения боковых ярм и возможности замыкания постоянной составляющей магнитного потока по относительно коротким торцевым ярам. Для замыкания магнитного потока рассеяния служат магнитные шунты у торцов обмоток, выполненные в форме разрезных навитых колец. По расчетным данным номинальный режим практически совпадает с режимом полупериодного насыщения.

Потери, масса и размеры УР примерно такие же, как двухобмоточного трансформатора соответствующих мощности и напряжения, имеющего устройство РПН.

Испытания на заводе и на подстанции «Белый Раст» подтвердили работоспособность реактора и показали приемлемую точность изложенного метода анализа электромагнитных про-

цессов и полученных выражений для расчета основных характеристик реактора. Были проведены стандартные испытания (ГОСТ 3484–88, ГОСТ 11677–85, ГОСТ 19469–74), измерения шума в опытах ХХ и КЗ, тепловые испытания в режиме, близком к номинальному, анализ гармонического состава тока CO и измерение времени набора и сброса мощности. Результаты измерений ниже сопоставлены с данными расчета по приведенным формулам и машинным методикам, более точно учитывающим, в частности, нелинейность кривой намагничивания стали [11, 12].

Ток режима полупериодного насыщения реактора, вычисленный по формулам (3) и (13) при номинальных размерах магнитопровода и обмоток, равен 203 А. При принятых в статье допущениях ток CO в этом режиме синусоидален. По более точному расчету на ЭВМ с учетом плавного перегиба кривой намагничивания стали [13] третья гармоника в токе однофазного реактора составляет 1,1% первой, пятая – 0,28%, седьмая – 0,22%, девятая – 0,11%, одиннадцатая – 0,07%. Расчетный ток искажения $I_{иск} = (I_3^2 + I_5^2 + \dots)^{0,5} = 1,2\%$. Результаты испытаний показали, что режим полупериодного насыщения имеет место при токе 213 А (что на 5% больше расчетного тока и на 7% – номинального). При этом токи указанных гармоник, определенные измерителем нелинейных искажений, равны соответственно 0,6, 0,26, 0,22, 0,18 и 0,08%; ток искажения составляет 0,75%, что заметно меньше расчетного по [11–13].

Измеренное время перехода от ХХ к номинальному режиму составило 0,28 с, расчет по методу [11] дал 0,29 с, оценка по приближенной формуле (24) – 0,3 с. Полученные результаты представляются весьма обнадеживающими для внедрения управляемых шунтирующих реакторов рассматриваемого вида.

Предварительные расчеты показывают возможность создания управляемых шунтирующих реакторов классов напряжения 750 и 1150 кВ.

Литература

1. **Брянцев А.М.** Магнитно-тиристорный регулятор реактивной мощности. — Электротехника, 1984, № 10.
2. **Брянцев А.М.** Подмагничиваемые ферромагнитные устройства с предельным насыщением участков магнитной системы. — Электричество, 1986, № 2.
3. **Сторм Г.** Магнитные усилители. — М.: Изд-во иностр. лит., 1957.
4. **Розенблат М.А.** Магнитные усилители / 3-е изд. — М.: Сов. радио, 1960.
5. **Electromagnetic Process in High-Power Controlled Reactors / MA. Biki, E.N. Brodovoi, A.M. Bryantsev et e.a.** — ISEF-91 — International Symposium on Electromagnetic Fields in Electrical Engineering. — Sept. 18–20 1991, Southampton University, England. — Warszawa: Instytut Elektrotechniki, 1991.
6. **Becker H., Brandes D., Cappa K.** Three-Phase Shunt Reactors with Continuously Controlled Reactive Current — CIGRE. Pap. № 31–13. — Paris. 1972.
7. **Лейтес Л.В.** Электромагнитные расчеты трансформаторов и реакторов. — М.: Энергия, 1981.
8. **Савельев М.П., Панибратец А.Н.** Расчеты электродинамической стойкости трансформаторов на ЭВМ «Минск-32». — Электротехника, 1978, № 4.
9. **Блаватская Н.А., Лейтес Л.В.** Расчет вебер-амперных характеристик реакторов с помощью схем магнитных цепей. — Электротехника, 1985, № 5.
10. **Брянцев А.М.** Магнитно-вентильные управляемые реакторы с предельным насыщением магнитной цепи (основы теории, принципы реализации, исследования, примеры исполнения). Дис. на соиск. уч. степ. докт. техн. наук. Алма-Ата, 1992.
11. **Метод расчета на ЭВМ электромагнитных переходных процессов в ферромагнитных устройствах с произвольной структурой магнитной и электрической цепи / Г.А. Евдокунин, Е.В. Коршунов, Э.А. Сеппинг, Я.Я. Ярвик.** — Электротехника, 1991, № 2.
12. **Коршунов Е.В., Краснопивцев В.А.** Статические и динамические характеристики управляемого реактора 500 кВ. — Электротехника, 1991, № 2.
13. **Брянцев А.М., Бродовой Е.Н.** Аппроксимация основной кривой намагничивания сильнонасыщенных ферромагнитных устройств. — Изв. вузов. Энергетика, 1985, № 4.

Впервые опубликовано: «Электричество» № 6, 1991. С. 1–10.

Управляемые подмагничиванием шунтирующие реакторы для сети 35–500 кВ

**Брянцев А.М., Долгополов А.Г., Евдокунин Г.А.,
Липатов Ю.А., Лурье А.И., Маклецова Е.Е.**

Группой предприятий (ОАО «Запорожтрансформатор», ОАО «Раменский электротехнический завод «Энергия», ОАО «Электрические управляемые реакторы», ГУП «Всероссийский электротехнический институт им. В.И. Ленина») разработана серия высоковольтных управляемых реакторов для электрических сетей 35–500 кВ. Анализ технических характеристик и функциональных возможностей новых устройств, проведенный специалистами энергокомпаний и электротехнических фирм России, Мексики, Китая, Бразилии, Индии и других стран, показал, что управляемые подмагничиванием шунтирующие реакторы представляют собой уникальный комплекс стабилизации напряжения, снижения потерь и повышения надежности эксплуатации протяженных линий электропередач и распределительных сетей. Стоимость такого проекта почти в два раза меньше стоимости альтернативных вариантов, а срок окупаемости не превышает двух лет.

Применение управляемых реакторов взамен нерегулируемых или ступенчато регулируемых реакторов особенно целесообразно в электрической сети с переменным графиком нагрузки. Совместно с батареями конденсаторов управляемые реакторы выполняют функцию синхронных или статических тиристорных компенсаторов, а широкомасштабное применение управляемых реакторов – эффективный и экономичный путь оптимизации режимов электрической сети, повышения качества электроэнергии, улучшения условий эксплуатации и продления срока службы электрооборудования. Управляемые

реакторы наиболее перспективны к применению как средство поперечной компенсации в протяженных линиях высокого и сверхвысокого напряжения. Их использование позволяет:

автоматизировать процесс стабилизации напряжения или одного из заданных параметров режима с одновременной разгрузкой коммутационного оборудования в схемах регулирования напряжения;

повысить до 30% пропускную способность линий электропередач по допустимому уровню напряжений;

снизить потери мощности в электрических сетях и повысить надежность их эксплуатации, в том числе и за счет резкого снижения числа срабатывания устройств РПН трансформаторов;

повысить предел передаваемой мощности по условию статической и динамической устойчивости системы.

Производителями оборудования, входящего в состав управляемых реакторов, являются ОАО «Запорожтрансформатор» (электромагнитная часть реакторов) и ОАО «Раменский электротехнический завод «Энергия» (трансформатор-преобразователь, укомплектованный системой управления; нейтралер; устройство коррекции формы тока). Согласование технических условий на поставку, сопровождение производства, комплексные испытания на месте установки, гарантийное обслуживание выполняет специально организованный для этих целей научно-инженерный центр – ОАО «Электрические управляемые реакторы» (ОАО «ЭЛУР»). Партнерство предприятий, имеющих уникальный опыт по разработке, изготовлению и вводу в эксплуатацию различных типов управляемых реакторов, основано на многостороннем Соглашении о сотрудничестве в этой области. Созданию ОАО «ЭЛУР» предшествовала многолетняя научная деятельность специалистов ведущих научных и производственных организаций электротехнической отрасли стран СНГ и успешный опыт создания широкого ряда прототипов (изготовлено и введено в эксплуатацию более

50 реакторов различного типа). К числу наиболее заметных достижений можно отнести организацию производства серии управляемых дугогасящих реакторов типа РУОМ [1, 2], имеющих устойчивый спрос на рынке, разработку, изготовление и ввод в эксплуатацию трехфазного управляемого реактора РТУ 25000/110 на ПС «Кудымкар» ОАО «Пермэнерго» [3, 4]. В разработанной участниками Соглашения серии высоковольтных управляемых шунтирующих реакторов на напряжение 35–500 кВ использованы лучшие технические и технологические достижения, отмеченные в 2002 г. дипломом международного форума высоких технологий оборонного комплекса, оригинальные, защищенные патентами [5–8] решения.

В состав оборудования управляемых реакторов серии РТУ входит электромагнитная часть; трансформатор со встроенным полупроводниковым преобразователем; система управления, регулирования, защиты и автоматики; устройство коррекции формы тока; заземляющий фильтр нулевой последовательности (нейтралер). Обобщенная электрическая схема управляемого реактора показана на рис. 1.

Основным силовым элементом управляемого реактора является его электромагнитная часть 1, которая представляет собой трехфазное электромагнитное устройство трансформаторного типа, размещенное в маслonaполненном баке. Исполнение – для наружной установки. Климатические условия – У1, УХЛ. Электромагнитная часть реактора предназначена для потребления из электрической сети реактивной мощности. В зависимости от степени насыщения магнитной цепи фаз величина потребляемой мощности может изменяться в широких пределах. Степень насыщения магнитной цепи регулируется возбуждением в обмотке управления постоянного электрического тока. Чем больше ток в обмотке управления, тем большая реактивная мощность потребляется фазами.

Трансформатор со встроенным преобразователем 2 предназначен для регулирования величины постоянного тока в об-

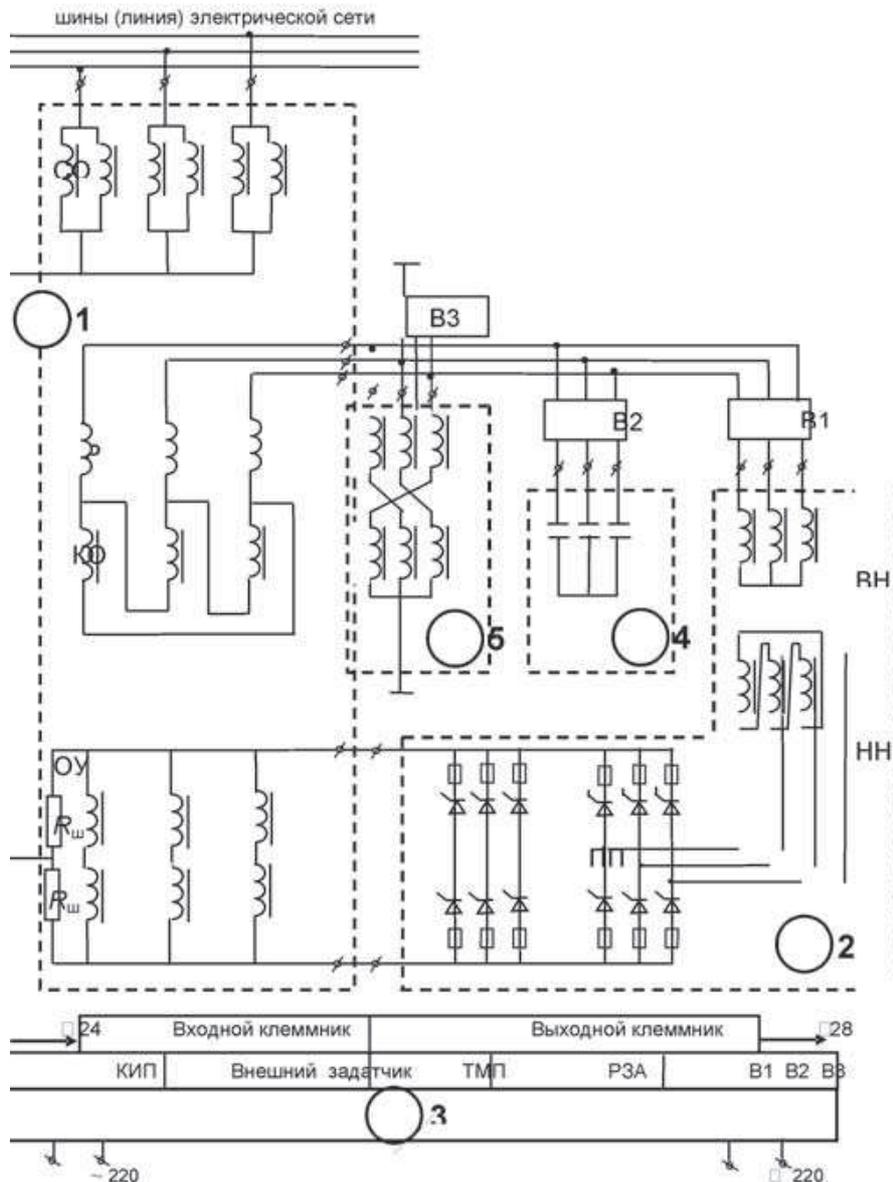


Рис. 1. Обобщенная электрическая схема соединений управляемого реактора серии РТУ: 1 – электромагнитная часть РТДУ (СО – сетевая обмотка; КО – компенсационная обмотка; ОУ – обмотка управления); 2 – трансформатор со встроенным преобразователем (ТП) (ВН, НН – обмотки трансформатора; В1, В2 – выключатели; ПП – полупроводниковый преобразователь); 3 – система управления, регулирования, защиты и автоматики (СУРЗА) (КИП – контрольно-измерительные приборы; ВН – внешний задатчик сигнала рассогласования; В1, В2, В3 – вводы управления выключателей; РЗА – подстанционная релейная защита); 4 – устройство коррекции формы тока (УКФ); 5 – заземляющий фильтр нулевой последовательности, нейтралер (ФМЗО)

мотке управления 1 электромагнитной части, что осуществляется изменением значения выпрямленного напряжения преобразователя. Трансформатор со встроенным преобразователем состоит из трехфазного двухобмоточного трансформатора, к низкой стороне которого подключается полупроводниковый преобразователь 2. Все устройство выполнено в виде единого изделия, расположенного в одном (или двух) маслонеполненных баках. Исполнение, так же как и исполнение электромагнитной части – наружное, для климатических условий У1, УХЛ. Номинальная мощность трансформатора со встроенным преобразователем не превышает 1% от номинальной мощности реактора.

Система управления 3 предназначена для выработки командных сигналов преобразователю, от которых зависит величина выпрямленного напряжения, а значит, в конечном итоге и значение потребляемой мощности. Система управления, регулирования, защиты и автоматики – электронное устройство, выполненное в виде моноблока. Исполнение – для внутренней установки в отапливаемом помещении на расстоянии до 500 метров от электромагнитной части реактора 1. Мощность, потребляемая системой управления, не превышает 1 кВт.

Устройство коррекции формы тока 4 и фильтр нулевой последовательности (нейтралер) 5 выполняют вспомогательную функцию. Устройство коррекции формы тока обеспечивает компенсацию основной гармоники тока реактора на холостом ходу и улучшение его формы в остальных режимах работы и представляет собой трехфазную батарею силовых конденсаторов, мощность которых составляет около 5% от номинальной мощности реактора. Выполняется в виде моноблочной конструкции с воздушным охлаждением. Установка наружная У1, УХЛ. Заземляющий фильтр нулевой последовательности предназначен для фиксации потенциала компенсационной обмотки относительно контура заземления подстанции и

представляет собой трехфазный однообмоточный трансформатор со схемой соединения «равноплечий зигзаг». Размещен в маслonaполненном баке. Установка наружная У1, УХЛ.

Разработанная серия состоит из реакторов четырех различных мощностей на два класса напряжения для каждой мощности (табл. 1). Мощности и напряжения реакторов выбраны с учетом наибольшей перспективы их применения в электрической сети РАО ЕЭС России на основе результатов исследований ЭСП, ВНИИЭ, ЭНИНа и запросов, поступающих от энергосистем и межсистемных объединений.

Таблица 1

Номинальные параметры управляемых реакторов серии РТУ

Мощность, кВА	Напряжение, кВ	Ток, А
32000	38,5	480
32000	121	153
63000	121	301
63000	242	151
100000	242	239
100000	347	167
180000	347	300
180000	525	198

Под разработанную серию предприятиями-изготовителями подготовлено производство оборудования с номинальными параметрами, приведенными в табл. 2, 3, 4.

Таблица 2

**Номинальные параметры электромагнитных частей
управляемых реакторов типа РТДУ**

Мощность, кВА	Напряжение, кВ / ток, А, обмотки	
	СО/КО/ОУ	СО/КО/ОУ
32000	38,5/11/11	480/240/1250
32000	121/11/11	153/240/1250
63000	121/11/24	300/475/1250
63000	242/11/24	151/475/1250
100000	242/11/24	239/750/2000
100000	347/11/24	167/750/2000
180000	347/11/38,5	300/1350/2000
180000	525/11/38,5	198/1350/2000

Таблица 3

**Номинальные параметры трансформатора
с преобразователем типа ТМП**

Мощность, кВА	Напряжение ВН/НН, кВ	Выпрямленные напря- жение, В / ток, А
400	10/0,24	320/1250
630	10/0,38	500/1250
1000	10/0,38	500/2000
1600	10/0,66	800/2000

Таблица 4

**Номинальные параметры устройства
коррекции формы тока типа УКФ**

Мощность, кВА	Напряжение, кВ
1800	11
3000	11
4800	11
8400	11

Для всех типоразмеров серии РТУ применяется один и тот же заземляющий фильтр нулевой последовательности ФМЗО-310/11-М-У1.

Управляемые подмагничиванием шунтирующие реакторы серии РТУ в сборе включают в себя пять вышеперечисленных устройств. В зависимости от точки подключения (шины, линии), объема выполняемых функций и технических параметров, требуемых в конкретной точке подключения, состав оборудования, номинальные параметры и схема их взаимного соединения могут меняться. Наряду с этим все реакторы серии РТУ независимо от комплектации отвечают минимальному набору основных технических требований, разработанных ведущими научно-исследовательскими и проектными институтами РАО «ЕЭС России». В технических требованиях учтены пожелания специалистов организаций, эксплуатирующих высоковольтные электрические сети. Технические требования отвечают не только рекомендациям организаций РАО «ЕЭС России», но и энергообъединений стран СНГ и дальнего зарубежья. В каждом из управляемых реакторов серии РТУ регулируется автоматически или с помощью оператора значение потребляемой мощности в диапазоне от 0,01 до 1,2 номинальной с неограниченным ресурсом возможных изменений; эквивалентная постоянная времени переходного процесса от одного установившегося нормального режима к другому не превышает 2–3 с; действующее значение тока искажения, потребляемого из сети, во всем диапазоне регулирования не превышает 5% от номинального тока основной гармоники.

Управляемые реакторы серии РТУ в то же время при незначительном изменении экономических показателей приобретают дополнительные технические возможности, а именно, гарантированную скорость плавного изменения мощности в форсированном режиме с эквивалентной постоянной времени 0,3–0,5 с; безынерционный, не более чем за 0,02 с, переход из любого текущего значения мощности в номинальный режим

или режим холостого хода; корректировку формы потребляемого тока с уменьшением тока искажения до 2% от номинального значения основной гармоники; сохранение работоспособности в несимметричном и неполнофазном режимах; отбор мощности на стороне низкого напряжения; гашение дуги в паузе ОАПВ.

Наряду с перечисленными основными техническими преимуществами реакторы серии РТУ обладают следующими экономическими: потери в реакторах и расход материалов на изготовление реакторов не превышают 1,5–2-кратного значения этих же показателей для обычных шунтирующих реакторов.

Основные функциональные возможности реакторов серии РТУ заключаются в следующем:

компенсация избыточной зарядной мощности линий электропередач осуществляется реактором в автоматизированном режиме путем задания оператором в системе управления 3 требуемой уставки по индуктивности электромагнитной части реактора 1. В этом случае независимо от величины напряжения на реакторе трансформатор со встроенным преобразователем 2 будет выдавать ток управления, обеспечивающий требуемое значение индуктивности;

стабилизация напряжения на шинах подстанции или линии осуществляется в автоматическом режиме путем плавного изменения потребляемой мощности электромагнитной частью реактора 1 в соответствии с сигналом рассогласования, вырабатываемого системой управления 3. Потребляемый ток электромагнитной части реактора 1 изменяется в результате подмагничивания его магнитной системы постоянным током, вырабатываемым тиристорным преобразователем, встроенным в трансформатор 2. При увеличении напряжения сети на 0,5–5% от заданного значения уставки потребляемая мощность реактора 1 плавно меняется от холостого хода до номинальной мощности;

управление режимом работы реактора производится с помощью системы управления СУРЗА. Управляющее воздействие системы управления в нормальных симметричных режимах заключается в минимизации сигнала рассогласования между заданным параметром регулирования (напряжения или реактивной мощности) и его фактическим значением. Кроме основной функции система управления обеспечивает перевод реактора из режима автоматического управления в режим ручного управления и обратно; индикацию параметров режима, заданных уставок регулирования и состояния схемы; сигнализацию о перегрузках и повреждениях; контроль перегрузки по току с последующим автоматическим ограничением мощности реактора; защиту от внутренних повреждений в преобразователе и от коротких замыканий в цепях обмотки управления; реализацию управляющих воздействий от внешних устройств защиты и автоматики, предназначенных для защиты от коротких замыканий, перегрузки и перенапряжений.

Эксплуатация управляемых реакторов сопровождается рядом характерных режимов. Поскольку при проектировании всей серии РТУ использовались общие технические и схемные решения, электромагнитные процессы, характеризующие каждый из реакторов серии, в качественном отношении схожи. Детальный расчет режимов и их графическая иллюстрация выполнена для обобщенной компьютерной модели реактора РТУ в относительных единицах. Воздействие управляемого реактора на режимы электрической сети осуществляется путем изменения значения потребляемого им тока. Изменение потребляемого тока реактора вызывает соответствующее изменение напряжения в точке подключения и режима электропотребления в прилегающей сети. Зависимость изменения напряжения в точке подключения реактора в функции потребляемого им тока в нормальных симметричных режимах и является основной регулировочной характеристикой управляемого реактора.

Степень снижения напряжения при переходах реактора от холостого хода к номинальному пропорциональна отношению мощности реактора к мощности короткого замыкания сети.

Графическая иллюстрация характера изменения токов реактора и напряжения в точке подключения показана на рис. 2. Изменение токов трех фаз реактора (I_a , I_b , I_c) происходит вследствие подмагничивания электромагнитной части током управления. При нулевом токе управления токи реактора имеют емкостный характер и составляют около 3–4% от номинального. Начальный емкостный ток реактора обусловлен емкостным характером нагрузки устройства коррекции формы тока и зависит от его относительной мощности. По мере нарастания тока подмагничивания емкостная составляющая полностью компенсируется и основная гармоника реактивного тока реактора становится равной нулю. На графике этот момент зафиксирован как режим минимального потреб-

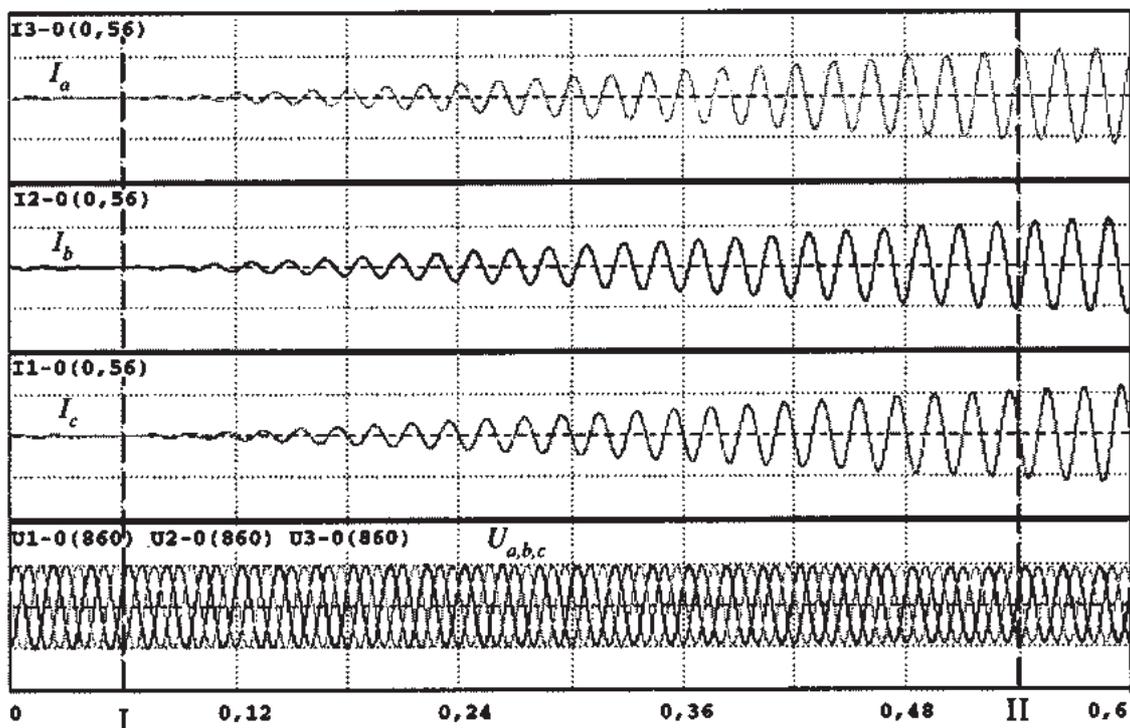


Рис. 2. Основная регулировочная характеристика: I – режим минимального потребления мощности или режим холостого хода; II – номинальный режим

ления мощности или режим холостого хода реактора. Далее ток реактора примерно за 0,5 с нарастает до номинального и при необходимости может даже превысить номинальный уровень (см. графики I_a , I_b , I_c). Увеличение тока реактора приводит к снижению напряжения в точке его подключения (см. график $U_{a,b,c}$).

Принципиальной особенностью работы управляемых подмагничиванием реакторов является использование нелинейных свойств стали, поэтому регулирование величины потребляемого тока сопровождается искажением его формы. В свою очередь это влияет на форму напряжения сети, что, в принципе может наложить ограничения на возможности применения таких устройств. В управляемых подмагничиванием реакторах серии РТУ нелинейные искажения тока практически полностью локализуются в самом реакторе, не имеют выхода в электрическую сеть и не оказывают сколько-нибудь заметного влияния на форму напряжения. Таким образом, в нормальных симметричных режимах управляемый реактор в электрической сети ведет себя как линейная индуктивность с плавно регулируемым потреблением мощности и с возможностью установления любого необходимого значения в рамках диапазона регулирования.

При переходных процессах в нормальных симметричных режимах управление режимами осуществляется тремя типами воздействий:

1. Изменение углов регулирования преобразователя в интервале между номинальным углом α_f и углом холостого хода α_{xx} :

$$\alpha_{xx} < \alpha < \alpha_n.$$

При этом управляемый реактор находится в стационарном состоянии или переходит от одного установившегося режима к другому за 5–10 сек.

2. Установка форсировочного α_{ϕ} или расфорсировочного угла регулирования $-\alpha_{\phi}$ преобразователя.

В этом случае из любого предыдущего состояния в течение 0,3–0,5 сек УШР переходит в режим потребления номинальной мощности α_{ϕ} или мощности холостого хода $-\alpha_{\phi}$.

3. Коммутация выключателями компенсационной обмотки $\alpha_{к.о}$ (наброс мощности) или обмотки управления $\alpha_{о.у}$ (сброс мощности).

Здесь переход от одного установившегося режима к другому занимает не более 0,02 с.

Пример изменения токов реактора под влиянием описанных выше трех типов управляющих воздействий приведен на рис. 3.

Из графиков рис. 3 видно, что реакторы серии РТУ в динамическом отношении представляют собой устройства с широким диапазоном динамических возможностей, в которых переход от одного установившегося состояния к другому может происходить с эквивалентными постоянными времени от 2–3 с до 0,01 с.

При подключении реактора серии РТУ к сети высокого напряжения в фазах сетевой обмотки сразу возникают токи, близкие к номинальному значению (см. рис. 4). Кроме основной гармоники в токах имеют место затухающие апериодические составляющие. Наличие апериодических составляющих не мешает процессу регулирования основной гармоники тока в фазах сразу же после подключения реактора к сети.

При потере напряжения со стороны сети 50 Гц ток в фазах реактора фиксируется на тех мгновенных значениях, которые были в момент потери напряжения (рис. 5). Когда напряжение восстанавливается, в фазах реактора вновь возникают токи, близкие к номинальным, с последующим затуханием до исходного состояния (см. рис. 5). Все происходит параметрически — никаких схемных изменений и воздействий со стороны обмотки управления не происходит.

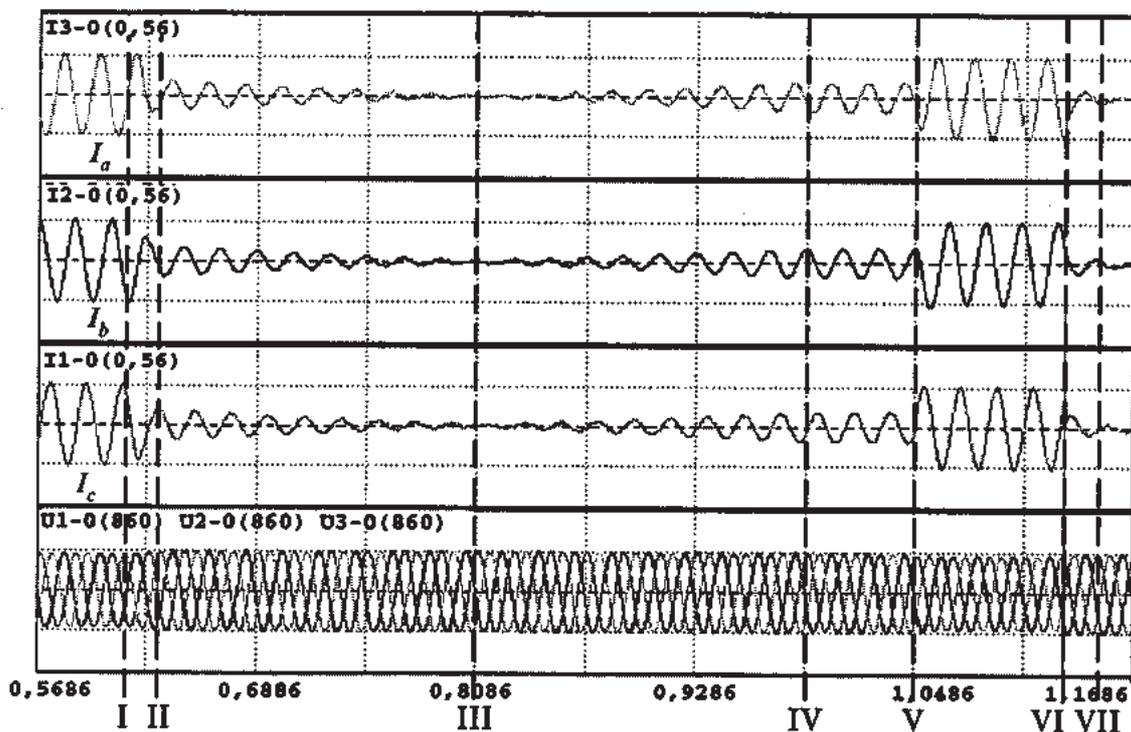


Рис. 3. Переходные процессы в нормальных симметричных режимах: 0–I – установившийся номинальный режим ($\alpha = \alpha_H$); I–II – сброс мощности УШР путем коммутации обмотки управления ($\alpha_{o,y}$) со 100 до примерно 50% за 0,01 с; II–III – плавное снижение мощности реактора с 50% до XX за 0,02 с с расфорсировкой преобразователя ($-\alpha_\phi$); III–IV – набор мощности реактора с XX до 50% форсировкой преобразователя (α_ϕ); IV–V – стационарное состояние в режиме 50% мощности $\alpha_{XX} < \alpha < \alpha_H$; V–VI – кратковременный наброс мощности реактора с 50 до 100% за 0,01 с путем коммутации компенсационной обмотки ($\alpha_{к.о}$); VI–VII – сброс мощности со 100% до XX за 0,02 с путем коммутации обмотки управления ($\alpha_{o,y}$); VII и далее – стационарное состояние в режиме XX ($\alpha = \alpha_{XX}$)

Для реакторов серии РТУ относительная мощность компенсационной обмотки составляет 25–30% от мощности сетевой обмотки. Компенсационная обмотка загружена высшими нечетными гармониками, в основном третьей. На холостом ходу потребляемая ею мощность незначительна. При половинной мощности реактора потребляемая мощность компенсационной обмотки возрастает примерно до 15%, а при номинальной нагрузке реактора – падает до 2–2,5%. Несовпадение максимума тока компенсационной обмотки (половинная

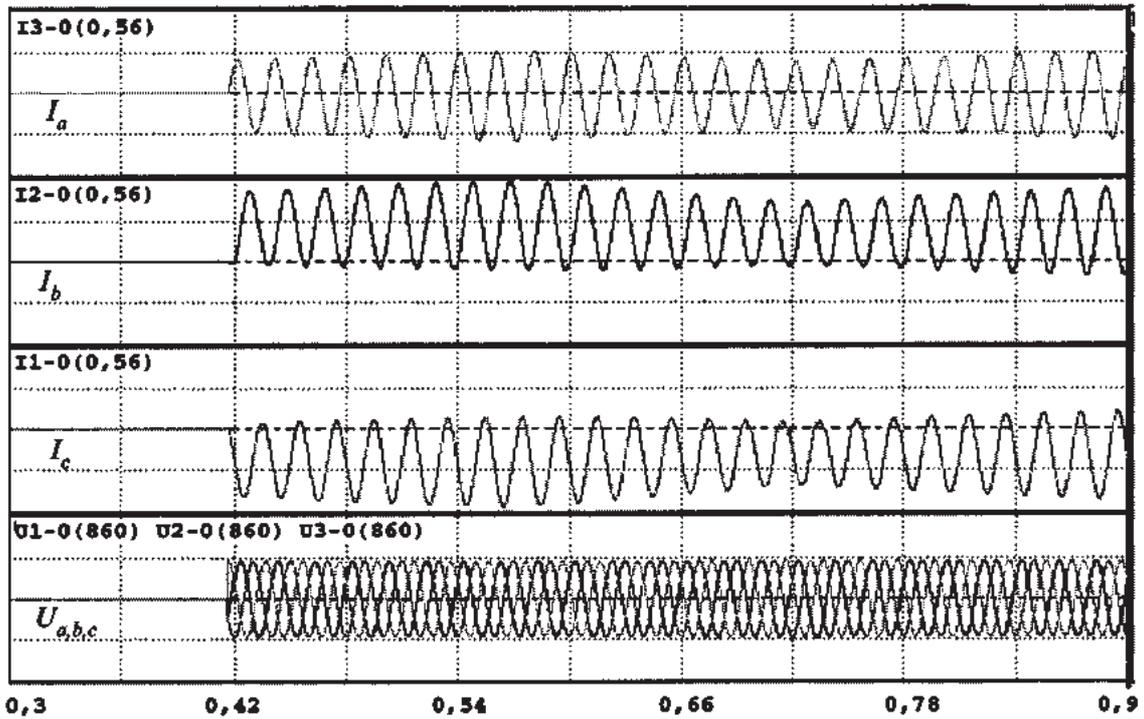


Рис. 4. Осциллограммы токов и напряжений при подключении реактора к электрической сети высокого напряжения

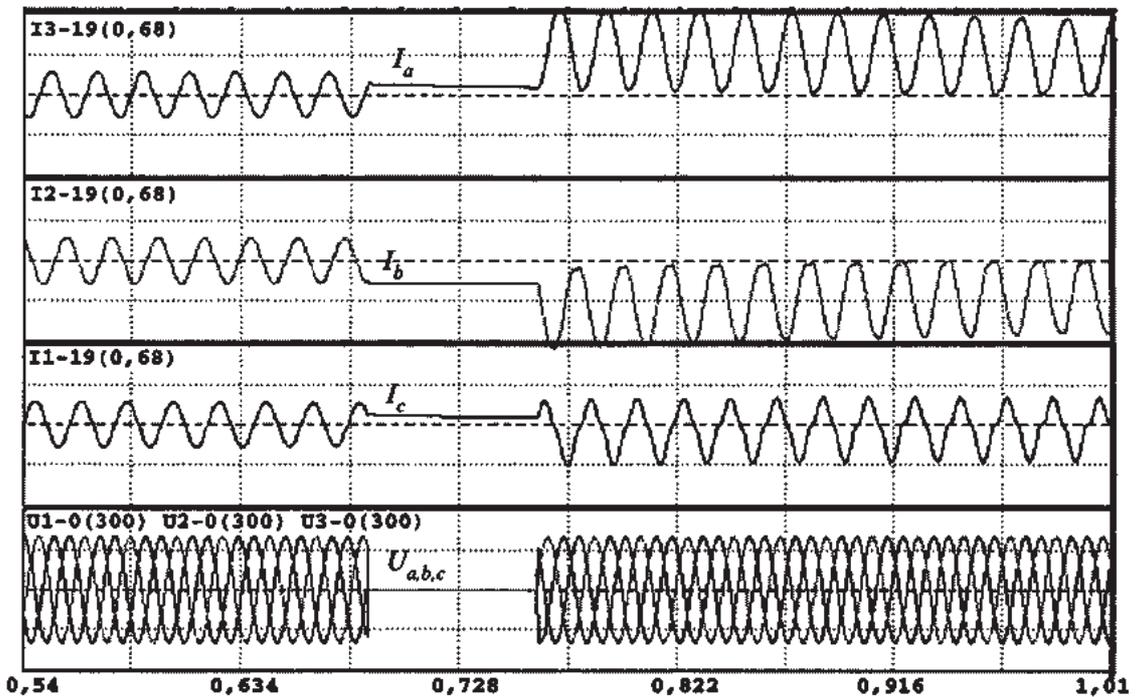


Рис. 5. Переходные процессы в УШР при кратковременной потере напряжения со стороны сетевой обмотки

мощность реактора) с максимумом общей загрузки (номинальный режим) позволяет, исходя из допустимого теплового режима, догрузить компенсационную обмотку полезной нагрузкой произвольного характера, в том числе и емкостной, не менее, чем на 20–25% в любом из длительных установившихся режимов. В принципе, существует возможность модификаций конструкции фаз в части увеличения мощности компенсационной обмотки. В этом случае отбор мощности можно увеличить вплоть до 100%.

На управляемые реакторы рассматриваемой в настоящей статье серии заключены контракты и подготовлен ряд технико-коммерческих предложений. Предложенные устройства характеризуются следующими основными данными – удельная стоимость – 8–12 долл./кВА; удельные номинальные потери – 4–7 Вт/кВА. По данным проектных организаций РАО «ЕЭС России» и электроэнергетических компаний других стран при таких технико-экономических показателях до трети всех установленных шунтирующих реакторов целесообразно заменить на управляемые подмагничиванием реакторы. Наглядным примером эффективности применения управляемых реакторов этой серии являются результаты эксплуатации РТУ-25000/110 на подстанции «Кудымкар». Благодаря установке реактора колебания напряжения в точке подключения ограничены величиной $\pm 1,5\%$ относительно напряжения уставки при одновременном сокращении числа коммутаций БСК и РПН трансформаторов примерно в 100 раз; в часы максимума графика нагрузки потери энергии в прилегающей сети снижены на 2,0 МВт, что обеспечивает окупаемость реактора менее чем за три года; обеспечено бесперебойное электроснабжение потребителей Коми-Пермяцкого автономного округа, что позволило отложить строительство линии 220 кВ на север Пермской области на 10–15 лет.

Литература

1. **Автоматически** регулируемые дугогасящие реакторы серии РУОМ. Перспективные направления в развитии энергетики и электротехнического оборудования / А.М. Брянцев, Б.И. Базылев, А.Г. Долгополов и др. // Сб. докл. V симпозиума «Электротехника 2010 год». – М.: ВЭИ-ТРАВЭК, 1999. С. 104–106.

2. **Управляемые** подмагничиванием дугогасящие реакторы с автоматической компенсацией емкостного тока замыкания на землю для сетей 6–35 кВ / А.М. Брянцев, Б.И. Базылев, А.Г. Долгополов и др. – Электричество, 2000, № 7.

3. **Результаты** внедрения и промышленной эксплуатации управляемого подмагничиванием трехфазного шунтирующего реактора 110 кВ мощностью 25000 кВА в Пермэнерго / А.М. Брянцев, Б.И. Базылев, А.Г. Долгополов и др. // Сб. докл. VI международного симпозиума «Перспективные направления в развитии энергетики и электротехнического оборудования». – М.: ВЭИ-ТРАВЭК, 2000. Т. 2.

4. **Трехфазный** управляемый подмагничиванием шунтирующий реактор РТУ-25000/110. Перспективные направления в развитии энергетики и электротехнического оборудования / А.Г. Авдонин, А.М. Брянцев, Б.И. Базылев и др. // Сб. докл. V симпозиума «Электротехника 2010 год». – М.: ВЭИ-ТРАВЭК, 1999.

5. **Патент № 1164795 СССР.** Электроиндукционное устройство / А.М. Брянцев. 1985.

6. **Патент № 2124259 РФ.** Способ защиты управляемого реактора от внутренних коротких замыканий / А.М. Брянцев, А.Г. Долгополов. 1998.

7. **Патент № 2132581 РФ.** Электрический управляемый подмагничиванием трехфазный реактор / А.М. Брянцев, М.А. Бики, А.И. Лурье, А.Г. Долгополов, С.В. Уколов, Г.А. Евдокунин, С.В. Жакутова. 1998.

8. **Патент № 2130677 РФ.** Способ автоматической настройки дугогасящего реактора и устройство для его осуществления / А.М. Брянцев, А.Г. Долгополов. 1997.

Впервые опубликовано: «Электротехника» № 1, 2003. С. 5–13.

К вопросу об эффективности применения управляемых шунтирующих реакторов большой мощности

Пекелис В.Г., Чашкина С.Ю.

Как известно, назначением шунтирующих реакторов (ШР) является поглощение избыточной реактивной мощности (РМ) с целью нормализации уровней напряжения. Применение управляемых шунтирующих реакторов (УШР), разработка которых успешно завершена в последние годы и доведена до стадии промышленного внедрения [1], открывает принципиально новые возможности. Посредством УШР можно не просто вводить напряжение в питающих сетях энергосистемы в допустимые пределы, а управлять его уровнем по любому заданному закону. В Белорусской энергосистеме в последние несколько лет выполнен комплекс научно-исследовательских и проектно-изыскательских работ, позволивший определить условия эффективного применения ШР и УШР. В результате их выполнения в энергосистеме намечена установка четырех ШР (два неуправляемых и два управляемых) напряжением 330 кВ мощностью по 180 Мвар каждый, два из которых (оба неуправляемых) уже изготовлены и находятся в стадии монтажа. Решение о необходимости применения столь дорогостоящего оборудования, каким являются шунтирующие реакторы, в особенности управляемые, было принято на основе тщательных технико-экономических обоснований. В настоящее время при отсутствии ШР в целях нормализации уровней напряжения в минимальных нагрузочных режимах энергосистема вынуждена применять ряд неэкономичных эксплуатационных мероприятий, приводящих к большим дополнительным потерям энергии. Это отключение части линий 330 кВ

для уменьшения зарядной мощности; массовое отключение конденсаторных батарей у потребителей; использование синхронных компенсаторов и генераторов в режиме потребления избыточной реактивной мощности и некоторые другие.

Как показал проведенный экономический анализ, дополнительные потери энергии столь велики, что установка ШР, несмотря на их высокую стоимость, окупается менее, чем за 5 лет. К большим убыткам для энергосистемы приводят повышенные уровни напряжения в распределительных сетях, поскольку повышение напряжения на зажимах электроприемников сверх номинального значения приводит к бесполезному потреблению электроэнергии. В Белорусской энергосистеме, так же как и во многих других энергосистемах бывшего Союза, проблема устранения избытков РМ, возникающих в режимах минимальной нагрузки, существует в течение ряда лет.

Основной причиной их возникновения является превышение зарядной мощности линий 330 кВ над потерями реактивной мощности в них. Наличие избыточной реактивной мощности в сети 330 кВ приводит к недопустимым повышениям уровней напряжения, опасным для изоляции линий. Существует два принципиально разных способа устранения избытков РМ: отключение оборудования, генерирующего РМ в режимах минимальной нагрузки, и поглощение избыточной РМ синхронными машинами (СМ) или шунтирующими реакторами. Как известно, нерегулируемыми источниками РМ являются линии электропередачи (ЛЭП) и неотключаемые шунтовые конденсаторные батареи (ШКБ), причем, эти источники обладают отрицательным регулирующим эффектом, выражающемся в увеличении их мощности при повышении напряжения. В свою очередь, поскольку в энергосистеме на сегодняшний день установлено только два ШР мощностью по 330 Мвар, напряжением 750 кВ, то поглощение избытков РМ осуществляется в значительной мере СМ, в частности: синхронными генераторами (СГ) и синхронными компенсаторами (СК). От-

ключение линий и ШКБ приводит к большим дополнительным потерям электроэнергии. В свою очередь, поглощение избыточной реактивной мощности СГ и особенно СК также связано со значительными дополнительными потерями. Кроме того, использование СГ в режиме потребления РМ (недовозбуждения) приводит к снижению устойчивости их работы и ускоренному износу машин из-за перегрева крайних пакетов активной стали или конструктивных элементов генераторов, вызванного значительным возрастанием результирующих магнитных полей в зонах лобовых частей обмотки статора в режиме недовозбуждения. Это означает, что применяемые в настоящее время способы и средства устранения избыточной РМ или ее поглощения недостаточно эффективны и должны быть в ближайшем будущем заменены более современными и эффективными средствами, которыми, в частности, являются шунтирующие реакторы 330 кВ, особенно управляемые.

В последнее время в ряде Российских энергосистем для поглощения избыточной реактивной мощности начинают применяться так называемые асинхронизированные турбогенераторы (АТГ) производства АО «Электросила», которые отдельными специалистами [2] рассматриваются в качестве альтернативы ШР, в том числе и управляемых. Вопрос об области эффективного применения АТГ очень важен и заслуживает внимательного рассмотрения. Дело в том, что при переводе обычных синхронных генераторов в режимы потребления реактивной мощности, запасы их устойчивости резко снижаются. При больших возмущениях, имеющих место в аварийных ситуациях, в принципе возможно выпадение СГ из синхронизма, хотя за долгие годы массового использования СГ в режимах недовозбуждения в Белорусской энергосистеме таких случаев не было. Возможность выпадения СГ из синхронизма объясняется недостаточным быстродействием системы возбуждения обычных генераторов для обеспечения динамиче-

ской устойчивости, так как инерция ротора препятствует быстрому регулированию.

Исходя из опасности нарушения устойчивости работы СГ, соответствующие службы энергосистем и электростанций, отвечающие за режимы эксплуатации турбогенераторов, резко сужают область допустимых режимов с потреблением реактивной мощности, иногда даже исключая их полностью.

Асинхронизированные турбогенераторы лишены этого недостатка. Высокая интенсивность водяного охлаждения позволила разместить на роторе две обмотки возбуждения, питаемые от индивидуальных источников и управляемые общим автоматическим регулятором. Это дает возможность с высокой скоростью управлять поворотом и даже вращением результирующего вектора магнитного поля относительно ротора. В результате, необходимый запас статической и динамической устойчивости таких генераторов обеспечивается практически во всех режимах, допустимых по условиям нагрева.

Установка асинхронизированных турбогенераторов позволяет существенно повысить статическую и динамическую устойчивость энергосистемы в целом, улучшить качество вырабатываемой электроэнергии, исключить или резко ограничить режимы работы с недовозбуждением синхронных генераторов, работающих параллельно с АТГ.

Турбоагрегаты с асинхронизированными генераторами обладают повышенным уровнем надежности и коэффициента готовности к приему реактивной мощности ввиду возможности работы с питанием только одной из обмоток возбуждения ротора, а также в неуправляемом асинхронном режиме при замыкании обмоток возбуждения накоротко. При этом без останова генератора могут выполняться профилактические или ремонтные работы в системе возбуждения.

Очень важно, что различие в стоимостях синхронных и асинхронизированных генераторов одинаковой номинальной мощности сравнительно невелико.

Но при всех достоинствах АТГ, шунтирующие реакторы имеют перед ними одно принципиальное преимущество. В отличие от АТГ, они могут быть установлены не только на электростанциях (вновь строящихся, расширяемых или реконструируемых), а в том месте электрической сети, где их установка оказывается наиболее эффективной по двум критериям: нормализации уровней напряжения в контрольных точках сети и снижении потерь энергии. Это очень важный аспект проблемы, поскольку при установке «поглотителя» РМ в различных местах потери активной мощности и энергии могут значительно отличаться. При этом разница в денежном выражении может быть соизмерима со стоимостями и генераторов, и реакторов. Из этого следует, что установка АТГ на отдельных электростанциях отнюдь не исключает установки ШР, особенно управляемых, в электрических сетях, то есть непосредственно в местах образования избыточной РМ с возможностью ее поглощения без промежуточной трансформации, что очень важно. Исходя из этого, применение мощных шунтирующих реакторов напряжением 330 кВ для поглощения избыточной реактивной мощности в сетях указанного напряжения для Белорусской энергосистемы оказалось безальтернативной. В этой энергосистеме было установлено четыре ШР, что является минимально возможным, и определено исключительно из соображений экономии денежных средств. Проблема заключалась в том, какие именно реакторы принять к установке и как их оптимально разместить. О том, каким образом она была решена, будет сказано ниже.

Соотношение между потерями реактивной мощности в линиях и их зарядной мощностью меняется в течение суток и по сезонам года. Естественно, что при этом доля избыточной реактивной мощности, подлежащая поглощению, не остается постоянной, а также меняется. Если при таких условиях мощность реактора остается постоянной, то имеет место неоправданное снижение уровня напряжения и увеличение потерь

мощности в сетях. Следовательно, неуправляемый реактор необходимо отключать. Заметим, что выбор наиболее подходящего момента его отключения — задача далеко не простая. Каждое отключение ШР сопровождается тяжелыми коммутационными процессами, опасными как для выключателя, так и для самого реактора. Установка ограничителей перенапряжений (ОПН) не решает всех проблем, поскольку частотный спектр коммутационных перенапряжений весьма широк, а ОПН не является абсолютно безынерционным элементом. Для обеспечения текущего баланса реактивной мощности и отказа от режимных коммутаций реактора последний должен быть управляемым, то есть должна быть предусмотрена возможность регулирования его мощности, причем в достаточно широком диапазоне.

В конце 80-х годов за рубежом достаточно широкое распространение получили статические тиристорные компенсаторы реактивной мощности (СКРМ) различного схемного исполнения [3]. В простейшем варианте СКРМ представлял собой параллельно включенные нерегулируемую конденсаторную батарею (НКБ) и трехфазный линейный реактор с тиристорным управлением. Тиристорное управление индуктивными элементами, причем на высоком напряжении, оказалось сложным, дорогостоящим и малонадежным техническим решением. Кроме того, в энергосистемах с преимущественным избытком реактивной мощности установка НКБ в принципе не имеет смысла. В силу указанных причин в энергосистемах Советского Союза, а после его распада в странах СНГ, классические СКРМ не нашли практического применения, тем более, что в условиях спада нагрузок нужны были только поглотители избыточной реактивной мощности, то есть шунтирующие реакторы.

Проведенный анализ показал, что ведущие западноевропейские фирмы ABB, ALSTOM, SIEMENS могут изготовить управляемые шунтирующие реакторы только со ступенчатым

регулированием мощности в диапазоне от 55–45% до номинальной за счет применения встроенных устройств РПН. Такое управление нельзя признать оптимальным, во-первых, потому, что устройства РПН приходится использовать в очень интенсивном режиме, что приводит к их ускоренному износу и чревато аварийными повреждениями, а, во-вторых, потому, что регулирование мощности реактора в диапазоне от 55–45% до 100% в большинстве случаев оказывается недостаточным. Вместе с тем, выполнить ступенчатое регулирование мощности в более широком диапазоне (посредством РПН) не представляется возможным, поскольку ответвления приходится делать практически от всей обмотки. Поэтому разработка и освоение производства управляемых подмагничиванием (плавно регулируемых) шунтирующих реакторов открыли принципиально новые возможности для управления режимами энергосистем по напряжению и реактивной мощности. Для выбора мест установки реакторов в энергосистеме потребовалась разработка специальной методики.

Суть ее сводится к следующему. Установка ШР считается принципиально возможной на всех без исключения подстанциях 330 кВ, число которых в энергосистеме, включая стационарные ОРУ-330 кВ, в ближайшие годы достигнет 30 единиц. Очевидно, что даже если априори ограничить число устанавливаемых реакторов четырьмя единицами мощностью по 180 Мвар каждый¹, число возможных сочетаний по 4 из 30 потенциальных узлов установки будет огромно. Следовательно, о простом, неупорядоченном переборе вариантов не может быть и речи. Для того, чтобы синтезировать критерий выбора наиболее эффективных точек установки реакторов, было проанализировано их влияние на два важнейших режимных показателя работы энергосистемы. Такими показателями, как известно, являются уровни напряжения в разных точках сети

¹ Такое решение принято исходя из ограниченных финансовых возможностей.

до и после установки реакторов, а также абсолютные и относительные величины снижения потерь в сети. Расчеты проводятся для наиболее тяжелого минимального режима, в котором уровни напряжения в контрольных точках сети достигают наибольших возможных значений. Очевидно, что в указанном режиме мощность реакторов должна быть максимальной. Исходя из этого, при выполнении сопоставительных расчетов, мощность ШР для всех узлов сети принималась одинаковой, равной номинальному значению мощности реактора.

Одиночная установка ШР мощностью 180 Мвар на разных подстанциях оказывает разное влияние на средний уровень напряжения в узлах 330 кВ энергосистемы и уровень суммарных потерь в сетях. Очевидно, что при установке ШР указанной мощности на любой подстанции уровень напряжения снижается как на ней (в наибольшей мере), так и на остальных ПС. Поэтому среднее снижение уровня напряжения можно считать главным показателем технической эффективности установки реакторов. Другим не менее важным показателем является снижение потерь мощности в сетях. Заметим, что в отличие от напряжения, потери мощности при установке единичного ШР могут как снижаться, так и возрастать. С учетом сказанного выше, частными показателями технической эффективности установки реакторов являются среднее абсолютное $\delta U_{\text{ср}}$ и среднее относительное $\delta U_{\text{ср}*}$ снижение напряжений и, соответственно, абсолютное δP_{Σ} и относительное $\delta P_{\Sigma}*$ снижение суммарных потерь мощности. Эти показатели определены путем проведения многовариантных расчетов с поочередной установкой реакторов на разных подстанциях. Наряду с вышеуказанными частными показателями, для комплексной оценки технико-экономической эффективности предложен результирующий показатель эффективности $P_{\text{эф.рез}}$, определяемый по формуле:

$$P_{\text{эф.рез}} = \delta U_{\text{ср}*} \delta P_{\Sigma}*.$$

По величине этого показателя можно судить о сравнительной эффективности установки ШР в разных точках сети (на разных подстанциях). Ниже приведена таблица значений вышеуказанных показателей для всех объектов Белорусской энергосистемы, включая электростанции, имеющие шины 330 кВ. Необходимо отметить, что если установка ШР оказывает однозначное влияние на средний уровень напряжения (он всегда снижается), то, как отмечалось выше, влияние установки реакторов на уровень потерь может быть двояким. Они могут, как снижаться (благоприятное влияние), так и возрастать (неблагоприятное). Очевидно, что сравнение и ранжировка подстанций по $P_{\text{эф.рез}}$ имеет смысл только в тех случаях, когда $\delta R_{\Sigma*}$ положительно.

В приведенной таблице указаны значения частных и результирующего показателей эффективности установки ШР-330 кВ (начальные потери: 35,232 МВт). Объекты расположены в порядке убывания значений $P_{\text{эф.рез}}$. Как видно из таблицы, $P_{\text{эф.рез}}$ имеет положительные значения лишь для 12 из 30 рассмотренных объектов. Конкретные места установки реакторов выбирались среди тех объектов, для которых $P_{\text{эф.рез}} > 0$. При этом наряду со значением $P_{\text{эф.рез}}$ учитывались и другие факторы, в частности, срок ввода подстанции в эксплуатацию, наличие места для установки реактора и возможность притока в него реактивной мощности из соседних энергосистем, в частности, из стран Балтии.

Учитывая то, что в современных экономических условиях ограниченные финансовые возможности характерны для всех энергосистем постсоветского пространства, постановка задачи о выборе оптимального варианта размещения ограниченного числа ШР является вполне правомерной и, по-видимому, представляет интерес для любой энергосистемы, где имеются избытки РМ в режимах минимальной нагрузки. В перспективе за счет совершенствования конструкции и технологии изготовления УШР можно ожидать значительно-

№ узла в схеме	Название подстанции или электростанции	Напряжение до установки ШР, кВ	Потери в сети, МВт	Абсолютное и относительное снижение суммарных потерь		Среднее абсолютное и относительное снижение напряжения		Показатель эффективности $P_{эф}$
				МВт	%	кВ	%	
705	Россь 330	361,2	34,517	0,715	2,03	6,62	1,84	3,743
701	Гродно 330	359,0	34,500	0,732	2,08	5,30	1,48	3,070
642	Баранов. 330	360,9	34,802	0,43	1,22	6,84	1,91	2,328
318	Мирадино 330	362,2	34,879	0,353	1,00	6,65	1,86	1,859
409	Жлобин 330	361,4	34,973	0,259	0,74	6,74	1,88	1,381
428	ГСМ 330	358,9	34,900	0,332	0,94	5,21	1,45	1,370
710	Лида 330	361,7	35,047	0,185	0,53	5,90	1,65	0,864
429	Жлобин-Западная 330	361,4	35,088	0,144	0,41	6,93	1,93	0,790
401	Гомель 330	355,6	35,054	0,178	0,51	4,52	1,26	0,637
430	БМЗ	361,3	35,158	0,074	0,21	6,95	1,94	0,407
292	Белорусская	357,2	35,166	0,066	0,19	5,74	1,60	0,300
201	Молодечно 330	359,4	35,196	0,036	0,10	5,60	1,56	0,160
720	Сморгонь 330	360,0	35,329	-0,097	-0,28	4,93	1,37	-0,379
310	Кричев 330	354,8	35,484	-0,252	-0,72	2,75	0,77	-0,548
293	Калийная 330	359,9	35,379	-0,147	-0,42	6,24	1,74	-0,726
340	Могилев-Сев 330	359,7	35,801	-0,569	-1,62	1,94	0,54	-0,872
460	Мозырь 330	364,6	35,416	-0,184	-0,52	6,24	1,74	-0,909
290	Слуцк 330	357,0	35,525	-0,293	-0,83	6,58	1,83	-1,525
303	Могилев 330	360,1	35,495	-0,263	-0,75	7,47	2,08	-1,555
505	Полоцк 330	357,9	35,849	-0,617	-1,75	5,12	1,43	-2,499
101	Минск-Северная 330	356,6	35,943	-0,711	-2,02	6,64	1,85	-3,738
516	Витебск 330	355,7	36,212	-0,98	-2,78	5,40	1,50	-4,186
91	Минск ТЭЦ-4	355,0	36,137	-0,905	-2,57	6,68	1,86	-4,783
102	Колядичи 330	355,3	36,237	-1,005	-2,85	6,56	1,83	-5,214
103	Минск-Восточная 330	357,0	36,225	-0,993	-2,82	6,72	1,88	-5,285
142	ТЭЦ-5 ш330	354,8	36,383	-1,151	-3,27	5,94	1,66	-5,411
598	Микашевичи 330	366,0	36,269	-1,037	-2,94	6,66	1,86	-5,463
503	Лукомльская ГРЭС	355,7	36,311	-1,079	-3,06	6,91	1,93	-5,897
518	Орша 330	359,2	36,254	-1,022	-2,90	7,42	2,07	-5,998
171	Борисов 330	357,2	36,470	-1,238	-3,51	6,93	1,93	-6,788

го улучшения их весогабаритных показателей и, соответственно, снижения стоимости. Это позволит значительно расширить область эффективного применения УШР большой мощности, в частности, устанавливая их на отдельных ЛЭП 330–500 кВ, по которым протекают большие потоки РМ, добиваясь за счет этого значительного снижения потерь от передачи РМ. Как показывают расчеты, в ряде случаев это само по себе может окупить установку УШР в приемлемые сроки, особенно с учетом предстоящего увеличения цен на топливо и соответствующего увеличения стоимости потерь электроэнергии.

Важным самостоятельным вопросом является выбор оптимального закона регулирования мощности реактора. Простейшим для реализации и наиболее естественным законом регулирования мощности реактора является стабилизация напряжения в точке его подключения. При переходе от минимальных режимов к максимальным, избытки реактивной мощности резко уменьшаются. При этом напряжение на шинах подстанции будет понижаться, оставаясь в допустимых пределах. В таких режимах мощность, потребляемую ШР, целесообразно уменьшать, чтобы снизить потери от передачи РМ по сети и в самом реакторе. В режиме, когда потери на корону относительно малы (при хорошей погоде), напряжение в точке подключения ШР целесообразно поддерживать на максимальном допустимом уровне. При этом мощность, потребляемая ШР, будет минимально возможной и, соответственно, потери от передачи РМ к реактору будут минимальными. То есть требуется не просто стабилизировать напряжение, а стабилизировать его на максимально допустимом уровне (без учета потерь на корону).

С учетом потерь на корону оптимальный уровень напряжения может оказаться несколько ниже, чем максимально допустимый.

Литература

1. **Брянцев А.М.** Управляемые подмагничиванием электрические реакторы как элемент электроэнергетической системы. – Электротехника, 2003, № 1.
2. **Перспективы** применения асинхронизированных турбогенераторов в европейской зоне ЕЭС России / Г.А. Дмитриева, С.Н. Макаровский, А.Ю. Поздняков и др. – Электрические станции, 1997, № 12.
3. **Статические** тиристорные компенсаторы для энергосистем и сетей электроснабжения / И.М. Бортник, С.Ф. Буряк, М.В. Ольшванг, И.П. Таратута. – Электричество, 1985, № 2.

Впервые опубликовано: «Электротехника» № 1, 2003. С. 13–18.

Управляемые шунтирующие реакторы для компенсации реактивной мощности и регулирования напряжения в электрических сетях ЕЭС республики Казахстан

Жакутова С.В.

Решение задачи ведения нормальных режимов работы единой энергосистемы и обеспечения требуемых стандартов качества и надежности электроэнергии невозможно без автоматически управляемых средств регулирования напряжения и компенсации реактивной мощности.

Сниженный в течение последнего десятилетия уровень энергопотребления в ЕЭС Республики Казахстан (РК), длительный — в течение 1990—1999 гг. — период отсутствия финансирования средств на модернизацию энергооборудования, а также некоторые специфические особенности системы электрических сетей Казахстана, в частности — высокая протяженность высоковольтных линий электропередачи, генерирующих большие объемы некомпенсированной реактивной мощности, резкие колебания перетоков на транзитных передачах, сильно осложняют задачи оптимального управления режимами и обеспечения надежного снабжения качественной электроэнергией потребителей энергорынка Казахстана.

К традиционно используемым средствам регулирования напряжения и компенсации реактивной мощности (РМ), имеющимся сегодня в распоряжении диспетчера центрального диспетчерского управления (ЦДУ) ЕЭС Казахстана, относятся шунтирующие реакторы, трансформаторы и автотрансформаторы, оборудованные устройствами для регулирования под нагрузкой (РПН), синхронные компенсаторы (СК), батареи статических конденсаторов (БСК) — устройства, надежно ра-

ботающие в диапазоне своих эксплуатационных характеристик. Для компенсации избыточной РМ возможно также использование синхронных генераторов (СГ) станций, работающих в режиме недовозбуждения. Однако такой режим снижает устойчивость работы и приводит к ускоренному износу СГ, что в условиях разделения прав собственности в структуре электроэнергетической отрасли делает использование этого способа весьма проблематичным. Способность же СК и БСК генерировать реактивную мощность в условиях длительно существующих режимов с избыточной РМ в системе, становится невостребованной функцией этих устройств.

Таким образом, несмотря на интенсивную эксплуатацию применяемых средств регулирования напряжения и компенсации РМ, их мощности оказываются недостаточными для обеспечения требуемых стандартов качества электроэнергии, а регулирующие возможности эксплуатируемых устройств оказываются исчерпанными. В результате режимы работы Национальной электрической сети Казахстана в последние годы устойчиво характеризуются высокими уровнями напряжения, увеличенными потерями от перетоков избыточной реактивной мощности, неоправданно большим количеством случаев срабатывания коммутационной аппаратуры. На ряде подстанций (ПС) 500 и 220 кВ средний уровень напряжения в сети достигает предельно допустимых величин, а в отдельных узлах значительно превышает максимально допустимые – до 540 кВ в сети 500 кВ, до 262 кВ в сети 220 кВ. К «проблемным» с точки зрения необходимости принятия мер по нормализации уровней напряжений и компенсации реактивной мощности относятся ПС 500 кВ Агадырь, ПС 500 кВ ЮКГРЭС, ПС 500 кВ Алматы, ПС 220 кВ «Макинск», ПС 220 кВ «Металлургическая», ПС 220 кВ «Балхаш», ПС 220 кВ «Миргалимсай», ПС 220 кВ «Кызылординская», «ПС 220 кВ «Талдыкурганская», ПС 220 кВ «Правобережная».

Для снижения уровней напряжений в летнее время в ущерб надежности приходится выводить в резерв параллельные линии, в том числе и системообразующие. Данное мероприятие зачастую оказывается малоэффективным, уровень напряжения снижается только на 4–5 кВ. Длительное воздействие недопустимо высоких напряжений на изоляцию дорогостоящего оборудования существенно сокращает срок его службы из-за ускоренного процесса старения изоляции, что в свою очередь приводит к повышенным эксплуатационным затратам.

Особого внимания заслуживают режимы работы транзитной электропередачи 220–500 кВ Север-Юг, образованной линиями 220–500 кВ Нура–Агадырь–ЮКГРЭС–Алматы–Бишкек–Жамбыл. Указанный транзит используется для передачи электроэнергии северных источников потребителям южных областей Казахстана, а также обеспечивает параллельную работу объединенных энергосистем Киргизии, Таджикистана, Узбекистана и России при работе в режиме Единой энергосистемы.

В осенне-зимний период электропередача Север-Юг работает на пределе передаваемой мощности по условиям устойчивости, основное оборудование подстанций, средства релейной защиты и противоаварийной автоматики функционируют в условиях повышенного износа. Резкое увеличение количества случаев срабатывания устройств противоаварийной автоматики (АОСН и АНМ) на транзите Север-Юг в зимних условиях (неоднократно в течение суток) создавало угрозу преждевременной выработки коммутационного ресурса выключателей шунтирующих реакторов 500 кВ. К примеру, на подстанции 500 кВ «ЮКГРЭС» со времени последнего капитального ремонта выключателя 500 кВ реактора № 1 произошло более 130 отключений (предельное количество – 250 отключений); со времени ввода в эксплуатацию реактора № 3 (27.03.2001 г.) произошло более 250 отключений элегазового выключателя

В-32 и 126 отключений В-33 (предельный ресурс – 2000 отключений). Кроме преждевременной выработки ресурса выключателя, каждое отключение шунтирующего реактора сопровождается тяжелыми коммутационными процессами, опасными как для выключателя, так и для самого реактора. Очевидно, что для отказа от режимных коммутаций реактора последний должен быть управляемым. ЦДУ ЕЭС РК, Алма-тинский филиал МЭС КЕГОК неоднократно высказывали опасение за сохранность оборудования подстанций на данном транзите и обращали внимание на острую необходимость оснащения подстанций 500 кВ данной электропередачи устройствами плавного регулирования. Ввод в работу Жамбылской ГРЭС и выделение ОЭС Центральной Азии на изолированную работу несколько облегчили положение, но по экономическим соображениям не могут считаться постоянной мерой. Восстановление режима параллельной работы с ОЭС Центральной Азии в осенне-зимний период неизбежно осложняет ситуацию и требует принятия мер по нормализации режимов работы транзита Север-Юг.

Использование плавно регулируемых средств компенсации реактивной мощности взамен неуправляемых шунтирующих реакторов хотя бы в двух точках данного транзита кардинальным образом могло бы решить проблему преждевременного износа коммутационного оборудования и обеспечить увеличение пропускной способности электропередачи до 30%. Комплекс таких расчетов был проведен в 90-х годах институтом «Казэнергопроект» и специалистами СПбГТУ (Россия). При этом обеспечивается стабилизация напряжения и сохранность изоляции, минимизация потерь в прилегающей сети от оптимизации перетоков реактивной мощности. Применение управляемых шунтирующих реакторов в качестве плавно регулируемых средств компенсации реактивной мощности и стабилизации напряжения в 90-е годы было признано на различных уровнях и рекомендовано для электрических сетей Казах-

стана институтом «Казэнергопроект», Министерством энергетики РК, Министерством науки и новых технологий РК, Казахстанэнерго [1].

По оценкам [2] специалистов в результате сравнения технико-экономических показателей электропередач с автоматически регулируемые средствами компенсации реактивной мощности, наиболее эффективным вариантом является электропередача с управляемыми шунтирующими реакторами во всем диапазоне рассматриваемых длин линий. По предварительным расчетам полная окупаемость введения в эксплуатацию управляемого шунтирующего реактора только за счет снижения потерь в прилегающей сети достигается за 4–5 лет, при учете всех факторов – за 1,5–2 года. Для электросетевой компании, в условиях необходимости возмещения затрат на покрытие технологических потерь при передаче электроэнергии, это обстоятельство имеет очень важное значение.

Другой, не менее значимый момент – в условиях работы, основанной на рыночных принципах, в результате реформ, проводимых в электроэнергетическом секторе – необходимость обратить особое внимание на обеспечение требуемых стандартов качества передаваемой по сети электроэнергии. Это требование уже находит свое отражение в заключаемых на сегодня компанией договорах на передачу электроэнергии. В этой ситуации установка средств компенсации реактивной мощности для нормализации уровней напряжения и улучшения режимов работы сети просто необходима.

С начала 80-х годов прошлого столетия тематика разработки и применения управляемых подмагничиванием электрических реакторов занимает ведущее место в области производства и эксплуатации высоковольтного силового электрооборудования. Тщательный анализ технических характеристик и функциональных возможностей этих устройств, проведенный специалистами энергокомпаний и электротехнических фирм России, Мексики, Китая, Бразилии, Индии и других стран

показал, что управляемые подмагничиванием шунтирующие реакторы представляют собой уникальное средство для стабилизации напряжения, снижения потерь и повышения надежности эксплуатации протяженных линий электропередач и распределительных сетей. Стоимость такого проекта почти в два раза ниже альтернативных вариантов. К примеру, изготовление статического тиристорного компенсатора (СТК) той же мощности обходится, как минимум, вдвое дороже из-за необходимости применения тиристорного ключа мощностью, равной мощности устройства, а эксплуатационные затраты несоизмеримо выше. В то же время, условия эксплуатации управляемых реакторов не отличаются от условий эксплуатации обычных силовых трансформаторов.

К недостаткам ступенчато регулируемых шунтирующих реакторов, производимых западноевропейскими фирмами (ABB, ALSTOM) следует отнести вдвое сниженный по сравнению с другими средствами диапазон регулирования, ускоренный износ устройств РПН, высокую стоимость.

В управляемых подмагничиванием электрических реакторах регулирование индуктивности производится изменением степени насыщения магнитной системы. В результате достигается плавное регулирование потребляемой мощности реактора практически от нуля до номинального значения. Допускается длительная перегрузка на 20% и кратковременная на 40%. Принципиальная схема включения реактора в электрическую сеть показана на рис. 1. При изменении уровня напряжения в точке подключения (ТН) с учетом текущего значения тока самого реактора (ТТ) формируется сигнал рассогласования, под воздействием которого управляемый реактор (УР) набирает или сбрасывает мощность до требуемого уровня.

Пример переходного процесса от режима потребления минимальной мощности или мощности холостого хода (практически нулевой) к номинальной, работа в стационарном режиме потребления номинальной мощности и обратный пе-

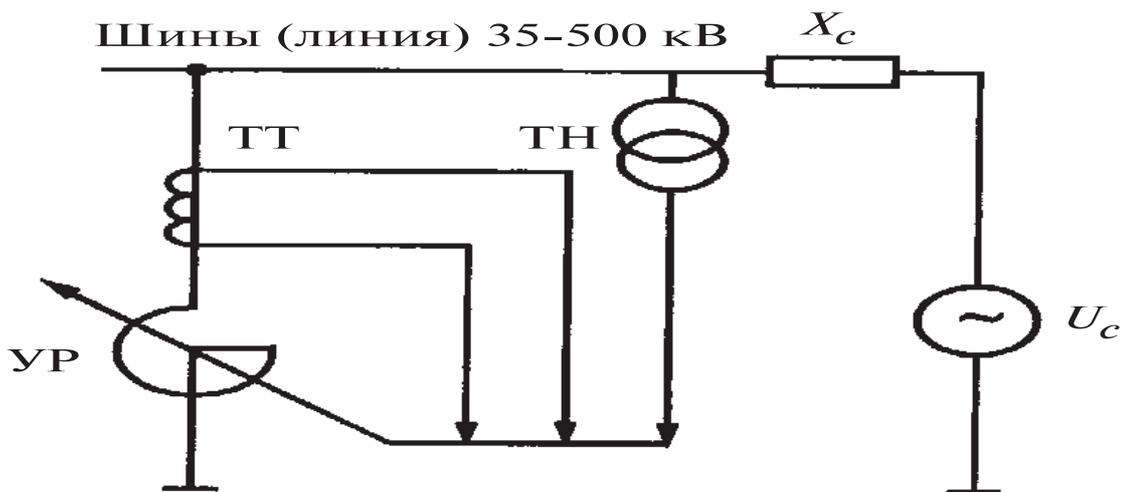


Рис. 1. К принципу действия управляемого реактора в электрических сетях 35–500 кВ

переход к режиму холостого хода под воздействием сигнала рассогласования показан на рис. 2.

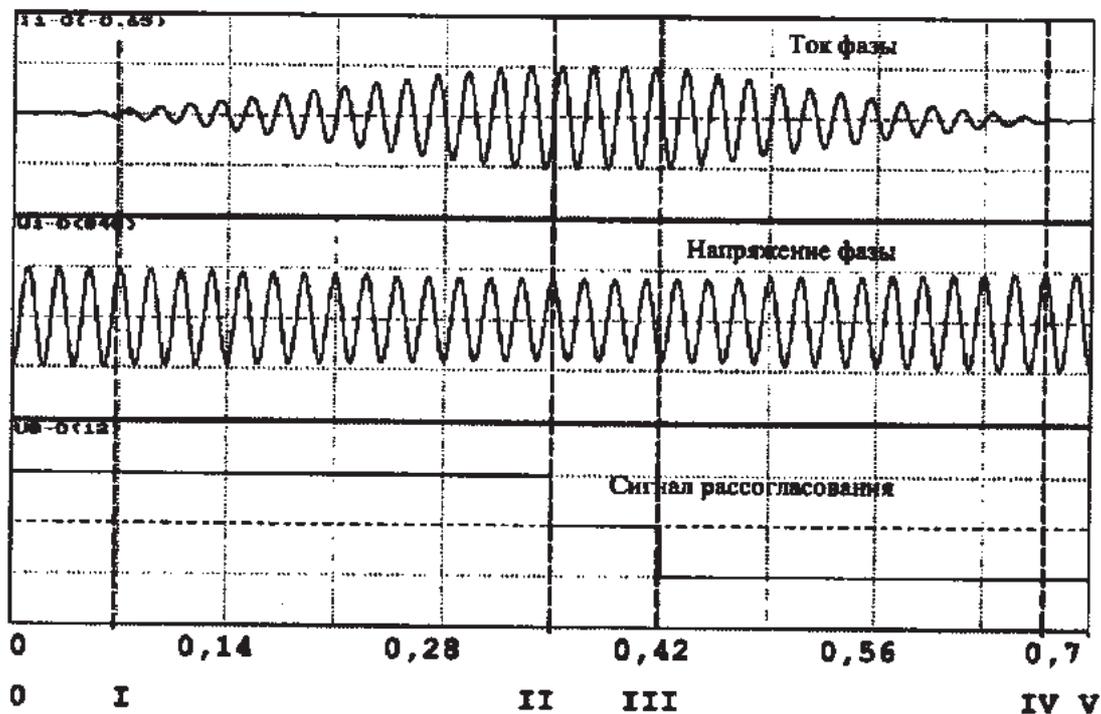


Рис. 2. Пример переходного процесса в управляемом реакторе типа РТУ: 0–I – холостой ход; I–II – переход от режима холостого хода к номинальному режиму; II–III – номинальный режим; III–IV – переход от номинального режима к холостому ходу; IV–V – холостой ход

В результате многолетней работы коллективов специалистов крупнейших предприятий электроэнергетической отрасли России, Украины, Белоруссии, Казахстана (Всероссийский электротехнический институт им. В.И. Ленина, ОАО «Запорожтрансформатор», ОАО «Раменский электротехнический завод «Энергия», Белэнергосетьпроект и др.) на сегодняшний день освоено серийное производство [3] управляемых шунтирующих реакторов для высоковольтной электрической сети 110–500 кВ (серия РТУ), управляемых шунтирующих реакторов для распределительной сети 6–35 кВ, управляемых дугогасящих реакторов для сети 6, 10, 35 кВ с изолированной нейтралью (серия РУОМ). Производителями и поставщиками этого оборудования являются ОАО «Запорожтрансформатор», ОАО «Раменский электротехнический завод «Энергия», ОАО «Электрические управляемые реакторы».

Все реакторы серии РТУ независимо от комплектации отвечают основным техническим требованиям, разработанным ведущими научно-исследовательскими и проектными институтами РАО «ЕЭС России». В технических требованиях учтены рекомендации организаций, эксплуатирующих высоковольтные электрические сети энергообъединений стран СНГ и дальнего зарубежья [4]. Высокие эксплуатационные качества данного оборудования подтверждаются широким применением в электрических сетях 6–35 кВ России, Белоруссии, Молдовы и устойчивым спросом на рынке серии реакторов типа РУОМ, успешным опытом эксплуатации трехфазного управляемого реактора РТУ-25000/110 в сетях Пермэнерго ПС «Кудымкар» [3]. В результате ввода в 1999 году в эксплуатацию реактора на ПС «Кудымкар» колебания напряжения в точке подключения ограничены величиной $\pm 1,5\%$ относительно напряжения уставки; число коммутаций БСК и РПН трансформаторов сокращено примерно в 100 раз; благодаря снижению потерь энергии в прилегающей сети обеспечена окупаемость реактора (срок окупаемости менее трех

лет); повышена надежность и обеспечено бесперебойное электроснабжение потребителей, что позволило отложить строительство линии 220 кВ на 10–15 лет.

В 2002 году после успешного проведения сетевых испытаний на подстанции «Чита-500» ОЭС Сибири введен в эксплуатацию управляемый подмагничиванием реактор мощностью 100 Мвар, напряжением 220 кВ типа РТУ-100000/220-У1. Назначение реактора – регулирование реактивной мощности и стабилизация напряжения. До его установки в Читаэнерго из средств регулирования реактивной мощности имелось два неуправляемых шунтирующих реактора, мощностью по 100 Мвар, установленных на шинах ТЭЦ1 и Харанорской ГРЭС. При этом реактор на шинах ТЭЦ1 в летний период коммутировался выключателем не менее двух раз в сутки. Использование управляемого реактора за счет возможности неограниченного изменения мощности в пределах регулировочного диапазона позволит избежать указанных коммутаций, стабилизировать напряжение. В Белоруссии отделением института «Белэнергопроект» обоснована эффективность применения управляемого шунтирующего реактора на подстанции 330 кВ «Барановичи». Управляемый реактор РТУ-180000/330 для ПС «Барановичи» принят к изготовлению на заводе «Запорожтрансформатор». Планируется установка управляемого шунтирующего реактора на подстанции 220 кВ «Осётр» ОАО Мосэнерго. Таким образом, на сегодня процесс промышленного освоения и серийного ввода в эксплуатацию в странах СНГ нового класса электротехнического оборудования – электрических управляемых реакторов, завершен.

Проблема использования современной техники, обладающей эксплуатационными качествами нового уровня, очень актуальна и ждет своего решения и в Казахстане. Несмотря на очевидные преимущества от использования этой техники, подтвержденные мнениями ведущих специалистов отраслевых институтов, специалистов-производственников, опытом экс-

плуатации в СНГ, Национальная электрическая сеть продолжает оснащаться неуправляемыми шунтирующими реакторами, а применение управляемых реакторов откладывается на будущее. Поэтапное оснащение электрических сетей, имеющих протяженные транзитные электропередачи с переменным характером нагрузки, характерные для электрических сетей Казахстана, России, Украины, Бразилии, Аргентины, Индии и других стран новыми, более совершенными средствами регулирования – вопрос времени. По ряду критериев, в том числе по затратам на изготовление и условиям эксплуатации, серьезной альтернативы применению этих устройств на сегодня нет. В то же время, для решения вопросов установки и начала эксплуатации техники, актуальной именно для электрических сетей Казахстана в настоящих условиях, требуются совместные усилия.

Литература

1. **Бродовой Е.Н., Брянцев А.М., Жакутова С.В.** Перспективы применения шунтирующих управляемых подмагничиванием реакторов в электрических сетях Казахстана. – Энергетика и топливные ресурсы Казахстана, 1992, № 2.
2. **Результаты** эксплуатации управляемого подмагничиванием трехфазного шунтирующего реактора / А.М. Брянцев, А.Г. Долгополов, А.И. Лурье, Г.А. Евдокунин. – Электрические станции, 2001, № 12.
3. **Александров Г.Н., Кашина В.А., Лисочкина Т.В.** Экономическая эффективность электропередач переменного тока с управляемыми шунтирующими реакторами. – Электротехника, 1991, № 2.
4. **Управляемые** подмагничиванием шунтирующие реакторы для сети 35–500 кВ / А.М. Брянцев, А.Г. Долгополов, Ю.А. Липатов и др. – Электротехника, 2003, № 1.

Впервые опубликовано: «Электротехника» № 1, 2003. С. 18–22.

Трехфазный шунтирующий управляемый реактор мощностью 100 МВА, 220 кВ на подстанции «Чита» МЭС Сибири

**Брянцев А.М., Долгополов А.Г., Лурье А.И.,
Зильберман С.М., Бики М.А., Уколов М.А.**

Развитие энергетики требует создания мощных регулируемых устройств для компенсации реактивной мощности высоковольтных ЛЭП. До сего времени в высоковольтных ЛЭП возможности оперативных изменений в сети ограничены, так как резко ограничено применение РПН трансформаторов из-за малой надежности этих устройств и высоковольтных выключателей из-за ограниченного ресурса их переключений. Статические компенсаторы (СТК) и тиристорно-реакторные группы (ТРГ), которые предназначены для выполнения этих функций и в состав которых входят дорогие высоковольтные преобразователи, требующие специальной квалификации обслуживающего персонала, в отечественной энергетике какого-либо широкого применения не имеют. Поэтому для высоковольтных ЛЭП предлагались реакторы, управляемые подмагничиванием (УР) [1]. Однако в переходе от таких предложений к разработке их в электротехнической промышленности и практическому применению их в ЛЭП в течение многих лет заметного прогресса не наблюдалось. Специалисты в области реакторов хорошо знают, что разработка мощного реактора нового типа всегда связана с большим риском, так как кроме изученных и заранее предсказанных явлений и процессов, которые можно предусмотреть при проектировании, возможны новые, неизвестные, часто неблагоприятные эффекты, например, возникновение новых очагов добавочных потерь и местных нагревов. Поэтому, как правило, производству реак-

тора должно предшествовать созданию и исследованию модели нового реактора в натуральную величину, так как уменьшенная в некотором масштабе модель такие новые эффекты не выявляет. Но изготовление и полноценные (при максимальной мощности) испытания таких моделей требуют больших средств и связано с существенным риском. В результате проблема производства и применения УР превращалась в «замкнутый круг».

Самым серьезным прорывом в проблеме освоения мощных УР для высоковольтных ЛЭП следует считать разработку однофазного шунтирующего управляемого реактора РОДУ-60000/500 мощностью 60 МВА для ЛЭП 500 кВ, который был изготовлен и успешно всесторонне испытан на заводе ЗТЗ и на сетевом стенде «Белый Раст» (1989 год), и который до последнего времени является уникальным наиболее мощным и высоковольтным однофазным УР [2]. К сожалению, по многим причинам была изготовлена только одна фаза реактора РОДУ-60000/500, и этот реактор не эксплуатируется. Создание УР 500 кВ, а также осуществление разработок новых УР стало возможным только из-за того, что удалось объединить силы энтузиастов этого направления в научных исследованиях, в конструировании и освоении на заводе новых сложных устройств трансформаторного типа. В процессе работы была создана теория электромагнитных процессов в УР, инженерная методика их расчета [2], были выдвинуты и разработаны новые научные идеи, среди которых можно отметить обоснование возможности работы мощных реакторов при индукции в стали, существенно большей индукции насыщения. До разработки и испытаний первого УР 500 кВ этого серьезно опасались. За годы работы накоплен большой научный задел. В процессе разработки конструкции реактора было выдвинуто и осуществлено много интересных и оригинальных инженерных и технологических решений [3–5].

К числу наиболее заметных достижений в разработке, производстве и внедрении УР следует отнести серию дугогасящих реакторов типа РУОМ, имеющих устойчивый спрос на рынке [4], разработку, изготовление и ввод в эксплуатацию трехфазного управляемого реактора РТУ 25000/110 [5] и трехфазного управляемого реактора РТУ 100000/220. Этот к настоящему времени наиболее мощный высоковольтный трехфазный шунтирующий УР 10 апреля 2002 года после успешного проведения сетевых испытаний введен в опытно-промышленную эксплуатацию на подстанции 500 кВ «Чита» МЭС Сибири (рис. 1)¹.



Рис. 1. Шунтирующий реактор, управляемый подмагничиванием, типа РТУ-100000/220 на подстанции «Чита»

¹ В испытаниях реактора на подстанции «Чита» участвовали Б.И. Базылев, А.И. Зайцев, С.Г. Долгополов. В разработке оборудования, входящего в комплекс РТУ-100000/220, участвовали Е.Е. Маклецова, В.Ф. Карманов, А.Н. Панибратец, В.П. Зенова и др.

Реактор РТУ-100000/220 является комплексом электротехнического оборудования, имеющим 5 составных частей: электромагнитную часть РТДУ, трансформатор с преобразователем ТМП, систему управления СУРЗА, устройство коррекции формы тока УКФ и нейтралер ФМЗО.

Основным силовым элементом шунтирующего УР является его электромагнитная часть. Она представляет собой трехфазное электромагнитное устройство трансформаторного типа, размещенное в маслonaполненном баке. Исполнение — для наружной установки. Магнитопровод — трехфазный многостержневой. В обычных нерегулируемых шунтирующих реакторах стержни имеют немагнитные зазоры. Для такой конструкции характерны повышенные уровни вибраций и шума. Реакторы, управляемые подмагничиванием, имеют сплошь шихтованные стержни, поэтому у них небольшие вибрации и шум. Например, измеренный при испытаниях на заводе уровень шума реактора РТУ-100000/220 составляет 79 дБА, что соответствует уровню шума трансформатора той же мощности, что и реактор. Следует заметить, что УР имеет частотный спектр магнитострикционного шума, отличающийся от магнитострикционного шума трансформаторов в частности тем, что из-за подмагничивания стали в нем содержится большая доля гармоник 50 Гц (в шуме трансформаторов основная гармоника шума 100 Гц). Поэтому шум УР при его работе на подстанции первоначально воспринимается несколько непривычно. На стержнях трехфазного магнитопровода располагаются три фазы высоковольтных сетевой обмотки, обмотки управления (подмагничивания) и три фазы компенсационной обмотки. Компенсационная обмотка выполняет несколько важных функций. Во-первых, она питает трансформатор преобразователя для подмагничивания реактора. Во-вторых, компенсационная обмотка соединена в треугольник, в этом треугольнике замыкаются высшие гармоники тока, кратные трем, поэтому в сетевом токе реактора этих гармоник нет. В-треть-

их, к компенсационной обмотке подключается индукционно-емкостной фильтр для снижения высших гармоник в токе реактора. Из-за наличия в реакторе РТУ-100000/220 компенсационной обмотки он фактически является и реактором, и трансформатором. Компенсационная обмотка имеет сечение меди, соответствующее примерно 20% мощности реактора. Подсоединение к обмотке конденсаторной батареи (для снижения 5-й и 7-й гармоник тока в сетевой обмотке) приводит к тому, что при отсутствии подмагничивания реактор становится не потребителем, а источником реактивной мощности. Часть мощности конденсаторной батареи (ее мощность составляет 4% мощности реактора) расходуется на покрытие намагничивающей реактивной мощности холостого хода трансформатора, поэтому минимальная мощность реактора не нулевая (или малая положительная), а небольшая отрицательная (около 2,5%). В реакторах серии РТУ имеется перспектива повышения мощности компенсационной обмотки, в этом случае компенсационная обмотка может быть использована не только для подсоединения более мощной конденсаторной батареи, но и как обмотка собственных нужд подстанции.

Преобразователь, необходимый для питания обмоток управления реактора (управляемый тиристорный выпрямитель), размещен в масляном баке с естественным охлаждением. Преобразователь питает масляный трансформатор. Номинальная мощность преобразователя и трансформатора не превышает 1% от номинальной мощности реактора. Преобразователь с трансформатором смонтированы на одной раме (составная часть реактора ТМП), они размещаются на открытой площадке подстанции. Система управления, регулирования, защиты и автоматики (СУРЗА) – электронное устройство, выполненное в виде шкафа и размещенное в помещении щита управления подстанции. Заземляющий фильтр нулевой последовательности – нейтралер (ФМЗО) представляет собой трехфазный масляный трансформатор без вторичной обмотки со

схемой соединения «равноплечий зигзаг», он размещается на открытой площадке подстанции.

Основное назначение реактора на подстанции «Чита» — регулирование реактивной мощности и стабилизация напряжения. На рис. 2 приведена наиболее характерная для УР регулировочная характеристика — зависимость мощности реактора от тока подмагничивания при постоянном напряжении сети. При сетевых испытаниях подмагничивание реактора (питание обмоток управления) вначале снималось, и реактор работал в режиме минимальной мощности — в так называемом режиме холостого хода (по аналогии с режимом холостого хода трансформаторов). Далее подмагничивание увеличивалось ступенями таким образом, чтобы мощность реактора увеличивалась на 10%. Максимальная мощность реактора принималась равной примерно 110%. Приведенная регулировочная характеристика представляет практически прямую линию, что

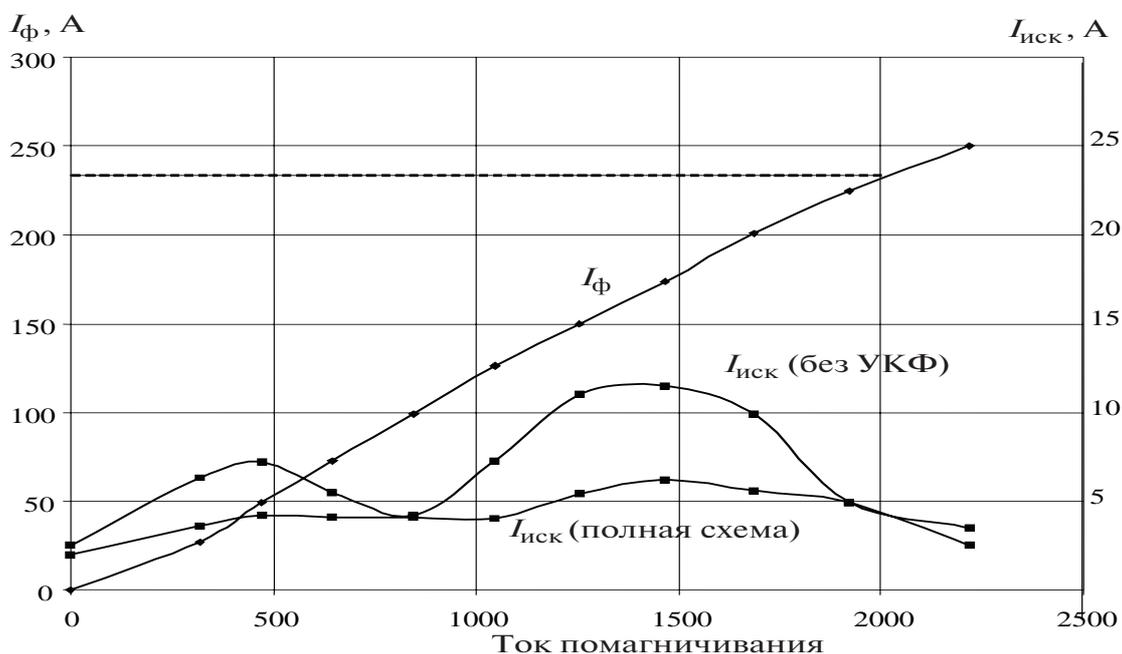


Рис. 2. Регулировочная характеристика РТУ-100000/220 — зависимость тока реактора (I_{Φ}) от тока подмагничивания, а также зависимости от тока подмагничивания тока искажения ($I_{иск}$) с устройством коррекции формы кривой тока УКФ (полная схема) и без него

благоприятно для автоматического регулирования мощности реактора.

Проведено испытание реактора в автоматическом режиме стабилизации напряжения. На рис. 3 показан суточный график изменения напряжения, сетевого тока и мощности реактора. Видно, что напряжение на шинах сети 220 кВ колебалось в течение суток в узких пределах от 235 до 240 кВ. При этом ток реактора изменялся в широких пределах от 21,9 до 249 А, а мощность — от 8,3 до 102 МВА. Из суточного графика видно, что мощность реактора в течение суток многократно меняется в широких пределах, т.е. реактор хорошо справляется со своей основной функцией стабилизации напряжения.

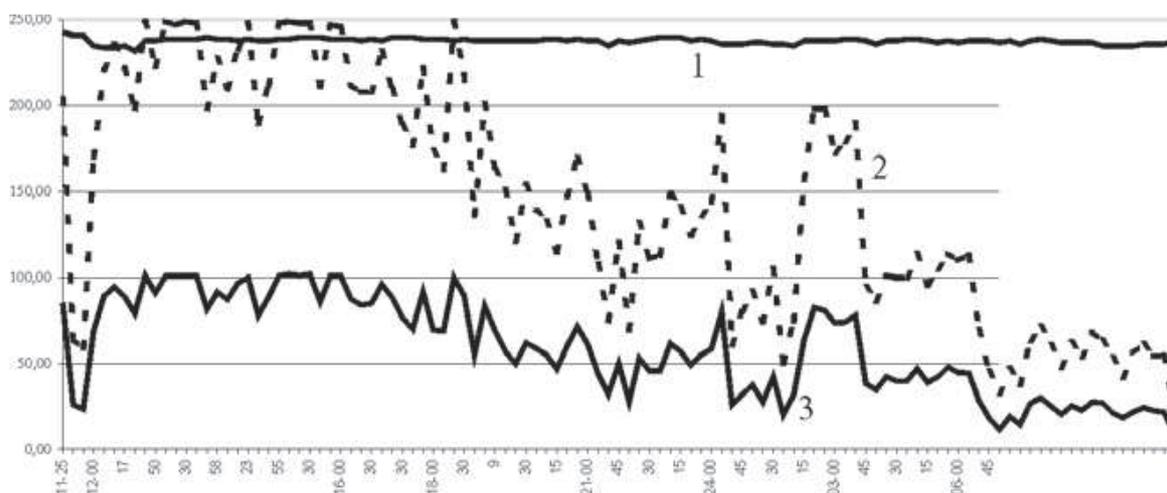


Рис. 3. Суточный график работы реактора: 1 – напряжение в сети 220 кВ $U_{с.ш}$, кВ; 2 – ток реактора I_p , А; 3 – мощность реактора Q , МВА

При испытаниях реактора РТУ-100000/220 были проведен опыт длительной нагрузки (72 часа непрерывной работы в сети 220 кВ с поддержанием номинальной нагрузки не менее 12 часов). Проведен также опыт двухчасовой нагрузки при увеличенной мощности (110 МВА). При всех длительных режимах работы под нагрузкой зафиксированы достаточно низкие перегревы масла.

Среди специалистов иногда обнаруживается ошибочное предубеждение в том, что УР имеют два органических недостатка — несинусоидальность тока и малое быстродействие. В действительности это далеко не так. Рассмотрим вопросы несинусоидальности тока и быстродействия не теоретически, как это неоднократно проделывалось [2 и др.], а более наглядно, на примере результатов испытаний реактора РТУ-100000/220 в сети.

При снятии регулировочной характеристики на каждой ступени мощности регистрировался гармонический состав тока реактора. На рис. 2 приведены две кривые тока искажения (действующего значения суммарного тока высших гармоник), одна из которых снята в режиме, когда индуктивно-емкостной фильтр высших гармоник включен (нижняя кривая на рис. 2), а вторая — при отключенном фильтре (верхняя кривая). Электрический фильтр состоит из трехфазного реактора, размещенного в баке электромагнитной части, и устройства коррекции формы тока — трехфазной батареи конденсаторов. Эта составная часть реактора (УКФ) размещается на открытой площадке подстанции.

Из кривых рис. 2 следует, что, как это и соответствует теории, в номинальном режиме и в режиме холостого хода искажения тока реактора минимальны, менее 1% номинального тока (они находятся на уровне максимальной чувствительности регистрирующей аппаратуры), а максимальные искажения возникают при 70–80% мощности реактора. Подключение конденсаторной батареи (УКФ) к компенсационной обмотке существенно (примерно вдвое) снижает искажения тока реактора, при ее включении максимум тока искажения становится равным примерно 2,5% при 70–80% мощности реактора, а при другой мощности искажения существенно меньше. Как видно, нелинейные искажения УР достаточно малы.

Важно подчеркнуть, что для эксплуатации имеет значение процентное искажение напряжения сети в точке подсоедине-

ния реактора, а вовсе не величина тока искажения реактора (часто эти совершенно различные величины ошибочно автоматически отождествляются). Уровни искажения напряжения определяются далеко не УР, в существенно большей степени они зависят от характера потребителей сети, от соотношения сопротивлений реактора и сети. Измерения в сети и расчеты показывают, что, как правило, искажение напряжения сети в процентах много меньше искажения тока реактора. В данном случае при испытаниях реактора РТУ-100000/220 напряжение в точке подключения имело очень низкий уровень дополнительного искажения высшими гармониками (ниже 1%) как для случая, когда к реактору было подключено УКФ, так и при его отключении. Кстати говоря, аналогичное положение было и при испытаниях в условиях эксплуатации реактора РТУ-25000/110-У1 [5].

Следует привести также следующие соображения общего порядка. Устройства плавного регулирования реактивной мощности всех типов (статические компенсаторы СТК, тиристорно-реакторные группы ТРГ, управляемые шунтирующие реакторы трансформаторного типа УШТР [6]) используют тиристорные преобразователи, мощность которых равна полной мощности установки. В реакторах типа РТУ, управляемых подмагничиванием, мощность преобразователя мала (порядка 1%), а используется ярко выраженный вентильный характер характеристики намагничивания стали. Эта особенность характеристики имеет место при индукции, существенно превышающей индукцию насыщения стали. В тиристорных вентилях имеется два состояния — проводящее и не проводящее. В «магнитном вентиле» также имеется два состояния, когда в одном из них обмотка с ненасыщенным ферромагнитным стержнем имеет очень большую индуктивность, а в другом, при насыщении стержня, — весьма небольшую индуктивность. Вентильные свойства всех плавно регулируемых устройств и являются главной причиной возникновения не-

линейных искажений тока, из-за чего в случае необходимости применяют электрические фильтры. Как показали теоретические расчеты и исследования математических моделей, в управляемых подмагничиванием реакторах нелинейные искажения при прочих равных условиях несколько меньше, чем в других устройствах, так как в электромагнитной части между обмотками имеются дополнительные благоприятные магнитные связи. Поэтому мощность фильтров у них оказывается ниже.

При сравнении различных устройств плавного регулирования индуктивности имеет смысл обратить внимание еще на одно важное обобщающее обстоятельство. Дело в том, что все высоковольтные управляемые источники и потребители реактивной мощности так или иначе имеют высоковольтные обмотки и индуктивные связи. В УР типа РТУ и в УШРТ это — высоковольтные сетевые обмотки (кроме них есть еще обмотки управления и компенсационные обмотки). В СТК и ТРГ это — высоковольтные и низковольтные обмотки понизительных трансформаторов, так как преобразователь на полную мощность существенно выгоднее и проще делать на низком напряжении, а не на напряжении сети 110–500 кВ. Наличие высоковольтных сетевых обмоток и трансформаторных (индуктивных) связей приводит к тому, что все вопросы обеспечения необходимых режимов в сети (пофазное регулирование мощности, обеспечение режимов АПВ и повторных АПВ, гашение дуги в паузе АПВ и др.), все вопросы воздействия возникающих в сети коммутационных и грозовых перенапряжений (влияние перенапряжений на источники регулируемой реактивной мощности и влияние источников на сеть при перенапряжениях) решаются одинаковым образом с очень небольшими отличиями. И эти отличия при необходимости в УР могут быть преодолены несколькими уже разработанными схемными и конструктивными техническими решениями. При отмеченной схожести принципиальных электромагнит-

ных процессов, определяющих применение тех или иных типов регулируемых устройств реактивной мощности, сказываются многие дополнительные обстоятельства. К ним относятся мощность и стоимость преобразователей, наличие в них существенных потерь, необходимость применения водяного охлаждения, более квалифицированного обслуживающего персонала на подстанции. При этом УР типа РТУ имеют несомненные преимущества перед другими альтернативными устройствами СТК, ТРГ, УШРТ, так как они по существу являются более простым трансформаторным оборудованием с пониженной стоимостью и потерями, традиционной системой охлаждения и традиционными требованиями к квалификации обслуживающего персонала на подстанции. К тому же благоприятным обстоятельством является успешный опыт производства УР на заводах России и Украины и, что наиболее важно, уже имеющийся опыт эксплуатации УР во многих регионах (шунтирующий УР мощностью 25 МВА на подстанции 110 кВ «Кудымкар» — 3 года, УР мощностью 1,5 МВА, включенный параллельно конденсаторной батарее, на металлургическом заводе в г. Электросталь — 5 лет, более 50 дугогасящих УР — до 10 лет).

Вопросы быстродействия УР являются предметом пристального внимания специалистов, так как часто ошибочно считается, что эти реакторы очень инерционны. В результате испытаний получено, что без форсировки, при мощности преобразователя всего около 0,2% от номинальной мощности реактора (а это — мощность, необходимая для поддержания номинальной мощности реактора) время набора мощности от холостого хода до номинальной составляет 5 с. Но это — фактически только некоторый отвлеченный параметр, величина которого, определенная экспериментально, хорошо совпала с теоретическим расчетом. При использовании полной мощности преобразователя (для обеспечения режимов с форсировкой подмагничивания), которая составляет около 1% мощно-

сти реактора, время набора мощности по осциллограмме переходного процесса составляет 0,4 с. Примерно такое же время форсированного сброса мощности от номинальной до мощности холостого хода (рис. 4).

Полученные при испытаниях в сети реактора РТУ-100000/220 параметры быстродействия вполне соответст-

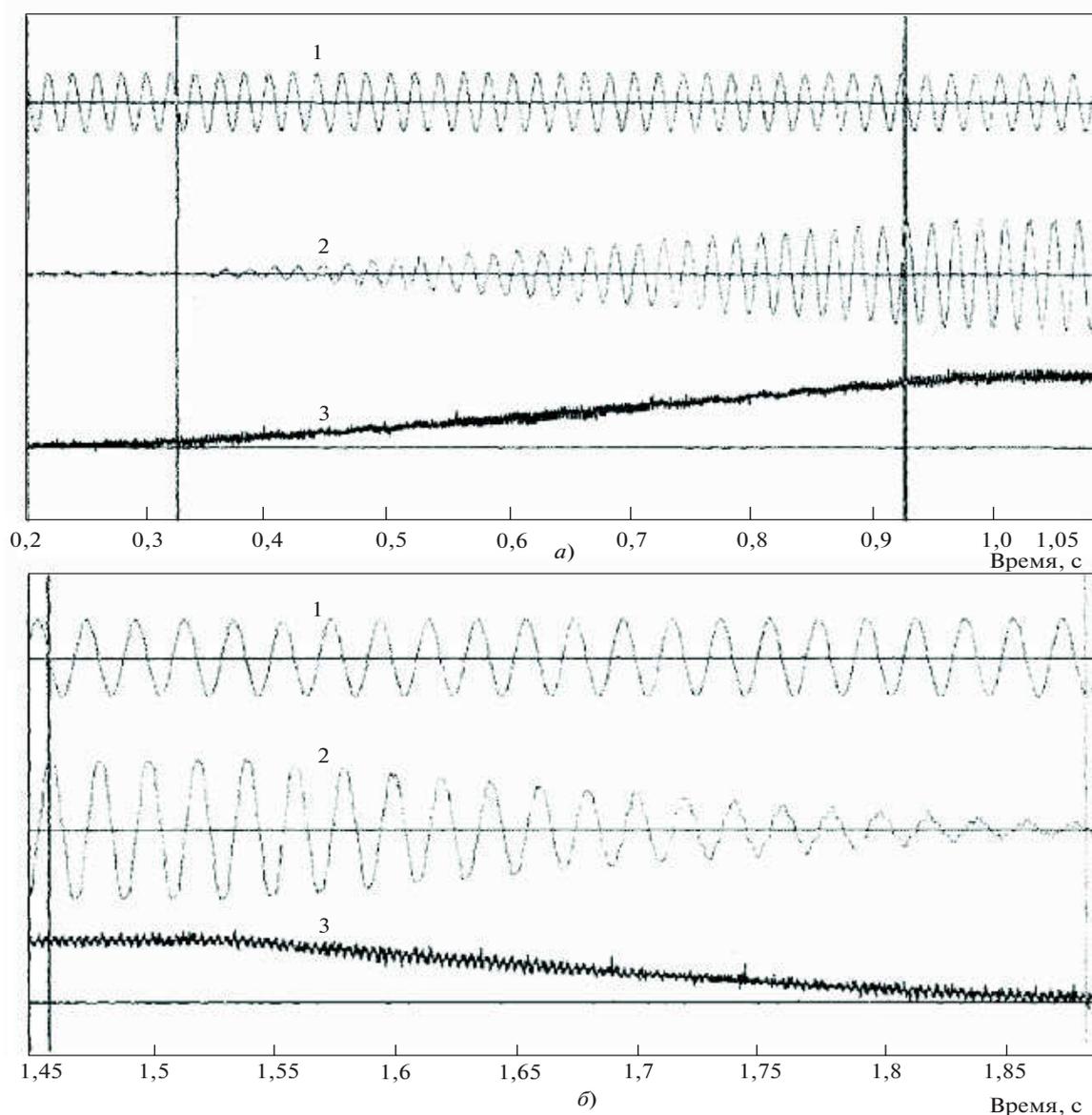


Рис. 4. Пример переходного процесса от режима потребления минимальной мощности или мощности холостого хода (практически нулевой) к номинальной (а) и обратный переход к режиму холостого хода (б): 1 — напряжение в сети 220 кВ, 2 — ток одной фазы управляемого реактора РТУ-100000/220, 3 — ток подмагничивания

вуют ранее полученным теоретическим расчетам [1]. В частности, время набора мощности управляемого реактора можно оценить по формуле

$$t = \frac{TB_s Q_p}{4,44 B_m K Q_{\text{пр}}},$$

где $T=1/f$ – период напряжения частоты f ($f=50$ Гц, $T=0,02$ с), B_s – индукция насыщения стали, $B_s=2$ Тл, B_m – индукция в стержне, $B_m=1,7 \div 1,9$ Тл, Q_p – мощность реактора, $Q_{\text{пр}}$ – мощность преобразователя системы управления (подмагничивания), K – условный коэффициент, близкий к единице, значение которого зависит от того, каким образом определено понятие мощности выпрямителя.

Из формулы следует, что быстродействие реактора может быть существенно увеличено (когда это диктуется обоснованными требованиями эксплуатации, а это требуется далеко не всегда) при увеличении мощности преобразователя, питающего обмотки подмагничивания. Фактически УР становится безынерционным при мощности преобразователя, равной примерно 25% мощности реактора, но это – достаточно большая мощность, хотя она и не равна 100%, как в альтернативных вариантах – СТК, ТРГ, УШТР. К тому же мощность 25% должна использоваться кратковременно, только в переходных режимах форсировки. Для удовлетворения реальных требований эксплуатации оказывается вполне достаточной мощность преобразователя на уровне 1% мощности реактора.

Быстродействие реактора помимо прочего можно характеризовать временем набора мощности при включении УР в сеть. Этот параметр важен, например, для работы реактора в режимах автоматического повторного включения (ОАПВ). Поэтому при испытаниях реактора РТУ-100000/220 были проведены и такие опыты. В результате многократно зафиксировано, что реактор практически безынерционно (за время ме-

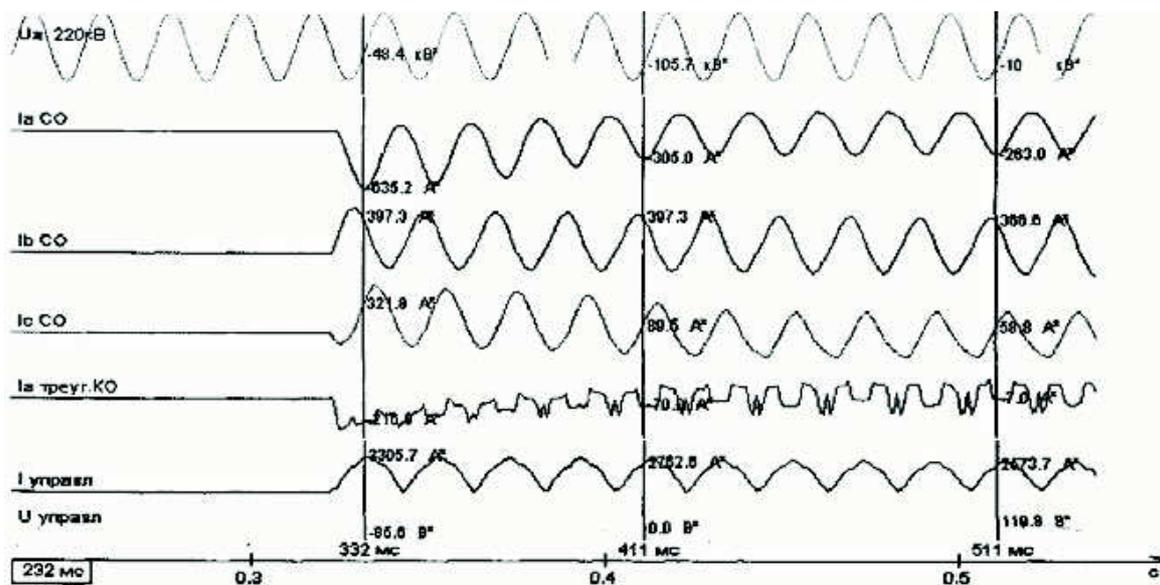


Рис. 5. Переходный процесс подключения реактора к сети 220 кВ (реактор предварительно подмагничен маломощным выпрямителем): I – напряжение в сети 220 кВ; II – фазные токи управляемого реактора РТУ-100000/220 (токи сетевых обмоток СО); III – ток в одной фазе компенсационной обмотки, соединенной в треугольник; IV – ток подмагничивания в цепи управления

ныше полупериода промышленной частоты) выходит на полную мощность (рис. 5). Данный результат получен не случайно, в схеме реактора предусмотрено создание в стержнях магнитопровода реактора некоторой начальной индукции (порядка остаточной индукции в стали), для чего имеется специальный маломощный преобразователь (мощность менее 1 кВт, т.е. малые доли процента номинальной мощности реактора) с независимым от напряжения на реакторе питанием.

Для реактора РТУ-100000/220 полученных параметров быстрого действия вполне достаточно, поскольку его основным назначением на подстанции является стабилизация напряжения при изменении графика нагрузки в течение суток.

Учитывая некоторые сомнения специалистов в быстродействии УР, в настоящее время разработчики и изготовители реакторов РТУ и РУОМ всего диапазона мощностей (от сотен кВА до сотен МВА) и всех классов напряжений (от 6 до 500 кВ) предложили и освоили новые оригинальные техниче-

ские решения (схемные и конструктивные) всех элементов комплексов реакторов, которые могут при необходимости обеспечить быстроедействие вплоть до 0,1 с [2–4], а иногда и выше (например, для управляемых подмагничиванием дугогасящих реакторов – порядка 0,01–0,02 с [5]). Это значит, что разработчики и производители УР готовы выполнить самые строгие технические требования, предъявляемые специалистами в области электроэнергетики, в частности для сетевых шунтирующих реакторов.

В реакторе РТУ-100000/220 регулирование мощности производится одновременно в трех фазах. При необходимости (а это может потребоваться в линейных шунтирующих реакторах) в реакторах РТУ может быть осуществлено и пофазное регулирование мощности.

Далее приводятся основные технические параметры УР типа РТУ-100000/220, подтвержденные сетевыми испытаниями:

Номинальная мощность, МВА	100
Диапазон плавного регулирования потребляемой реактивной мощности, Мвар	–2,5...+113
Номинальное напряжение, кВ.	242
Максимальное рабочее напряжение, кВ.	254
Номинальный ток сетевой обмотки, А	238
Максимальный длительно допустимый ток сетевой обмотки, А	261
Ток холостого хода при номинальном напряжении, %	<1
Мощность преобразователя с трансформатором системы подмагничивания (ТМП), МВА (%)	1 (1)
Номинальный ток подмагничивания, А	1900
Ток предварительного подмагничивания, А.	50
Среднеквадратичное значение высших гармоник сетевой обмотки:	
– в номинальном режиме и режиме ХХ, %	<1
– в промежуточных режимах нагрузки, А (%)	≤6 (≤2,5)
Время набора мощности от режима холостого хода до номинальной (и обратно), с.	0,4

Время переходного процесса при включении на номинальный режим с предварительным независимым маломощным подмагничиванием, с	<0,01
Диапазон уставки по напряжению в автоматическом режиме, кВ	220–245
Заданный статизм регулятора системы управления, % (кВ)	2 (4,5)
Реальное влияние на снижение напряжения сети 220 кВ при загрузке от режима холостого хода до номинальной (в зависимости от режима системы), кВ	10–15
Режимы работы	Автоматическая стабилизация напряжения на шинах 220 кВ или ручное регулирование потребляемой мощности и сетевого тока.

По результатам испытаний на заводе полные потери при номинальной мощности и номинальном напряжении составляют 558 кВт, потери холостого хода — 87,7 кВт. Масса электромагнитной части реактора — 183 т, масса меди — 21,722 т, стали — 64,239 т, масла — 62 т.

Эти и другие технические параметры находятся в пределах, нормируемых по согласованным техническим условиям.

Особенно большое значение для разработчиков УР имеет тот факт, что экспериментальные данные, полученные при сетевых испытаниях, совпали с результатами многочисленных расчетов на стадии проектирования реактора и составления программы его испытаний, с результатами теоретических исследований, предшествовавших разработке реактора. Это вселяет уверенность в более ускоренное и широкое применение УР.

Представляет интерес остановиться на некоторых особенностях применения реактора РТУ-100000/220 на подстанции «Чита». Основное назначение реактора — регулирование реактивной мощности и стабилизация напряжения. До его установки в системе Читаэнерго из средств регулирования реактивной мощности имелось два неуправляемых шунтирующих

реактора мощностью по 100 Мвар, установленных на шинах ТЭЦ-1 и Харанорской ГРЭС. При этом реактор на шинах ТЭЦ-1 в летний период коммутируется выключателем не менее двух раз в сутки. Использование управляемого реактора, позволяющего неограниченное количество раз изменять свою мощность в пределах регулировочного диапазона, дает возможность избежать указанных коммутаций, соответствующих резких изменений напряжения 220 кВ и ежегодных двухразовых ремонтов (ревизий) выключателя присоединения. Реактор РТУ-100000/220 в системе оказался необходим также из-за того, что вводимая на подстанции «Чита-500» новая воздушная линия ВЛ-220 в габаритах 500 кВ не может включаться на холостой ход или в режимах АПВ без установки указанного реактора на подстанции.

Уже упомянутые установленные для компенсации реактивной мощности в Читаэнерго вблизи подстанции «Чита» две трехфазные группы однофазных неуправляемых реакторов мощностью по 33 Мвар на напряжение 110 кВ соединены с сетью 220 кВ через два автотрансформатора мощностью по 125 МВА 220/110 кВ. Стоимость одного нового комплекта такого оборудования существенно (на 30%) больше, чем стоимость одного реактора РТУ-100000/220, что и предопределило решение о его установке на подстанции «Чита» вместо автотрансформатора с неуправляемым реактором.

Кроме стоимостных показателей, дополнительным весьма важным преимуществом при использовании реактора РТУ-100000/220 с автоматическим плавным регулированием мощности вместо автотрансформатора с неуправляемым реактором и многократно коммутируемым выключателем является экономия потерь. Нагрузочные потери (потери КЗ) автотрансформатора составляют 315 кВт, его потери холостого хода — 65 кВт, потери в трех однофазных неуправляемых реакторах — 3 по 125 кВт — 375 кВт, в сумме 755 кВт. Потери в реакторе РТУ-100000/220 при минимальной мощности (в режиме холо-

стого хода) составляют 90 кВт, при номинальной нагрузке — 560 кВт. Так как коэффициент загрузки суточного графика реактора порядка 0,3, то средние за сутки потери реактора получаются равными не 500 кВт, а существенно меньшими, ориентировочно на уровне 250 кВт, что в несколько раз меньше суммарных потерь в автотрансформаторе и неуправляемых реакторах.

В заключение можно отметить, что технические характеристики и экономические показатели реакторов РТУ-100000/220 и РТУ-25000/110 не имеют аналогов в мировом электромашиностроении. По конструкции, условиям и простоте эксплуатации УР сопоставимы с обычным трансформаторным и реакторным оборудованием, а по функциональным возможностям являются автоматически регулируемые электротехническими комплексами, на новом уровне решающими многие вопросы управления и оптимизации режимов работы электрических сетей. Стоимость этих реакторов существенно ниже альтернативных вариантов.

Управляемые подмагничиванием реакторы имеют целый ряд положительных особенностей, что заслуженно привлекает к ним внимание при разработке новых высоковольтных и сверхвысоковольтных ЛЭП, а также при модернизации уже существующих ЛЭП. Высокий уровень научной и инженерной проработки проблем, связанных с расчетами и производством этих реакторов, накопленный опыт их изготовления и эксплуатации дают основание рассчитывать на широкое внедрение этого нового прогрессивного вида электротехнического оборудования.

В настоящее время согласование технических условий на поставку, сопровождение производства, комплексные испытания на месте установки, гарантийное обслуживание УР выполняет специально организованный для этих целей научно-инженерный центр — ОАО «Электрические управляемые реакторы» («ЭЛУР»), производителями оборудования, входяще-

го в состав управляемых реакторов, являются ОАО «Запорожтрансформатор» (электромагнитные части реакторов), ОАО «Раменский электротехнический завод «Энергия» (нейтралер), ООО «Энергия-Т» (г. Тольятти) (трансформатор-преобразователь, укомплектованный системой управления, устройство коррекции формы тока), в разработке всех элементов комплекса электротехнического оборудования, проведении исследований и испытаний участвует ГУП «Всероссийский электротехнический институт» (ВЭИ). Партнерство предприятий основано на многостороннем Соглашении о сотрудничестве заводов и научных организаций в области управляемых реакторов, действующем уже несколько лет.

Литература

1. **Управляемые** реакторы. — Электротехника, 1991, № 2.
2. **Электромагнитные** процессы в мощных управляемых реакторах / М.А. Бики, Е.Н. Бродовой, А.М. Брянцев и др. — Электричество, 1994, № 6.
3. **Управляемые** подмагничиванием шунтирующие реакторы — новое электротехническое оборудование / А.М. Брянцев, Б.И. Базылев, М.А. Бики и др. — Электротехника, 1999, № 7.
4. **Управляемые** подмагничиванием дугогасящие реакторы с автоматической компенсацией емкостного тока замыкания на землю для сетей 6–35 кВ / А.М. Брянцев, А.И. Лурье, А.Г. Долгополов и др. — Электричество, 2000, № 7.
5. **Результаты** внедрения и промышленной эксплуатации управляемого подмагничиванием трехфазного шунтирующего реактора 110 кВ мощностью 25000 кВА в Пермэнерго / А.М. Брянцев, А.Г. Долгополов, А.И. Лурье и др. — Электрические станции, 2001, № 12.
6. **Александров Г.Н.** Быстродействующий управляемый реактор трансформаторного типа 420 кВ, 50 Мвар пущен в эксплуатацию. — Электричество, 2002, № 3.

Впервые опубликовано: «Электротехника» № 1, 2003. С. 22–30.

Три года промышленной эксплуатации управляемого подмагничиванием трехфазного шунтирующего реактора 110 кВ, 25000 кВА на подстанции «Кудымкар» Пермэнерго

**Долгополов А.Г., Долгополов С.Г.,
Зайцев А.И., Шипицин В.П.**

Головной промышленный образец управляемого реактора типа РТУ-25000/110-У1 был изготовлен в 1997 г. кооперацией трех организаций: электромагнитная часть – Запорожским трансформаторным заводом, система подмагничивания – Раменским заводом «Энергия», система управления – Научно-техническим центром ВЭИ в г. Тольятти. В 1998 г. реактор прошел комплексные приемо-сдаточные испытания и последующую опытно-промышленную эксплуатацию на мощном испытательном стенде НТЦ ВЭИ в г. Тольятти. В мае 1999 г. реактор был отправлен заказчику – в Северные электрические сети Пермэнерго, смонтирован на головной подстанции 110 кВ г. Кудымкар и в сентябре после проведения пуско-наладочных работ запущен в эксплуатацию совместно с существующей конденсаторной батареей установленной мощностью 52 Мвар.

Технико-экономическое обоснование применения реактора на подстанции «Кудымкар» и расчет режимов проводился специалистами Санкт-Петербургского государственного технического университета совместно со службой режимов Пермэнерго. Научно-техническое сопровождение проекта и координацию работ осуществляли московские организации – ОАО «Электрические управляемые реакторы», ВЭИ им. В.И. Ленина и департамент электрических сетей РАО «ЕЭС России». В настоящей статье приведены основные технические решения,

функциональные возможности реакторов данной серии и результаты трехлетней промышленной эксплуатации головного образца в Пермэнерго.

Основным назначением управляемого реактора является стабилизация напряжения и снижение потерь от перетоков реактивной мощности на головной подстанции «Кудымкар», которая получает питание от энергосистемы Пермэнерго двумя линиями 110 кВ протяженностью более 100 км. Резко переменный суточный и сезонный график нагрузок при значительной удаленности от центра питания приводил к регулярным отклонениям напряжения в пределах от 97 (без батареи конденсаторов) до 120 кВ, ежедневной коммутации существующей конденсаторной батареи (число коммутаций в год доходило до 800) и постоянной работе устройств РПН трансформаторов (около 1800 переключений в год). Броски напряжения при коммутации конденсаторов достигали 10–15 кВ. Ситуация усугублялась наличием отходящих на север тупиковых линий 110 кВ, длина которых также превышает 100 км. Наряду с ненормативными отклонениями напряжения и износом выключателей с устройствами РПН энергосистема несла дополнительные затраты от потерь при перетоках реактивной мощности от центра питания при отключенной конденсаторной батарее и в обратном направлении при ее включении. В качестве альтернативного варианта развития энергоузла рассматривалось строительство параллельной линии электропередач напряжением 220 кВ, затраты на сооружение которой более чем на порядок превышают стоимость установленного оборудования реактора 110 кВ.

По своему назначению и функциональным возможностям управляемый реактор совместно с батареей статических конденсаторов (БСК) выполняет функции аналогичного по мощности синхронного компенсатора, установленного на данной подстанции, либо статического тиристорного компенсатора (СТК) той же мощности. Однако, в отличие от этих вариантов

регулирования напряжения и реактивной мощности в узле нагрузки, управляемый реактор с БСК имеет не только значительно меньшую стоимость изготовления, но и существенно меньшие затраты на монтаж и эксплуатацию, поскольку основное высоковольтное оборудование реактора не отличается по условиям монтажа и эксплуатации от аналогичных по напряжению и мощности трансформаторов или неуправляемых реакторов, не требует закрытых помещений и высококвалифицированного специализированного персонала. Так, на данной подстанции реактор был успешно встроен в существующую схему с традиционным трансформаторным оборудованием, а его эксплуатация не потребовала какого-либо увеличения штата персонала или его переквалификации.

Управляемый подмагничиванием реактор типа РТУ-25000/110-У1 обладает следующими техническими и функциональными показателями:

Номинальная мощность, кВА	25000
Номинальное напряжение, кВ.	121
Диапазон изменения мощности, кВА	250–25000
Номинальный ток фазы сетевой обмотки, А.	114
Максимальная скорость изменения мощности, кВА/с	20000
Максимальное значение любой из высших гармоник в токе фазы, А.	≤5
Потери холостого хода, кВт	≤25
Потери короткого замыкания, кВт	≤175
Средний уровень шума в любом режиме, дБА.	≤85
Номинальная мощность трансформатора подмагничивания, кВА	160
Номинальный выпрямленный ток подмагничивания, А	800
Диапазон уставки по напряжению, кВ	105–125

Система управления, регулирования, защиты и автоматики (СУРЗА) реактора предусматривает три режима работы: ручной режим с заданным оператором значением фазного тока реактора, режим автоматизированного поддержания за-

данного значения реактивной мощности и основной режим — автоматической стабилизации напряжения в узле нагрузки.

Благодаря незначительной величине тока холостого хода реактора (менее 1 А) допускается его прямое подключение к линии или шинам подстанции через разъединитель, что также существенно снижает стоимость проекта по сравнению с СТК, в котором необходим и понижающий трансформатор, и высоковольтный выключатель. Однако, в данном случае на подстанции «Кудымкар» реактор включен в схему параллельно с БСК через общий с ней ранее существующий выключатель 110 кВ. По рекомендациям НТЦ ВЭИ, выработанным в результате испытаний и опытной эксплуатации в г. Тольятти, выбран состав защит и их уставок с действием на совместное отключение РТУ и БСК в аварийных режимах.

Теория работы и принцип действия управляемых подмагничиванием реакторов с предельным насыщением магнитной цепи описаны в [1–3]. Принципиальная электрическая схема РТУ-25000/110-У1 приведена на рис. 1. Фазы сетевой обмотки

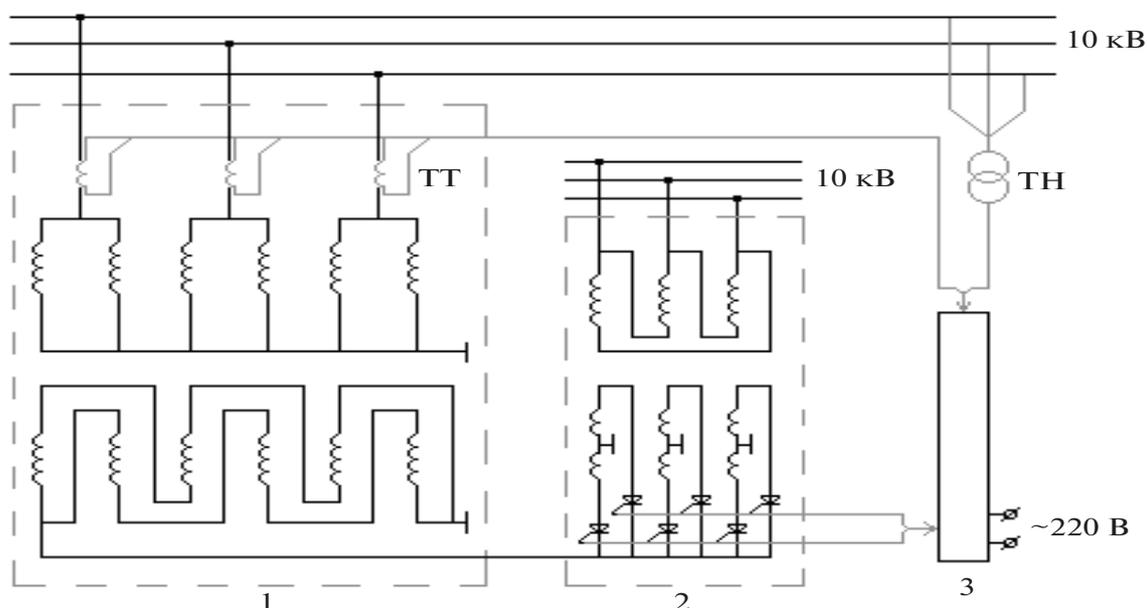


Рис. 1. Принципиальная электрическая схема РТУ 25000/110-У1: 1 — электромагнитная часть РТДУ- 25000/110; 2 — трансформатор со встроенным преобразователем ТМП-160/10(120/800); 3 — система управления СУРЗА (РТУ-25000/110)

реактора соединены в двойную звезду с заземленными нейтральными, имеют встроенные трансформаторы тока и подключены к шинам подстанции. Обмотка подмагничивания соединена в двойной разомкнутый треугольник и подключена эквипотенциальными по переменному току выводами к выходу преобразователя, встроенного в трансформатор подмагничивания со схемой соединения «треугольник – шестилучевая звезда». Система управления связана с измерительными трансформаторами и управляющими входами преобразователя – шестипульсного выпрямителя.

Конструктивно комплекс управляемого реактора состоит из электромагнитной части РТДУ-25000/110-У1 в трехфазном исполнении, трансформатора подмагничивания со встроенным преобразователем ТМП-160/10 и системы управления СУРЗА. Электромагнитная часть аналогична по исполнению, монтажу и обслуживанию двухобмоточному трансформатору того же класса, располагается на территории открытого распределительного устройства рядом с конденсаторной батареей и подключена совместно с БСК к шинам 110 кВ подстанции через общий выключатель 110 кВ. Преобразователь ТМП-160/10 установлен рядом с электромагнитной частью на железобетонных стойках, подключен к ячейке ЗРУ-10 кВ кабелем и соединен с выводами обмотки подмагничивания ошиновкой. СУРЗА располагается на пульте управления подстанции, подключена к трансформаторам тока фаз реактора и трансформатору напряжения шин подстанции, а выходными цепями – к входам управления преобразователем ТМП. При изменении выходного сигнала управления СУРЗА от 2 до 7 В выходной ток преобразователя через обмотку подмагничивания реактора изменяется в пределах от 0 до 800 А, при этом фазные сетевые токи реактора соответственно изменяются в пределах от тока холостого хода до номинального.

Поскольку стабилизация напряжения на шинах подстанции 110 кВ при изменении суточного графика нагрузок не

требует повышенного быстродействия, техническим заданием для головного образца предусмотрена постоянная времени по изменению мощности реактора 1 с. При этом номинальная мощность подмагничивания составляет 0,4% от номинальной мощности реактора, что существенно упрощает и удешевляет стоимость ТМП.

Головной образец реактора прошел три цикла испытаний – при изготовлении составных частей комплекса на соответствующих предприятиях проведены заводские испытания, на испытательном стенде в Тольятти прошли комплексные испытания оборудования, на подстанции «Кудымкар» в ходе пуско-наладочных работ выполнен цикл приемо-сдаточных испытаний в соответствии с утвержденной программой. Все этапы испытаний подтвердили соответствие реактора и его составных частей требованиям технического задания и технических условий на реакторы данной серии.

После монтажа, приемки и наладки составных частей комплекса на подстанции «Кудымкар» были проведены следующие виды испытаний реактора совместно с БСК в следующих режимах:

- статические режимы и нелинейные искажения тока сетевой обмотки,
- коммутационные режимы,
- автоматические режимы работы.

В таблице приведены регулировочные характеристики реактора с БСК, которые характеризуют изменение установившихся значений фазных сетевых токов реактора в зависимости от напряжения управления и тока подмагничивания, а также влияние степени загрузки реактора на напряжение шин подстанции в типичных режимах нагрузки.

В таблице приняты следующие обозначения: $U_{\text{вых.СУРЗА}}$ – выходное напряжение системы управления, $I_{\text{ОУ.РТУ}}$ – ток в обмотке управления реактора, $I_{\text{ф.РТУ}}$ – фазный ток сетевой

обмотки реактора, $U_{л.шин}$ – линейное напряжение шин 110 кВ подстанции.

$U_{\text{ВЫХ.СУРЗА}}, \text{ В}$	2,5	3,0	3,4	3,8	4,25	5,0	7,25
$I_{\text{ОУ.РТУ}}, \text{ А}$	34	113	252	430	577	740	940
$I_{\text{Ф.РТУ}}, \text{ А}$	20	40	60	80	100	120	142
$U_{\text{Л.ШИН}}, \text{ В}$	117	116	114	112	110,5	109	107

Регулировочные характеристики реактора исследованы в ходе многократных включений и изменения потребляемой мощности с помощью системы управления. В результате получены следующие результаты:

Ток холостого хода (действующее значение) $I_{\text{ХХ}}, \text{ А} \dots \dots \dots 0,6$
 Максимальный ток фазы реактора при полностью
 открытых тиристорах преобразователя ТМП $I_{\text{max}}, \text{ А} \dots \dots \dots 142$
 Ток полупериодного насыщения (минимум нелинейных
 искажений в сетевом токе реактора) $I_{\text{п.п}}, \text{ А} \dots \dots \dots 117$

Эффективность регулирования напряжения в точке подключения реактора (на шинах 110 кВ подстанции Кудымкар) составляет 70 В на 1 А изменения сетевого тока реактора.

В ходе исследований динамических режимов получены следующие экспериментальные данные:

– время перехода реактора от режима холостого хода (0,6 А) до номинального тока (114 А) при полностью открытых тиристорах ТМП составляет 5 с, что соответствует расчетным значениям;

– постоянная времени набора мощности в режиме автоматической стабилизации напряжения составляет 1,5 с;

– постоянная времени сброса мощности составляет около 2 с.

Характерные осциллограммы переходного процесса набора мощности реактора приведены на рис. 2. Осциллограммы получены с помощью многоканального цифрового регистратора

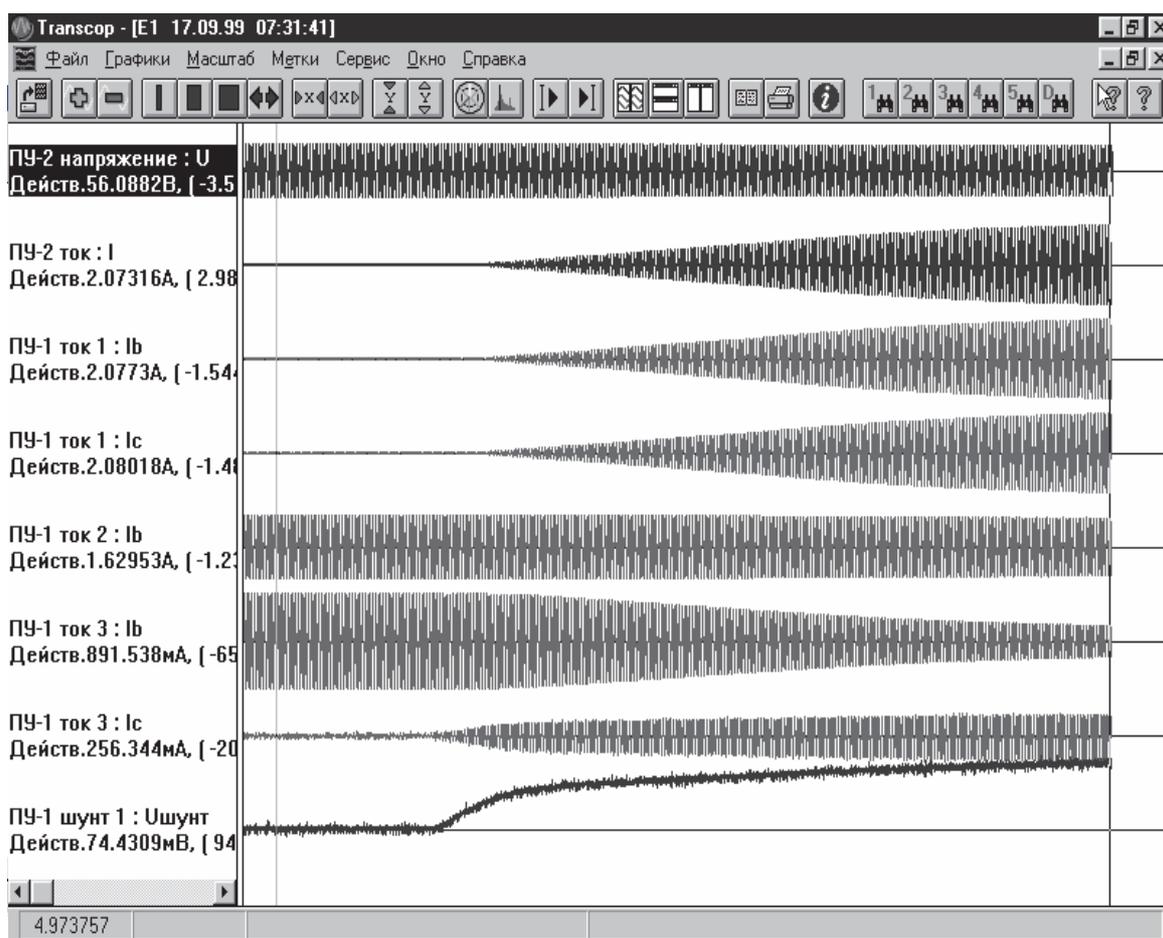


Рис. 2. Осциллограммы переходного процесса набора мощности реактора (сверху вниз: напряжение шин 110 кВ подстанции, три фазных тока реактора, ток фазы конденсаторной батареи (БСК), общий ток присоединения, ток фазы ТМП и ток подмагничивания в обмотке управления реактора)

аварийных процессов (ЦРАП) производства «Парма», г. Санкт-Петербург.

На подстанции «Кудымкар» по результатам осциллографирования стационарных режимов работы реактора от холостого хода до номинального режима через каждые 20 А фазного тока анализировался гармонический состав сетевого тока и напряжения шин подстанции. Характерные осциллограммы для номинального значения тока фазы приведены на рис. 3.

Как видно из приведенных осциллограмм, зарегистрированный максимум высших гармоник в фазном токе не превышает расчетных и допустимых по условиям эксплуатации

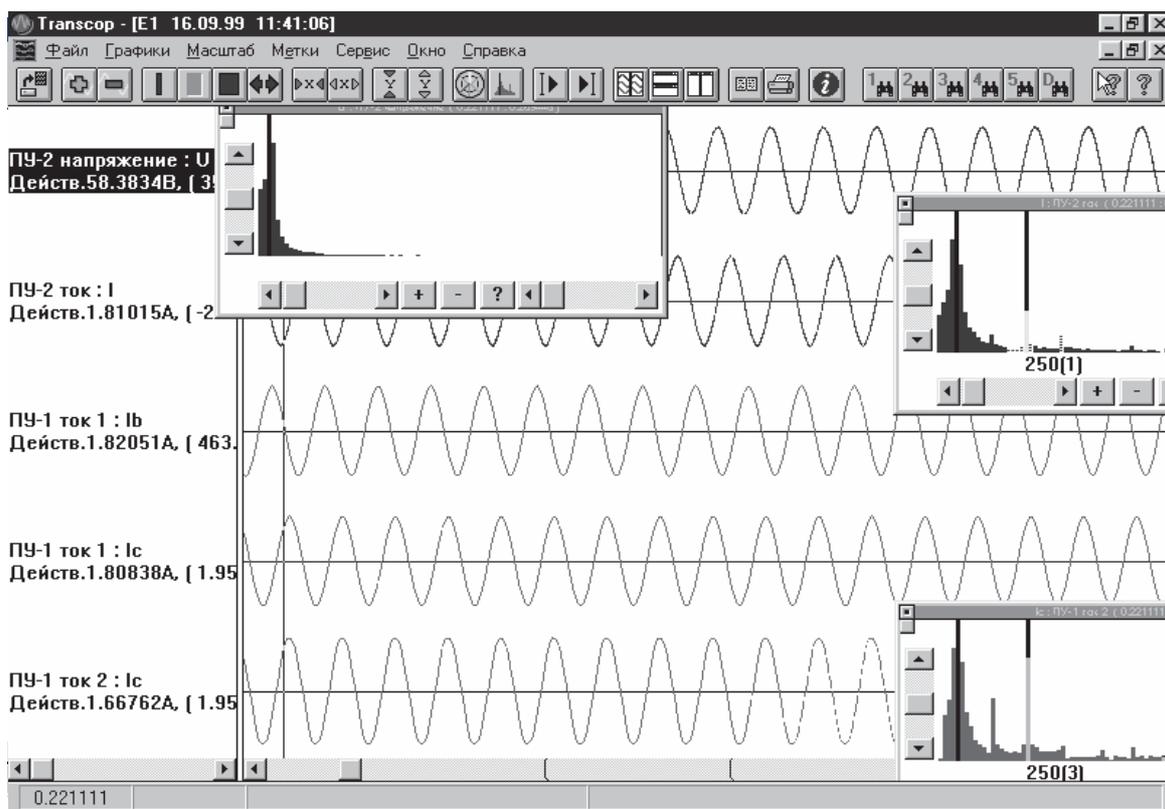
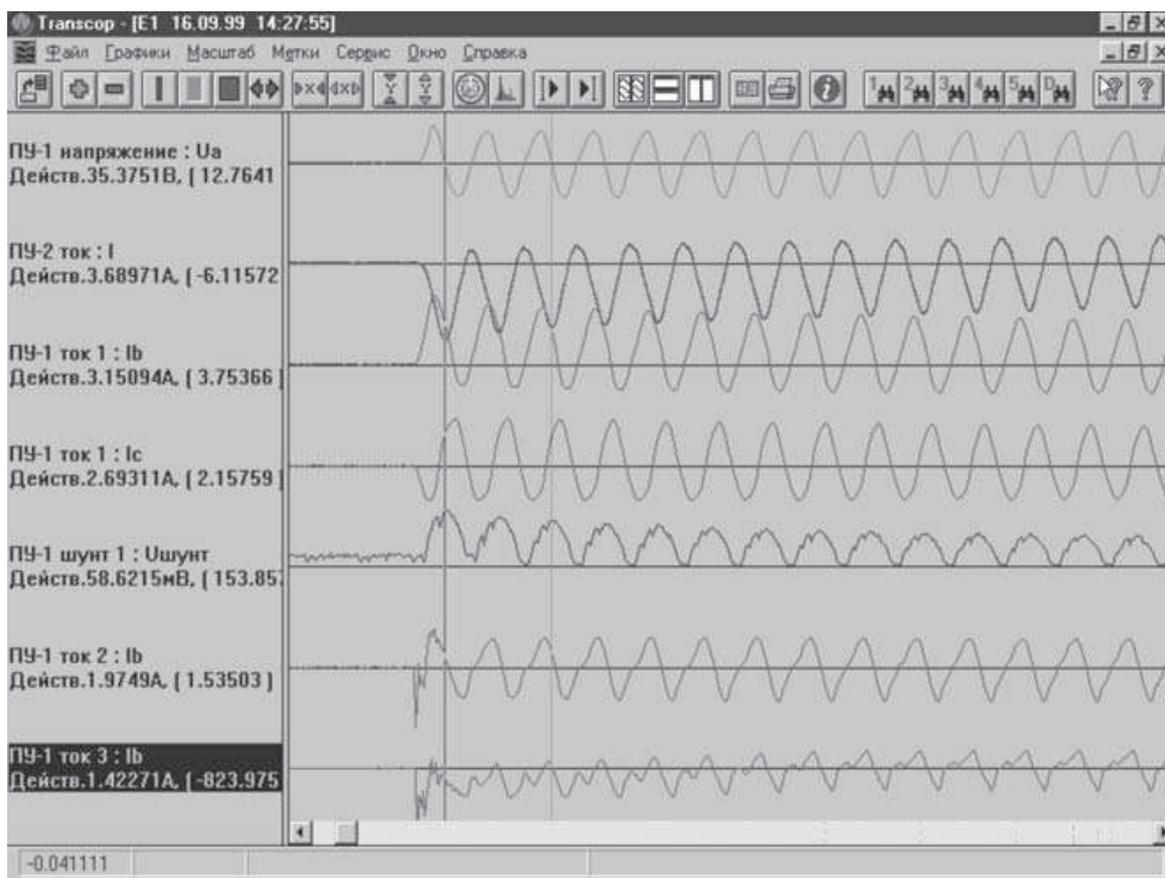


Рис. 3. Осциллограммы стационарного номинального режима работы реактора (сверху вниз: напряжение шин, три фазных тока реактора и ток фазы БСК)

(5%). При этом нелинейные искажения напряжения на шинах 110 кВ во всех режимах – не более 1%.

Коммутационные характеристики реактора исследовались путем многократных включений и отключений при различных значениях сетевого тока и тока подмагничивания как в режиме совместной работы с БСК, так и без конденсаторной батареи. При этом перенапряжений и нерасчетных бросков тока в обмотках реактора и прилегающей сети не наблюдалось. Максимальное значение тока фазы при включении подмагниченного реактора с учетом апериодической составляющей не превышает трехкратного номинального значения. Осциллограммы коммутационного режима включения с предварительным подмагничиванием реактора с БСК приведены на рис. 4. Наиболее оптимальным режимом включения с точки зрения отклонений напряжения является режим вклю-



чения БСК и реактора с предварительно установленным требуемым уровнем подмагничивания, поскольку это обеспечивает безынерционный выход реактора на установленный значением тока подмагничивания уровень потребления реактивной мощности.

В ходе промышленной эксплуатации реактора в автоматическом режиме работы осуществлялся круглосуточный контроль тока реактора и напряжения шин по каналам телемеханики. На рис. 5 приведен суточный график работы реактора с БСК в режиме автоматической стабилизации напряжения.

После 9 месяцев эксплуатации реактора на базе предприятия Северных электрических сетей Пермэнерго был проведен семинар с участием представителей департамента электриче-

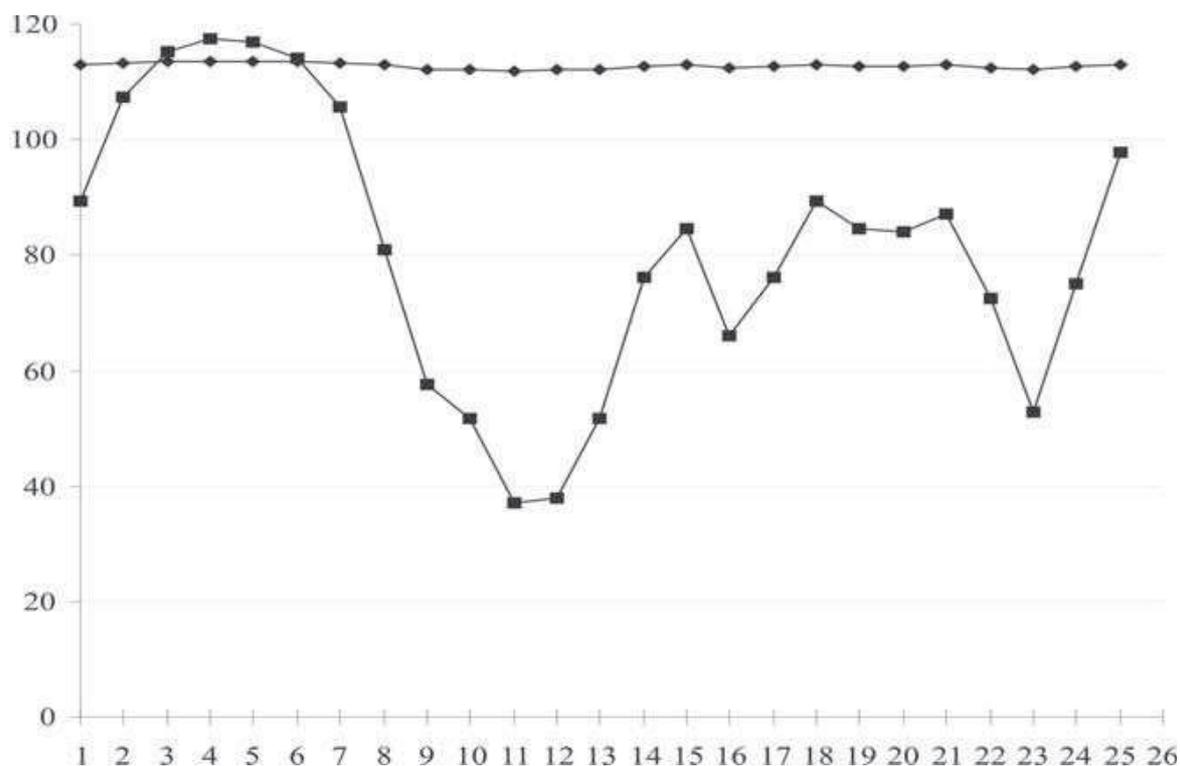


Рис. 5. Суточный график работы реактора с БСК в режиме автоматической стабилизации напряжения: 1 – напряжение шин; 2 – ток реактора

ских сетей РАО «ЕЭС России» и ряда энергосистем. В заключительных документах совещания зафиксированы следующие результаты промышленной эксплуатации головного образца управляемого реактора 110 кВ в Пермэнерго:

- колебания напряжения в точке подключения в режиме автоматической стабилизации ограничены величиной 1,5% относительно напряжения уставки;
- число коммутаций БСК и РПН сократилось примерно в 100 раз и составляет в среднем одно отключение в месяц;
- в часы максимумов графика нагрузок потери электроэнергии в прилегающей сети снижены на 2,5 МВт, что обеспечивает окупаемость реактора менее, чем за три года;
- в режиме автоматической работы реактор не требует вмешательства эксплуатационного персонала;
- обеспечено бесперебойное электроснабжение потребителей Коми-Пермяцкого автономного округа, что позволило

отложить строительство линии 220 кВ на север Пермской области на 10–15 лет.

За время эксплуатации с сентября 1999 года по настоящее время аварийных отключений реактора и ложных срабатываний релейной защиты не было. Претензий со стороны персонала подстанции к процессу эксплуатации реактора нет.

Выводы

1. Управляемый реактор РТУ-25000/110-У1 является эффективным средством стабилизации напряжения, снижения потерь и количества коммутаций выключателей и РПН в протяженных линиях с переменным суточным графиком нагрузки.

2. Совместно с батареей статических конденсаторов он может быть рекомендован к применению вместо синхронных и статических компенсаторов.

Литература

1. **Управляемые** реакторы. — Электротехника, 1991, № 2.
2. **Патент № 2132581 РФ.** Электрический управляемый подмагничиванием трехфазный реактор / А.М. Брянцев, А.Г. Долгополов, А.И. Лурье и др. // Открытия. Изобретения. 1999. № 18.
3. **Управляемые** подмагничиванием шунтирующие реакторы — новое электротехническое оборудование / А.М. Брянцев, Б.И. Базылев, А.Г. Долгополов и др. — Энергетик, 2000, № 1.

Впервые опубликовано: «Электротехника» № 1, 2003. С. 30–35.

Способы и алгоритмы управления мощностью трехфазного управляемого шунтирующего реактора с подмагничиванием

Брянцев А.М., Долгополов А.Г., Дубровина О.М.

Управляемые подмагничиванием реакторы с предельным насыщением магнитной цепи находят все более широкое применение как в распределительных сетях, так и на линиях СВН [1, 2]. Диапазон функциональных возможностей, заложенных в конструкцию этих реакторов, с одной стороны, и разнообразие требований к линейным и подстанционным реакторам различных классов напряжения, с другой стороны, определяют объем и сложность алгоритмов их управления.

К основным функциональным возможностям трехфазных управляемых подмагничиванием шунтирующих реакторов с предельным насыщением магнитной цепи можно отнести следующие:

- широкий диапазон плавного регулирования (от холостого хода до номинального или предельно допустимого значения мощности) с неограниченным числом переходов к требуемому значению потребляемой мощности;
- возможность длительной перегрузки до 120% и кратковременной до 200%;
- постоянная времени по регулированию мощности (быстродействие) по требованию заказчика или месту подключения может варьироваться от 0,1 до 1 с. При необходимости набор мощности при включении или двукратная форсировка осуществляются безынерционно (за один—два периода промышленной частоты);

– степень нелинейных искажений в сетевом токе реактора в зависимости от требований и соответствующего исполнения оборудования может быть снижена с 4 до 1% от $I_{\text{ном}}$;

– для расширения диапазона в сторону не только потребления, но и выдачи реактивной мощности, реактор может работать параллельно с конденсаторной батареей, в том числе с возможностью ее подключения к выводам вторичной обмотки (такой комплекс является полной заменой синхронного компенсатора);

– при соответствующем увеличении мощности вторичной обмотки, соединенной в треугольник, к ее выводам 10 кВ может подключаться нагрузка собственных нужд либо другая активная нагрузка подстанции (то есть реактор совмещает в себе функции трансформатора);

– при использовании реактора в качестве линейного на линиях с ОАПВ его исполнение меняется на пофазное с возможностью гашения дуги емкостного тока;

– состав оборудования реактора в зависимости от назначения и требований может меняться от минимального (электромагнитная часть с системой подмагничивания) до полного, включающего в себя широкий спектр дополнительного оборудования (фильтры, коммутаторы, конденсаторные установки, средства гашения дуги и т.д.);

– наряду с основными каналами управления – автоматической стабилизации напряжения в точке подключения и ручного регулирования потребляемого тока (мощности), в алгоритмы управления реактором могут закладываться дополнительные возможности (автоматизированное дистанционное управление мощностью, форсировка и расфорсировка, управление в паузах АПВ и ОАПВ, согласование с другими средствами регулирования и автоматики);

Таким образом, способы и алгоритмы управления, а, следовательно, соответствующий объем систем управления, регулирования, защиты и автоматики (СУРЗА) управляемого

шунтирующего реактора будут зависеть от его назначения и состава оборудования. Тем не менее, существующая практика разработки и внедрения реакторов 110, 220 и 330 кВ (соответственно в Кудымкаре, Чите и Барановичах) с аналоговыми системами управления показала, что схемотехника СУРЗА строится достаточно просто и надежно по пути наращивания основного ядра (с ручным и автоматическим управлением системой подмагничивания) дополнительными элементами (средствами отображения и диагностики, каналами внешнего управления и телеизмерения, дополнительными функциями предварительного подмагничивания, форсировки и расфорсировки, гашения дуги и т.д.).

Не рассматривая детально реализацию указанных выше функций и алгоритмов, остановимся подробнее на основных способах повышения надежности и функциональных возможностях, которые заложены в конструкцию и систему управления шунтирующих реакторов последней серии (РТУ напряжением от 35 до 500 кВ, мощностью от 32 до 180 Мвар).

Со времени разработки первых прототипов указанной серии были известны способы и устройства для управления подмагничиваемыми реакторами, которые содержат собственно реактор с обмотками, силовую схему для подмагничивания постоянным током, например, трансформатор с полупроводниковым преобразователем, а также систему импульсно-фазового управления, которая по заданному закону регулирования изменяет ток подмагничивания в обмотке управления реактора и тем самым меняет его индуктивность, а, соответственно, ток и потребляемую мощность сетевой обмотки [1].

В известных схемах и устройствах система подмагничивания требовала отдельного источника электропитания, например, подключения трансформатора с преобразователем к ячейке собственных нужд 6–10 кВ подстанции [2]. При этом напряжение синхронизации в систему управления подавалось с трансформатора напряжения шин подстанции, а поддержа-

ние заданного тока или мощности сетевой обмотки реактора производилось в замкнутом контуре регулирования пропорционально-интегральными регуляторами (ПИ-регуляторами) с существенной постоянной времени интегрирующего звена, в результате чего усложняются связи между составными частями реактора и оборудованием подстанции, а также возрастают время регулирования и колебательность системы регулирования в целом.

Кроме того, известная инерционность реактора, обладающего значительной индуктивностью, приводила к тому, что выход на требуемый режим потребления реактивной мощности происходил с задержкой, соответствующей постоянной времени сетевой обмотки реактора и составляющей в зависимости от мощности величину от 0,3 до 2 с. Однако для ряда применений, например, для трехфазных шунтирующих реакторов линий 220–500 кВ при включении линии на холостой ход такое время набора реактором реактивной мощности является неприемлемым и приводит к перенапряжениям на линии.

Для упрощения силовой схемы, повышения надежности и устойчивости регулирования, а также повышения быстродействия выхода на режим потребления реактивной мощности, в конструкцию и способы управления реакторов последней серии были внесены существенные изменения. Принципиальные конструктивные изменения в электромагнитной части позволили исключить электромагнитное взаимодействие обмоток постоянного и переменного тока в переходных и динамических режимах, что заложило основу возможностей повышения быстродействия вплоть до диапазона 0,05–0,1 с при установленной мощности системы подмагничивания 1–2%.

Набор других решений относится как к силовой схеме и составу оборудования, так и к способам управления реактором, который в любом варианте содержит сетевую обмотку, обмотку управления и компенсационную обмотку (последние

две могут быть выполнены совмещенными), а также трансформатор с полупроводниковым преобразователем для подмагничивания и систему импульсно-фазового управления. Из этих решений к принципиальным и основным можно отнести следующие:

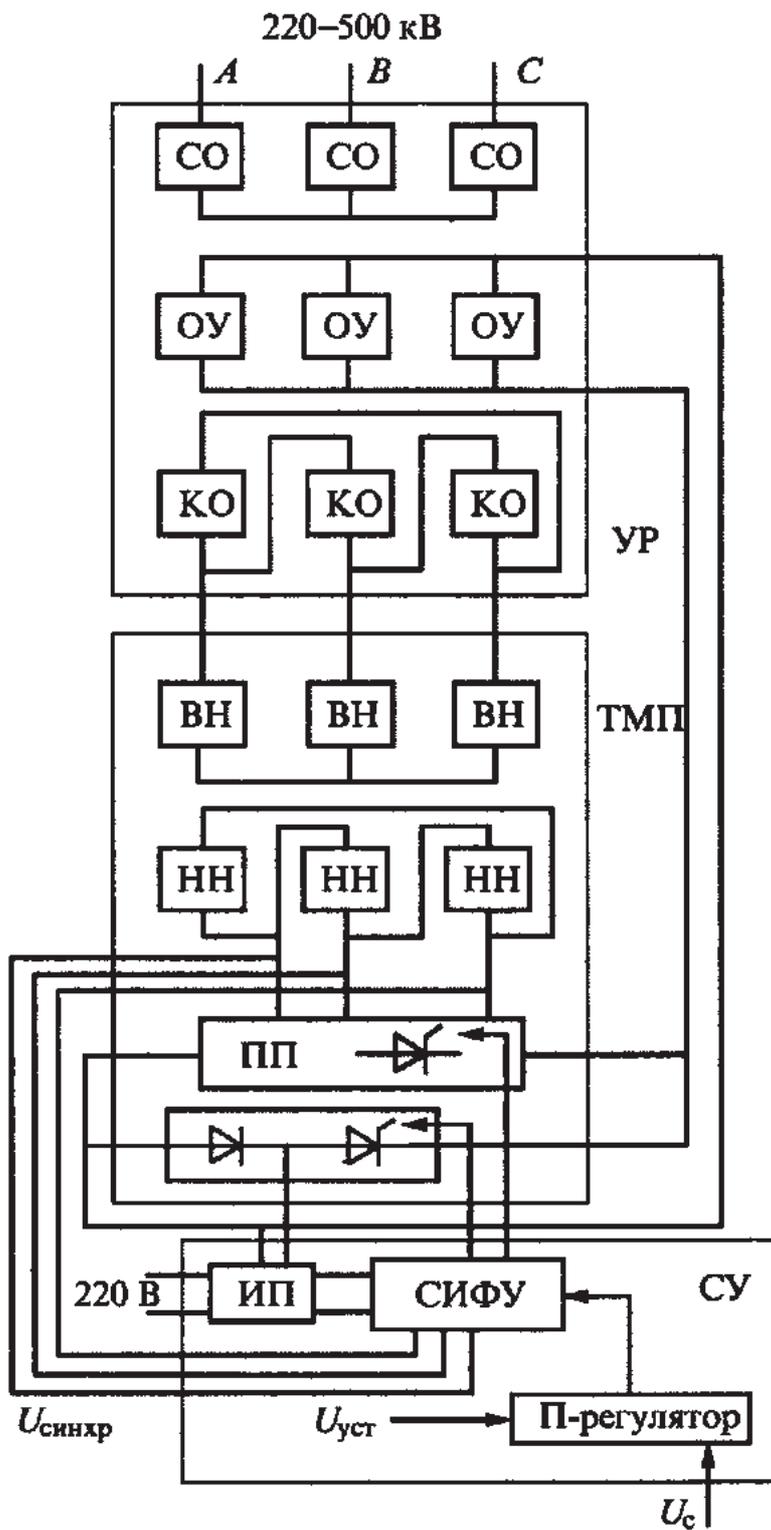
- трансформатор со встроенным преобразователем подключен к выводам компенсационной обмотки реактора;

- напряжение синхронизации для системы импульсно-фазового управления подается от вторичной обмотки трансформатора со встроенным преобразователем;

- регулирование тока в сетевой обмотке реактора производится по пропорциональному закону регулирования, в котором угол управления тиристорами преобразователя изменяется по линейной зависимости от рассогласования между напряжением уставки и напряжением в точке подключения реактора. При этом по мере превышения заданной уставки по напряжению угол управления тиристорами плавно изменяется от угла холостого хода до номинального, в результате чего соответственно нарастает ток подмагничивания в обмотке управления, а ток сетевой обмотки и мощность реактора увеличиваются от значений холостого хода до номинального;

- для уменьшения времени выхода на режим потребления реактивной мощности параллельно выходу преобразователя для подмагничивания к обмотке управления реактора подключена цепочка из последовательно соединенных диода и тиристора, на которые при условии отсутствия напряжения на реакторе непрерывно подается напряжение от источника предварительного подмагничивания, в результате чего магнитная система реактора имеет дозированное предварительное насыщение постоянным током обмотки управления. Реактор при появлении напряжения на сетевой обмотке безынерционно выходит на режим заданного значения потребляемой реактивной мощности.

Один из вариантов применения указанных решений для управляемого трехфазного шунтирующего реактора классов напряжения 220–500 кВ показан на рисунке. В данном случае



управляемый реактор (УР) содержит три трехфазных обмотки — сетевую (СО), управления (ОУ) и компенсационную (КО), расположенные соосно на соответствующих стержнях магнитопровода. Устройство подмагничивания постоянным током представляет собой отдельно стоящий трансформатор ТМП класса 10/0,4 кВ со встроенным полупроводниковым преобразователем (ПП) на стороне вторичной обмотки (ТМП — трансформатор масляный с преобразователем). Управление преобразователем ТМП осуществляется системой импульсно-фазового управления (СИФУ), которая обеспечивает открытие соответствующих тиристоров преобразователя с углом управления, заданным пропорциональным регулятором по напряжению (П-регулятором).

Сетевая обмотка управляемого реактора в данном случае соединена в звезду и подключается непосредственно к шинам подстанции или линии 220–500 кВ. Фазы обмотки управления соединены параллельно и подключены к выводам постоянного выходного напряжения преобразователя ТМП. Компенсационная обмотка, соединенная в треугольник и служащая для замыкания гармоник, кратных трем, имеет выводы из вершин треугольника, к которым подключается высоковольтная сетевая обмотка (ВН) трансформатора ТМП, соединенная в звезду. Вторичная обмотка (НН), соединенная в треугольник, питает преобразователь, тиристоры которого соединены по схеме Ларионова. Система импульсно-фазового управления реализуется любым из известных способов и подключается по цепям синхронизации к вторичной обмотке ТМП, а по опорному сигналу — к пропорциональному регулятору, выходной сигнал которого линейно зависит от рассогласования между напряжением уставки ($U_{уст}$) и напряжением в точке подключения реактора (U_c).

Кроме указанного, к выводам обмотки управления параллельно выходу преобразователя ТМП подключена цепочка предварительного подмагничивания постоянным током, со-

стоящая из последовательно включенных диода и тиристора, на которую подается напряжение подмагничивания от отдельного источника питания (ИП) во всех режимах, когда на реакторе отсутствует напряжение сети (перед включением линии на холостой ход, в паузе АПВ и т.п.).

Исполнение магнитопровода, схемы соединения обмоток, тип преобразователя ТМП в данном случае не имеют принципиального значения и могут быть любыми из известных технических решений. Существенными изменениями по сравнению с прототипами являются следующие:

1. Наличие выводов компенсационной обмотки, выбранной на соответствующее напряжение и ток нагрузки, позволяет обеспечить питание ТМП непосредственно от реактора без использования отдельного источника переменного высокого напряжения в виде свободной ячейки 10 кВ подстанции. Таким образом, обеспечивается самоподмагничивание реактора в рабочих режимах и упрощаются связи комплекса управляемого реактора в целом, достигается его удешевление за счет экономии фидера питания по стороне 10 кВ. Кроме того, благодаря зависимости напряжения на выводах компенсационной обмотки от тока в ней (при росте нагрузки реактора растет ток в компенсационной обмотке и падает напряжение на ее выводах) обеспечивается дополнительная форсировка по напряжению системы подмагничивания (ТМП) в режимах перехода от нагрузок, близких к холостому ходу, к номинальным нагрузкам реактора, что соответственно повышает быстродействие реактора в указанных режимах.

Следует заметить, что известны технические решения обеспечения самоподмагничивания управляемого реактора тиристорами в отпайках сетевой обмотки или обмотки управления [1, 2]. Однако по условиям надежности и технологичности они применимы только для управляемых реакторов меньших классов напряжения, поскольку при больших напряжениях и мощностях реакторов они требуют значительного

числа встраиваемых в общий бак полупроводниковых приборов либо большого числа выводов отпаяк обмоток наружу (при внешнем расположении коммутируемых тиристоров в отпайках обмоток), что также затруднительно по технологическим условиям. Указанная выше дополнительная форсировка по напряжению в этих решениях также отсутствует, что снижает быстродействие реактора.

2. Упрощение схемы комплекса управляемого реактора и повышение надежности его работы обеспечивается благодаря оптимизации связей по управлению, а именно, передачей синхронизирующих напряжений в СИФУ непосредственно от вторичной обмотки ТМП, питающей схему преобразователя. Сокращается количество и протяженность вторичных цепей в сравнении с вариантом синхронизации от подстанционных трансформаторов напряжения. Упрощается алгоритм работы цепей предварительного подмагничивания, поскольку отсутствие напряжения на ТМП и в цепях синхронизации однозначно свидетельствует о тех режимах, когда на реакторе отсутствует напряжение и требуется его предварительное подмагничивание.

3. По сравнению с известными решениями изменен контур регулирования и способ формирования опорного напряжения для СИФУ. Ранее в контурах регулирования реактора по напряжению и заданной мощности использовались как пропорциональные, так и интегральные звенья (ПИ-регуляторы). Наличие интегрального звена в регуляторе при известной инерционности самого объекта регулирования создавало систему замкнутого регулирования не ниже второго порядка, что неизбежно приводило к колебательному процессу, а также снижению быстродействия, поскольку в интегрирующем звене постоянная времени выбирается большей или равной постоянной объекта регулирования.

В то же время инерционность реактора как объекта регулирования при допустимости для рассматриваемого круга

задач пропорционального регулирования со статизмом позволяет применить пропорциональный регулятор (П-регулятор), в котором все звенья являются практически безынерционными. Тогда система регулирования будет иметь первый порядок, переходные процессы станут апериодическими и колебательность системы будет исключена. При этом собственно реактор, являясь инерционным звеном или интегратором в системе регулирования, сглаживает случайные отклонения и быстропереходные процессы как в сети, так и в контуре регулирования. При безынерционном формировании управляющего опорного сигнала П-регулятором по рассогласованию напряжения сети с напряжением уставки регулирование сетевого тока и мощности реактора производится с постоянной времени сетевой обмотки порядка 0,1 с.

4. Подключение к выводам обмотки управления параллельно к выходу ТМП цепочки предварительного подмагничивания, состоящей из последовательно включенных диода и тиристора, позволяет обеспечить безынерционный выход реактора на требуемый режим потребления реактивной мощности при подаче напряжения на сетевую обмотку. Для этого во всех режимах, когда напряжение сети на реакторе отсутствует – при первичном включении линии или реактора, при восстановлении напряжения после паузы АПВ (автоматического повторного включения при к.з. в сети) и других режимах, объединенных по признаку отсутствия синхронизирующих напряжений, получаемых от ТМП в СИФУ, – подается напряжение на указанную цепь предварительного подмагничивания и управляющее напряжение на тиристор в ее составе. Указанное напряжение вызывает ток предварительного подмагничивания через диод и тиристор в обмотке управления реактора, в результате чего магнитная система частично насыщается постоянным магнитным потоком, и при включении сетевого напряжения фазы реактора безынерционно набирают реактивную мощность, величина которой обусловлена величиной

тока предварительного подмагничивания через дополнительную цепь из диода и тиристора на выводах обмотки управления. Изменяя напряжение и ток предварительного подмагничивания, можно регулировать ток сетевой обмотки и соответствующую мощность, которые безынерционно обеспечит реактор при подаче на него напряжения сети. Мощность источника предварительного подмагничивания менее 1 кВА.

Управляемый подмагничиванием трехфазный шунтирующий реактор, приведенный на рис. 1, работает следующим образом. При отключенном выключателе со стороны сетевой обмотки отсутствуют как напряжение на реакторе, так и напряжение на ТМП и синхронизирующие напряжения на СИФУ, получаемые с вторичной обмотки ТМП. При этом на диод и тиристор в цепи предварительного подмагничивания подается напряжение 220 В от источника питания ИП системы управления (СУ или СУРЗА). Выпрямление и регулирование этого напряжения указанными диодом и тиристором обеспечивает протекание в обмотке управления выпрямленного тока такой величины, которая обеспечит дозированное насыщение магнитопровода в соответствии с той реактивной мощностью, которую должен безынерционно набрать реактор после подачи на него сетевого напряжения.

При подаче напряжения на реактор включением выключателя 220–500 кВ (либо при включении линии на холостой ход или после паузы АПВ) реактор безынерционно переходит в режим потребления реактивной мощности, обусловленной величиной тока предварительного подмагничивания. Одновременно при этом снимается напряжение от источника предварительного подмагничивания, подаются напряжение на ТМП от компенсационной обмотки и синхронизирующие напряжения от ТМП в СИФУ, и дальнейшее регулирование сетевого тока и реактивной мощности реактора осуществляется преобразователем ТМП в соответствии с углом открытия тиристор-преобразователя, который в свою очередь вырабатывается

в СИФУ сравнением пилообразного напряжения с опорным сигналом от П-регулятора. Замкнутый контур системы автоматического регулирования, состоящий из П-регулятора, СИФУ, ТМП и обмотки управления, поддерживает в последней ток подмагничивания, обеспечивающий такое насыщение магнитной системы реактора, при котором значения индуктивностей и токов фаз сетевой обмотки реактора обуславливают текущую потребляемую реактивную мощность реактора в соответствии с сигналом рассогласования между напряжением уставки и напряжением в точке подключения реактора к сети 220–500 кВ. По мере повышения напряжения сети выше заданного напряжения уставки с заданным статизмом порядка 2–5% растет рассогласование на входе П-регулятора, что вызывает уменьшение угла открытия тиристор преобразователя ТМП от угла холостого хода до его номинального значения, соответствующий рост тока подмагничивания в обмотке управления, насыщение магнитной системы реактора и рост сетевого тока в фазах *A*, *B*, *C*. В соответствии с этим плавно и линейно возрастает (или снижается) потребляемая реактивная мощность от значений холостого хода до номинального режима (и обратно).

При этом указанные технические решения позволяют минимизировать состав оборудования и связей в реакторе, повысить надежность и устойчивость его работы, а также обеспечить максимальное быстроедействие в требуемых режимах за счет форсировки напряжения на ТМП и предварительного подмагничивания магнитной системы.

Следует дополнительно пояснить, что плавное регулирование мощности по каналу П-регулятора с достаточно большой постоянной времени ведется в квазиустановившихся режимах работы сети, когда в ней не происходит значительных резких отклонений напряжения от номинального или заданного диспетчером. Для случаев выхода напряжения сети за пределы нормального регулирования (заданной зоны статиз-

ма) в системе управления предусмотрены режимы форсировки и расфорсировки обмотки подмагничивания с постоянной времени порядка 0,1 с, когда используется вся установленная мощность системы подмагничивания (около 1% мощности реактора).

Для этого в СУРЗА реализована схема, обеспечивающая режим форсированного набора мощности реактором до уровня номинального тока сетевой обмотки. При этом на тиристоры преобразователя непрерывно подаются сигналы управления с углом, соответствующим их максимальному открытию (α_{\min}). Условием форсированного набора мощности до номинального тока сетевой обмотки является сочетание превышения напряжения шин над значением U_{\max} и наличия тока в сетевой обмотке РТУ не более 70% номинального, т.е. $U_{\text{шин}} < U_{\max}$, $I_{\text{с.о}} < 0,7 I_{\text{с.о.ном}}$. Угол форсировки α_{\min} поддерживается до тех пор, пока ток сетевой обмотки не достигнет номинального значения, либо напряжение на шинах не вернется в пределы нормального регулировочного диапазона.

СУРЗА обеспечивает также режим расфорсировки (ускоренного сброса сетевого тока и мощности) выдачей сигналов управления с углом α_{\max} на преобразователь ТМП. Условиями расфорсировки являются снижение напряжения на шинах ниже напряжения уставки и наличие в сетевой обмотке тока не менее 30% номинального, т.е. $U_{\text{шин}} < U_{\text{уст}}$, $I_{\text{с.о}} \geq 0,3 I_{\text{с.о.ном}}$. Режим расфорсировки поддерживается до тех пор, пока реактор не перейдет в режим холостого хода, либо напряжение на шинах не вернется в границы нормального регулировочного диапазона ($U_{\text{шин}} \geq U_{\text{уст}}$).

Рассмотренные технические решения реализованы в реакторах РТУ-100000/220 (ПС «Чита») и РТУ-180000/330 (ПС «Барановичи»), исследованы в процессе заводских и сетевых приемо-сдаточных испытаний. Эти исследования и эксперименты показали эффективность, работоспособность и надеж-

ность, как отдельных решений, так и комплекса управляемого подмагничиванием реактора в целом.

Литература

1. **Управляемые** реакторы. – Электротехника, 1991, № 2.
2. **Управляемые** подмагничиванием шунтирующие реакторы – новое электротехническое оборудование / А.М. Брянцев, Б.И. Базылев, А.Г. Долгополов и др. – Электротехника, 1999, № 7.

Впервые опубликовано: «Электротехника» № 1, 2003. С. 35–41.

Вопросы проектирования управляемых подмагничиванием дугогасящих реакторов для электрических сетей 6–10 кВ

Базылев Б.И., Брянцев М.А., Спиридонов Ю.П.

Примерно 70–90% повреждений в линиях электропередач 6–10 кВ составляют однофазные замыкания на землю. Их локализация и самоликвидация возможна за счет компенсации возникающих при замыканиях емкостных токов. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей предписывают компенсацию емкостных токов замыкания на землю путем подключения к нейтрали дугогасящих реакторов. По последним требованиям допуск на остаточный (нескомпенсированный) ток не должен превышать 5–10 А [1]. В процессе эксплуатации конфигурация сети, а значит и ее емкостная проводимость на землю, меняется, что требует точной и своевременной перестройки дугогасящих реакторов. Только в этом случае достигается ожидаемый эффект – снижение количества аварийных отключений сети.

Технические данные ступенчато регулируемых реакторов в принципе не позволяют обеспечивать точную автоматическую настройку реактора на режим компенсации. Плавно регулируемые дугогасящие реакторы плунжерного типа обладают ограниченным ресурсом по количеству возможных изменений индуктивности. Понятно, что ни о какой автоматической компенсации токов замыкания в такой ситуации не может быть речи.

Негативные последствия неполной и неточной компенсации емкостных токов заметно возрастают по мере расширения и усложнения конфигурации электрической сети. В том числе и по этой причине, в ряде энергосистем наблюдается

тенденция к попыткам перехода эксплуатации сети 6–35 кВ с заземленной нейтралью (глухо или через резистор). Однако огромные затраты на последующее техническое перевооружение и потеря возможности, по крайней мере, трехкратного снижения количества аварийных отключений сети благодаря правильно организованной компенсации емкостных токов, являются достаточно серьезным аргументом в пользу совершенствования технических характеристик дугогасящих реакторов и их дальнейшего применения без изменения режима работы нейтрали.

Первые попытки применения управляемых подмагничиванием реакторов были не совсем удачными. Дальнейшее их использование оказалось ограниченным и не вышло за пределы отдельных опытных партий по следующим основным причинам: повышенный расход материалов, значительное искажение формы тока высшими гармониками, длительный переходный процесс выхода на установившийся режим работы.

Ситуация принципиально изменилась, когда в начале 80-х годов были разработаны управляемые реакторы магнитно-вентильного типа. В них удалось значительно снизить расход материалов, улучшить форму потребляемого тока и увеличить быстродействие. Однако, несмотря на высокие технические характеристики, расход материалов на их активную часть оставался выше, чем у плунжерных реакторов. Кроме того, не существовало серийного производства управляемых реакторов с обоснованной шкалой мощностей, и технология их изготовления оставалась довольно сложной.

Таким образом, была поставлена задача по улучшению массогабаритных показателей дугогасящих реакторов магнитно-вентильного типа и упрощению технологии их изготовления.

Для решения этой задачи потребовалось провести следующие исследования:

- выполнить анализ вариантов конструктивного исполнения электромагнитной части дугогасящих реакторов;
- разработать метод расчета, позволяющий проектировать стержневую зону управляемого реактора из неограниченного числа участков уменьшенного сечения стержня с заданным уровнем нелинейных искажений;
- определить оптимальное число рабочих участков стержневой зоны и соотношение их параметров, для того, чтобы при минимальном уровне подмагничивания получить минимальный уровень нелинейных искажений.

Относительно высокая масса первых реакторов магнитно-вентильного типа обусловлена, в основном, повышенным расходом стали на ярма из-за использования предельного режима насыщения. Кроме того, из-за низкой остаточной индуктивности часть стержня остается ненасыщаемой во всех установившихся режимах работы, что влечет за собой снижение индукции в стержне, что, в свою очередь, также приводит к увеличению расхода активных материалов. Таким образом, основные проблемы связаны с повышенным расходом материалов и относительно сложной технологией изготовления, а именно:

- использование предельного режима насыщения, которое приводит к увеличению расхода материалов на ярма;
- наличие ненасыщаемых во всех установившихся режимах работы участков стержня также приводящее к увеличению расхода материалов;
- отсутствие качественной прессовки участков уменьшенного сечения стержня в поперечном направлении, что приводит к увеличению шума и вибраций;
- необходимость бандажировки стержней и боковых ярем, ввиду их относительно большой высоты, для придания жесткости магнитной системе;
- необходимость изготовления пластин с отверстиями под шпильки.

Разработанные и применяемые при производстве реакторов новой серии РУОМ технические решения позволяют избавиться от перечисленных недостатков и добиться значительного улучшения массогабаритных показателей и упрощения технологии изготовления. Снижение расхода материала на ярма достигается за счет использования многоступенчатого насыщения [2, 3], при котором происходит снижение потока подмагничивания в номинальном режиме. Снижение расхода материалов на ненасыщаемые участки стержня достигается за счет применения совмещенной бронестержневой конструкции магнитной системы. Технологичность конструкции обеспечивается применением новой, более совершенной шихтовки магнитной системы.

Наличие ненасыщаемых участков стержня в оптимально (минимум стоимости) спроектированных реакторах с двухстержневой бронестержневой конструкцией магнитопровода обусловлено низкой остаточной индуктивностью (индуктивностью при насыщении стержня по всей высоте). Сокращение доли ненасыщаемых участков (или ликвидация их вообще) возможно за счет применения новой для дугогасящих реакторов конструкции магнитопровода – совмещенного бронестержневого (рис. 1).

Оптимальная высота окна $h_{ок}$ магнитных систем для управляемых реакторов (рис. 1) (оптимальная высота окна соответствует минимальной массе магнитопроводов):

– для двухстержневого бронестержневого магнитопровода:

$$h_{ок} = \sqrt{\frac{8h_j D_{ст} S_{ок}}{\frac{\pi}{2} D_{ст}^2 + 4h_j D_{ст}}}; \quad (1)$$

– для совмещенного бронестержневого магнитопровода:

$$h_{ок} = \sqrt{\frac{8h_j D_{ст} S_{ок}}{\frac{\pi}{2} D_{ст}^2 + 2h_j D_{ст}}}. \quad (2)$$

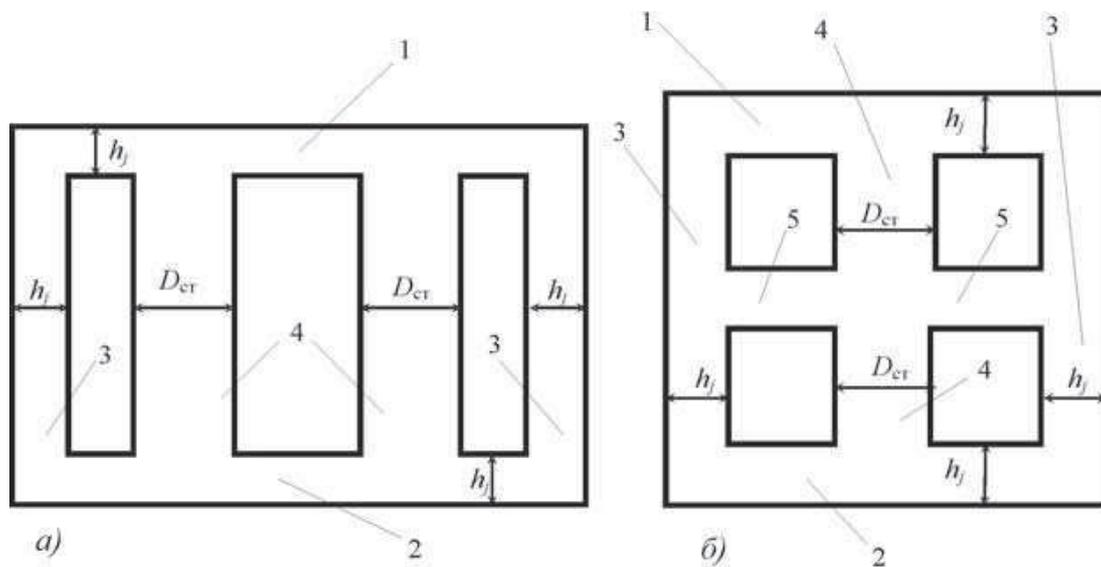


Рис. 1. Конструкция двухстержневого бронестержневого (а) и совмещенного бронестержневого (б) магнитопроводов: 1, 2, 3, 5 – соответственно верхнее, нижнее, боковые и средние ярма; 4 – стержни

Принимая в обоих случаях площадь окна $S_{ок} = 1$ и высоту ярма $h_j = (\pi/8)D_{ст}$ (при равенстве площади сечения стержня и удвоенного сечения ярма), получим оптимальные соотношения геометрических размеров магнитопроводов, т.е. такие соотношения, при которых объем, а следовательно, и масса магнитопроводов минимальны:

Параметр	Совмещенный бронестержневой магнитопровод	Двухстержневой бронестержневой магнитопровод
$h_{ок}$	0,866	1,155
$b_{ок}$	1,155	0,866
$h_{ок} / b_{ок}$	0,75	1,33

Анализируя (1) и (2), можно заметить, что при равенстве площадей окна $S_{ок}$ в формулах (1) и (2) и независимо от диаметров стержней, высота окна магнитной системы по рис. 1,а будет всегда меньше высоты окна магнитопровода по рис. 1,б, а высота всего магнитопровода больше. Таким образом, при

минимальном расходе материалов реактор с магнитопроводом по рис. 1,а имеет остаточную индуктивность бóльшую, чем реактор с магнитопроводом по рис. 1,б, что и позволяет сократить расход материалов на стержневую зону путем уменьшения доли ненасыщаемых участков. Другими словами можно сказать, что соотношения геометрических размеров обмотки совмещенного бронестержневого магнитопровода максимально близки к соотношениям так называемого реактора Хака, который имеет высоту и толщину обмотки 1 о.е., а наружный диаметр – 4 о.е. Это низкая и широкая обмотка, имеющая минимальную массу при максимальной индуктивности.

Для упрощения технологии изготовления и улучшения прессовки участков уменьшения поперечного сечения (УУПС) разработана так называемая слоевая шихтовка магнитопровода (рис. 2). Слой состоит из 12 пластин электротехни-

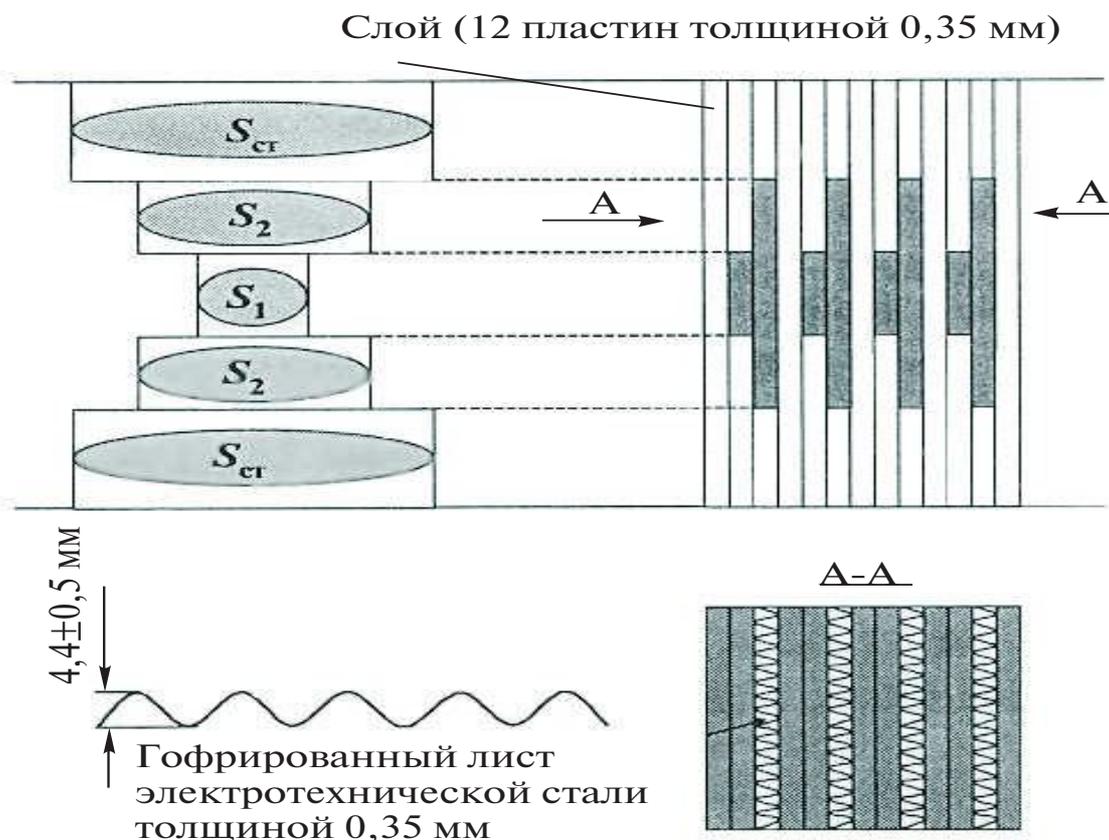


Рис. 2. Формирование рабочих участков стержня реакторов серии РУОМ

ческой стали толщиной 0,35 мм. В образующие при шихтовке немагнитные зазоры закладываются определенных размеров гофрированные листы такой же электротехнической стали. Гофр в свободном состоянии имеет поперечный размер больше, чем в запрессованном состоянии, за счет чего при расклинивании обмоток обеспечивается качественная прессовка УУПС.

Использование в реакторах новой серии многоступенчатого основывается на знакопеременном характере изменения высших гармоник МДС подмагничиваемого участка. Определенным образом подбирая параметры рабочих участков, можно добиться требуемого вида кривой тока искажений. Гармонический ряд МДС при подмагничивании магнитопровода со стержневой зоной, состоящей из нескольких УУПС, складывается как сумма гармонических рядов каждого участка в отдельности:

$$F_0 = \frac{\Phi_m}{\pi} \sum_k R_{\mu 0k} (\sin \varphi_k - \varphi_k \cos \varphi_k); \quad (3)$$

$$F_1 = \frac{\Phi_m}{\pi} \sum_k R_{\mu 0k} \left(\varphi_k - \frac{\sin 2\varphi_k}{2} \right); \quad (4)$$

$$F_n = \frac{\Phi_m}{\pi n} \sum_k R_{\mu 0k} \left(\frac{\sin \varphi_k^{(n-1)}}{n-1} - \frac{\sin \varphi_k^{(n+1)}}{n+1} \right), \quad (5)$$

где Φ_m – амплитуда переменного магнитного потока; F_0 – постоянная составляющая МДС; F_1 – первая гармоника МДС; F_n – n -я гармоника МДС; $R_{\mu 0k}$ – магнитное сопротивление k -го рабочего участка; φ_k – угол насыщения k -го рабочего участка.

Параметр φ_k определяется как текущее значение ωt , когда мгновенное значение потока Φ равно потоку насыщения Φ_{sk} :

$$\varphi_k = \begin{cases} 0; & \frac{\Phi_{sk} - \Phi_0}{\Phi_m} \geq 1; \\ \arccos \frac{\Phi_{sk} - \Phi_0}{\Phi_m}; & \frac{\Phi_{sk} - \Phi_0}{\Phi_m} < 1. \end{cases} \quad (6)$$

С помощью полученных выражений проведен ряд расчетов, цель которых – определение оптимального для дугогасящих реакторов числа рабочих участков. В ходе расчетов определялся ток искажений при предельном насыщении первого участка и поток подмагничивания, соответствующий $I_{иск*} \leq 5\%$. После анализа полученных результатов был сделан вывод, что максимальное число УУПС не превышает шести (рис.3). Это означает, что за весь период набора мощности (от $\Phi_{0*} = 0$ до $\Phi_{0H*} = 2$) до достижения предельного насыщения первого участка $\Phi_{\sim} + \Phi_0 \leq \Phi_{s6}$, участие в работе успевают принять только шесть участков. В этом случае $I_{иск*} = 2,65\%$. Для дугогасящих реакторов с сильным насыщением магнитной цепи и глубоким диапазоном регулирования мощности этот ток искажений является предельно достижимым минимумом. Минимальное значение номинального потока подмагничивания $\Phi_{0H*} = 1,478$ и достигается уже при насыщении четырех участков. При этом ток искажений не превышает 5% от номинального тока во всем диапазоне регулирования.

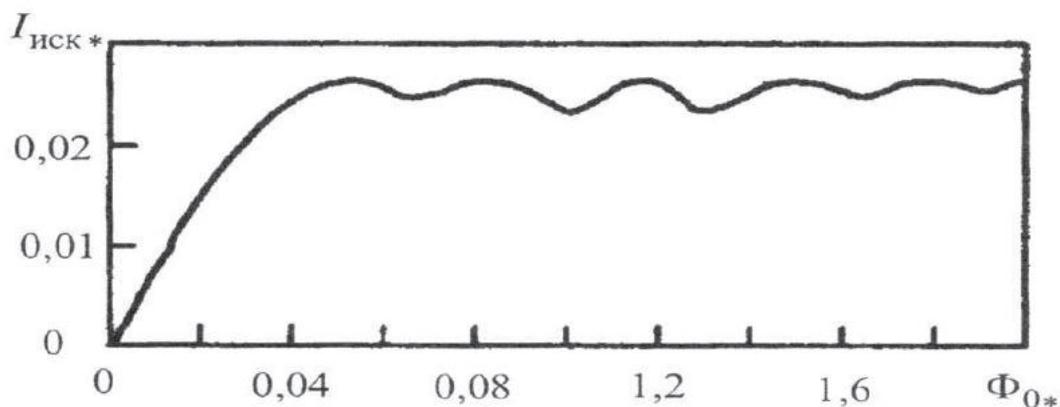


Рис. 3. Зависимость тока искажений от потока подмагничивания в магнитной системе с последовательным насыщением шести участков

После обработки результатов построена зависимость максимального тока искажений и номинального потока подмагничивания от числа рабочих участков. Наиболее резкое снижение $\Phi_{0н*}$ происходит на отрезке с первого по третий участок (рис. 4).

При условии, что ток искажений не больше 5%, стержневая зона реактора может состоять не более чем из четырех

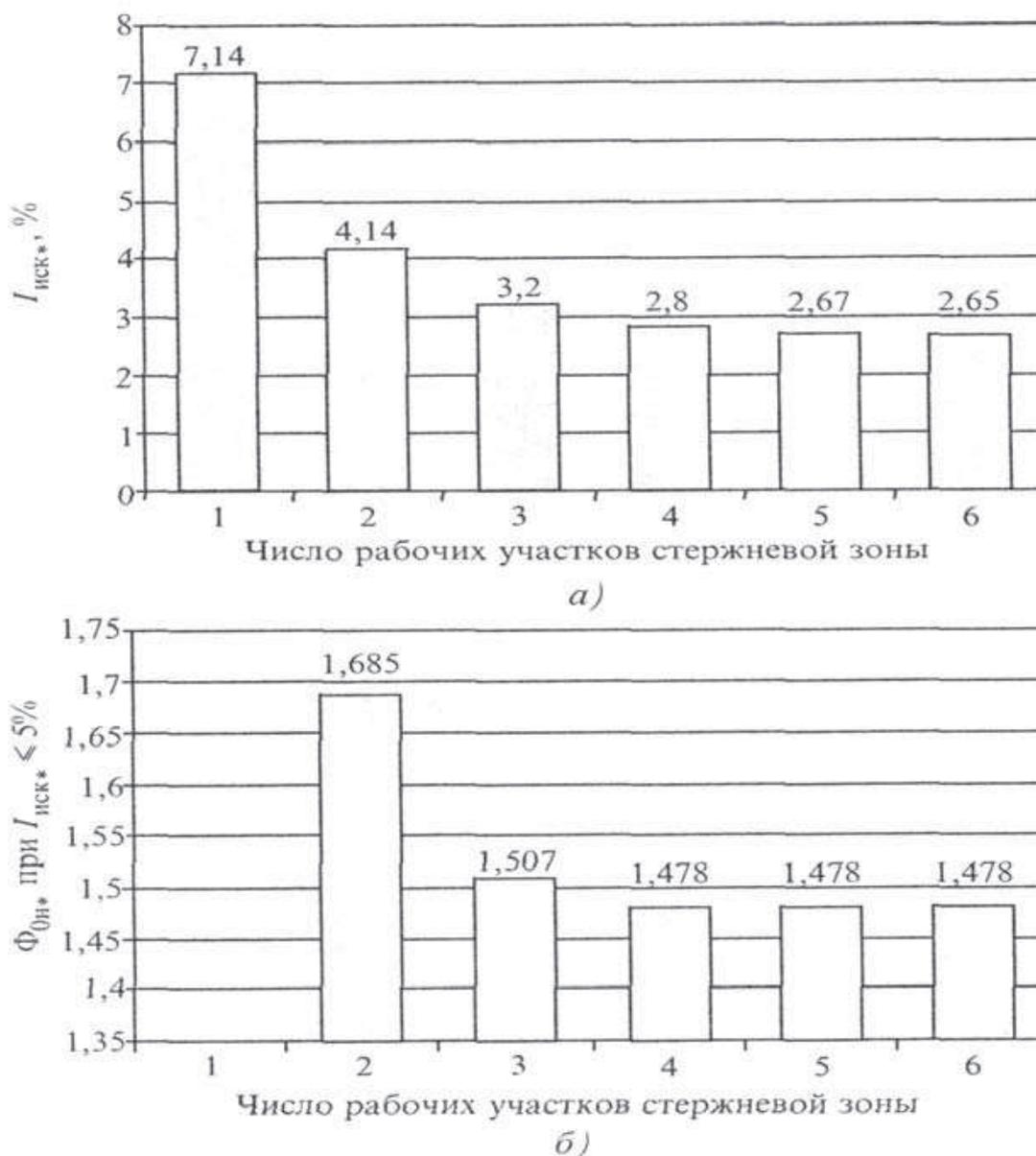


Рис. 4. Зависимость $I_{иск*}$ от числа рабочих участков при предельном насыщении 1-го участка (а) и $\Phi_{0н*}$ от числа рабочих участков при $I_{иск*} \leq 5\%$ (б)

участков, так как в диапазоне от $\Phi_{0H*} = 0$ до $\Phi_{0H*} = 1,478$ в работе участвует только четыре участка.

С четвертого по шестой участок снижение Φ_{0H*} практически не происходит. При $\Phi_{0H*} = 2$ максимум тока искажений меняется с 4,14% ($k = 2$) до предельно достижимого значения 2,65% ($k = 6$). Легко заметить, что оптимальное число рабочих участков лежит на отрезке $k = 3 \div 4$. Для наилучшего подавления высших гармоник оптимальное число участков следует принять равным четырем. С другой стороны, для упрощения технологии изготовления магнитной системы число рабочих участков необходимо снизить до трех. При переходе от насыщения шести участков к четырем Φ_{0H*} остается на прежнем уровне. При переходе от четырех участков к трем Φ_{0H*} увеличивается на 1,9%, а при переходе от трех участков к двум Φ_{0H*} увеличивается на 10%. Очевидно, что наилучшим компромиссом между получением минимума тока искажений и простотой технологии изготовления магнитной системы является вариант магнитопровода с тремя УУПС.

Проведенные исследования позволили спроектировать новую серию управляемых подмагничиванием дугогасящих реакторов со стержневой зоной, состоящей из трех участков. Сравним массогабаритные показатели реакторов новой серии РУОМ с дугогасящими реакторами других типов (рис. 5).

Мощность 190 кВА. Реакторы серии РУОМ имеют удельную массу в два с лишним раза меньше, чем реакторы с продольно-поперечным подмагничиванием, на 40% меньше, чем плунжерные реакторы и примерно на 5,7% больше, чем реакторы РЗДСОМ.

Мощность 300 кВА. Реакторы серии РУОМ имеют удельную массу почти в два раза меньше, чем реакторы с продольно-поперечным подмагничиванием, практически одинаковую с плунжерными реакторами (соответственно 5,1 и 5,2 кг/кВА) и примерно на 26% больше, чем реакторы РЗДСОМ.

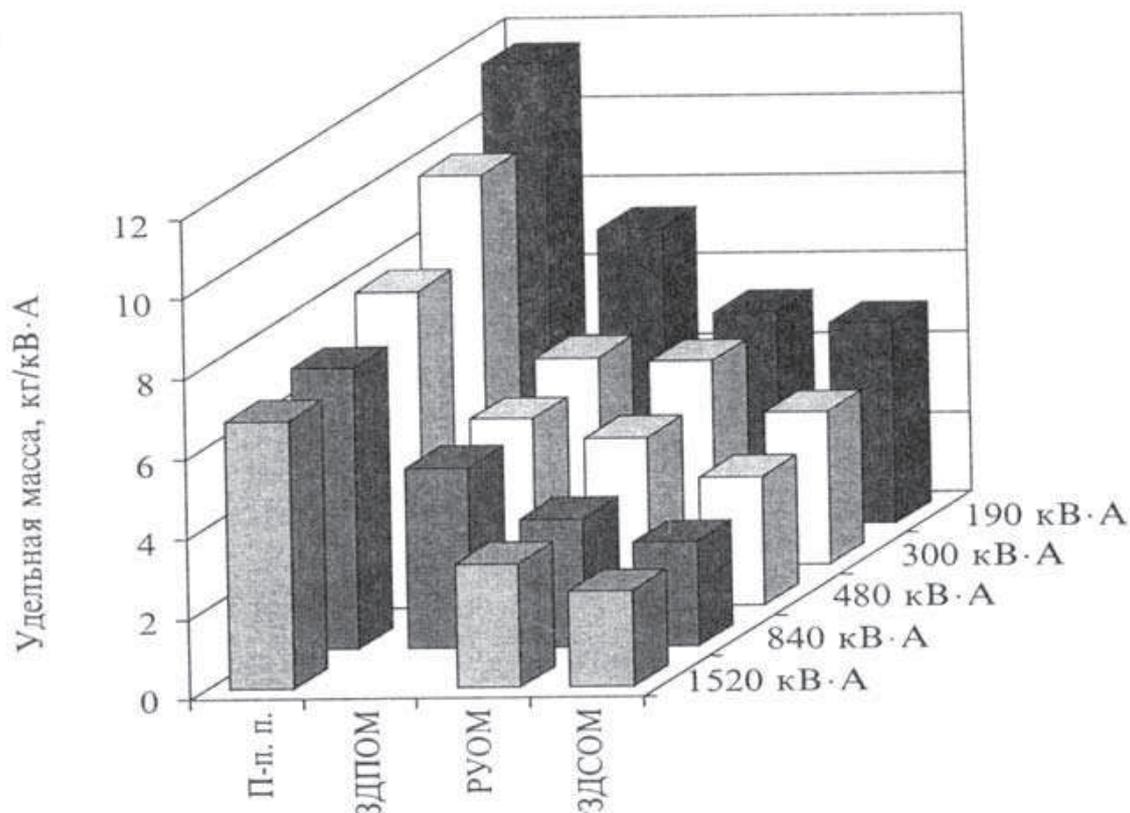


Рис. 5. Удельная масса дугогасящих реакторов различных типов мощностями 190–1520 кВ·А (РЗДСОМ – реакторы с регулированием мощности переключением отпаяк в обмотке; РЗДПОМ – реакторы с регулированием мощности за счет изменения немагнитного зазора в магнитной системе; РУОМ – разработанная серия реакторов, П-п. п. – реакторы с продольно-поперечным подмагничиванием)

Мощность 480 кВА. Реакторы серии РУОМ имеют удельную массу почти в два раза меньше, чем реакторы с продольно-поперечным подмагничиванием, на 12% меньше, чем плунжерные реакторы и примерно на 24% больше, чем реакторы РЗДСОМ.

Мощность 840 кВА. Реакторы серии РУОМ, как и при мощности 190 кВА, имеют удельную массу в два с лишним раза меньше, чем реакторы с продольно-поперечным подмагничиванием, на 40% меньше, чем плунжерные реакторы и примерно на 19% больше, чем реакторы РЗДСОМ.

Мощность 1520 кВА. Реакторы серии РУОМ имеют удельную массу в два с лишним раза меньше, чем реакторы с продольно-поперечным подмагничиванием и примерно на 22,5% больше, чем реакторы РЗДСОМ. Плунжерные реакторы такой мощности не выпускаются.

Таким образом, итогом проведенных исследований стала разработка и внедрение в серийное производство дугогасящих реакторов магнитно-вентильного типа серии РУОМ, обладающих улучшенными массогабаритными показателями по сравнению не только с ранее разработанными реакторами, управляемыми подмагничиванием, но и с плунжерными реакторами типа РЗДПОМ. По удельной массе удалось также максимально приблизиться к ступенчато регулируемым реакторам РЗДСОМ. Так, разница в удельной массе между реакторами РУОМ и РЗДСОМ во всем диапазоне мощностей серии составляет не более 26% в пользу РЗДСОМ.

Литература

1. **Дугогасящие** реакторы с автоматической компенсацией емкостного тока замыкания на землю / Б.И. Базылев, А.М. Брянцев, А.Г. Долгополов и др. — СПб.: Изд. ПЭИПК, 1999.

2. **Автоматически** регулируемые дугогасящие реакторы серии РУОМ // Перспективные направления в развитии энергетики и электротехнического оборудования / Б.И. Базылев, А.М. Брянцев, А.Г. Долгополов и др. — Сб. докл. V симпозиума «Электротехника 2010 год», 19–22 октября 1999 г. М., 1999.

3. **Управляемые** подмагничиванием дугогасящие реакторы с автоматической компенсацией емкостного тока замыкания на землю для сетей 6–35 кВ / А.М. Брянцев, Б.И. Базылев, А.Г. Долгополов и др. — Электричество, 2000, № 7.

Впервые опубликовано: «Электротехника» № 1, 2003. С. 41–45.

Серия нейтралеров ФМЗО для работы с управляемыми подмагничиванием дугогасящими реакторами серии РУОМ в распределительных сетях с изолированной нейтралью

**Лурье А.И., Панибратец А.Н., Зенова В.П.,
Елагин В.Н., Базылев Б.И.**

Для обеспечения надежного энергоснабжения на время аварийного однофазного замыкания на землю требуется применение дугогасящих реакторов, которые, будучи настроенными в резонанс с емкостью сети, снижают до допустимых минимальных значений ток промышленной частоты в месте повреждения, обеспечивают плавное восстановление напряжения в фазах после гашения дуги без каких-либо перенапряжений от дуги. Распределительные трехфазные электрические сети 6–35 кВ обычно имеют изолированную нейтраль (рис. 1). В этом случае для образования «искусственной нейтрали», необходимой для подключения дугогасящего реактора, применяется особый трехфазный реактор – нейтралер, обмотки которого соединены в зигзаг [1, 2]. Производство серии управляемых подмагничиванием дугогасящих реакторов РУОМ и серии нейтралеров ФМЗО для их присоединения освоено на Раменском электротехническом заводе «Энергия» [2, 3]. Нейтралеры ФМЗО являются новым видом отечественной трансформаторной продукции. Нейтралеры соответствуют требованиям технических условий ТУ 16-99 ИРФУ. 672266.001. Основные технические параметры нейтралеров типа ФМЗО приведены в табл. 1.

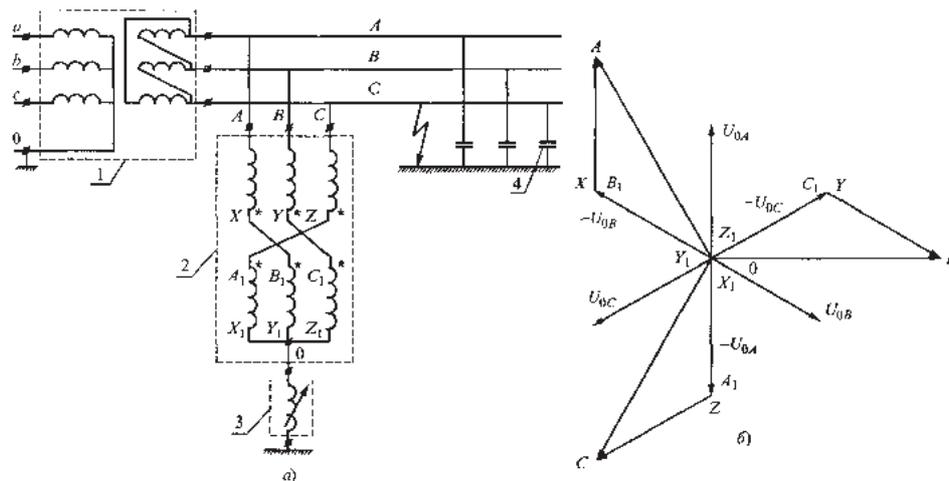


Рис. 1. Схема электрической сети с дугогасящим реактором и нейтралером типа ФМЗО (а) и векторная диаграмма напряжений (б): 1 – силовой трансформатор; 2 – нейтралер ФМЗО; 3 – дугогасящий реактор; 4 – распределенная емкость сети

Таблица 1

Параметр	Мощность, кВА											
	40		80		200		310		500		875	
Номинальное линейное напряжение, кВ	6,6	11	6,6	11	6,6	11	6,6	11	6,6	11	6,6	11
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	7,2	12	7,2	12	7,2	12	7,2	12	7,2	12	7,2	12
Номинальный ток, А	8,4	5	16,8	10,1	42	25,2	65,1	39,1	105	63	183,7	110
Ток двухчасовой нагрузки, А	10,5	6,3	21	12,6	52,5	31,5	81,4	48,9	131,2	78,75	229,6	137,7
Ток ХХ, А, (к 1/3 номинального тока, %)	0,04 (2)	0,03 (1,8)	0,1 (1,5)	0,1 (1,5)	0,15 (1,1)	0,15 (1,8)	0,3 (1,4)	0,2 (1,5)	0,25 (0,7)	0,15 (0,7)	0,6 (1)	0,35 (1)
Потери ХХ, Вт, не более	75	65	120	120	250	250	550	600	850	850	800	800
Напряжение КЗ, %, не более	3	3	3,2	3,2	4,2	4,2	3,5	3,6	5,5	5,5	4,5	4,5
Потери КЗ, Вт, не более	600	600	1200	1200	3000	3000	3500	3700	5000	5000	6000	6000

Габаритные и установочные размеры и масса нейтралеров ФМЗО (рис. 2) приведены в табл. 2, фотография нейтралера ФМЗО-310/11 – на рис. 3.

По состоянию на сентябрь 2002 г. изготовлено и отправлено потребителям 60 нейтралеров ФМЗО напряжением 6,6 и 11 кВ суммарной мощностью около 15000 кВА.

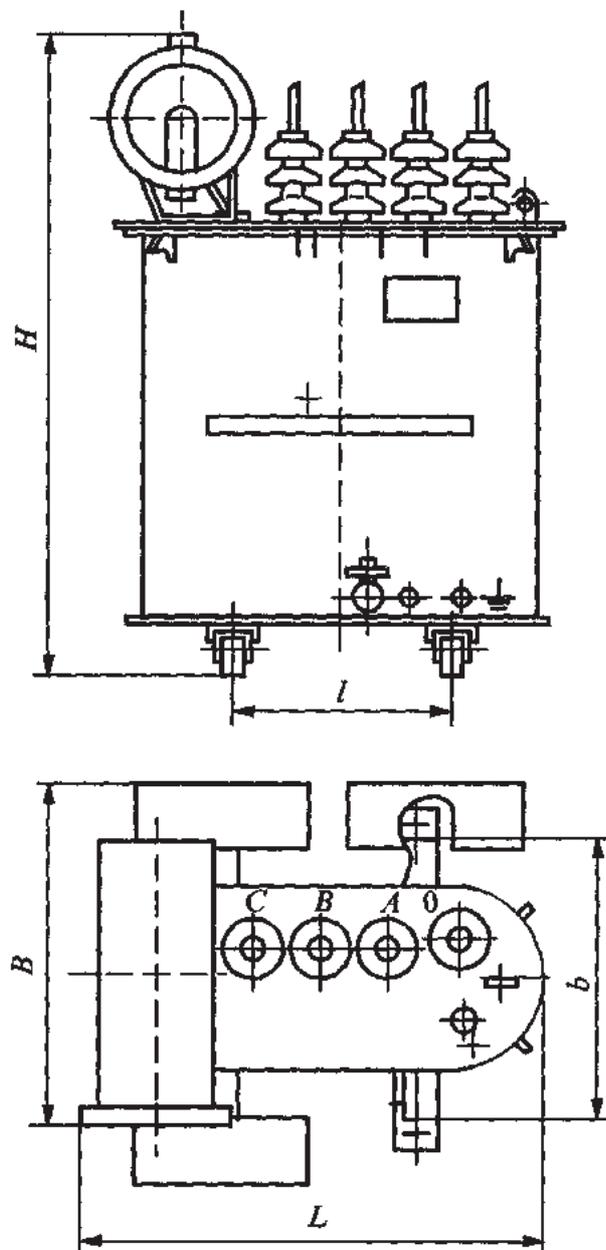


Рис. 2. Габаритные и установочные размеры нейтралеров ФМЗО

Таблица 2

Тип нейтралера	Размеры, мм					Масса, кг	
	<i>B</i>	<i>H</i>	<i>L</i>	<i>b</i>	<i>l</i>	полная	масла
ФМЗО-40/6,6, ФМЗО-40/11	430	970	800	400	450	320	76
ФМЗО-80/6,6, ФМЗО-80/11	450	1075	840	400	500	430	110
ФМЗО-200/6,6, ФМЗО-200/11	770	1560	1090	550	550	760	190
ФМЗО-310/6,6	820	1580	1150	550	550	905	210
ФМЗО-310/11	820	1580	1150	550	550	910	210
ФМЗО-500/6,6, ФМЗО-500/11	990	1700	1300	550	550	1500	375
ФМЗО-875/6,6, ФМЗО-875/11	990	1700	1300	550	550	1500	375

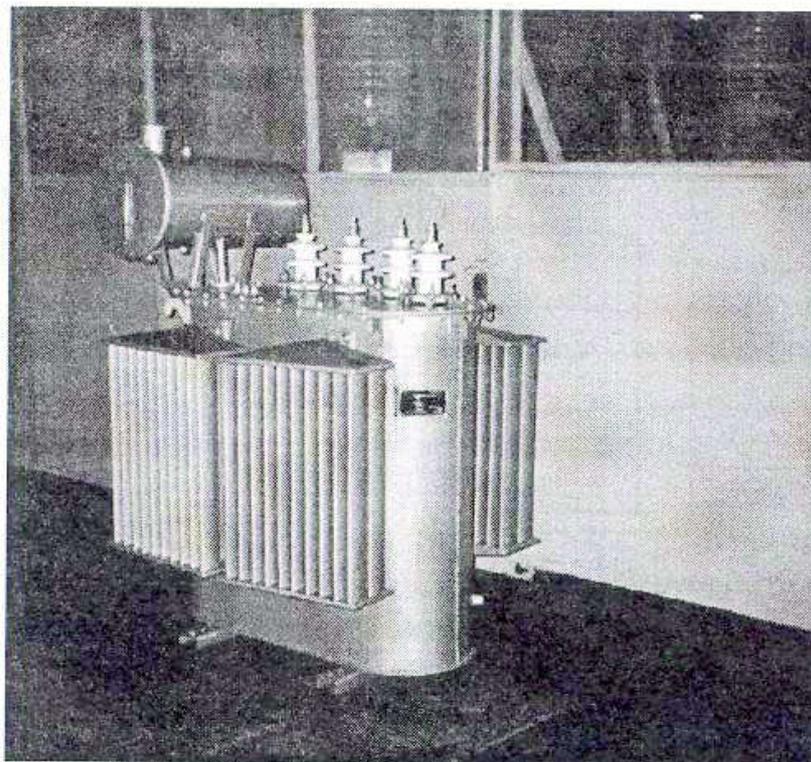


Рис. 3. Нейтралер ФМЗО-310/11

В Публикации МЭК 289 «Реакторы» для реакторов рассматриваемого предназначения используется термин «заземляющий трансформатор (нейтралер)». В технической литературе кроме этого термина применяются также термины «вспомогательный заземляющий трансформатор», «трехфазный заземляющий реактор», «трехфазный трансформатор с одной обмоткой, соединенной в зигзаг (без вторичной обмотки)», «фильтр присоединения». Завод «Энергия» выпускает реактор ФМЗО как «фильтр масляный заземляющий нулевой последовательности», такой термин также встречается в литературе, он характеризует основное функциональное предназначение устройства (для напряжения прямой и обратной последовательности он обладает очень высоким сопротивлением, в несколько раз превышающим сопротивление ХХ двухобмоточного трансформатора аналогичной мощности, а для напряжения нулевой последовательности его сопротивление незначительно), в то время как другие термины отражают главным образом только конструктивные особенности, по которым рассматриваемое устройство отнесено к изделиям трансформаторного производства.

Нейтралеры ФМЗО используются в схеме заземляющего дугогасящего устройства (например, дугогасящего управляемого подмагничиванием реактора серии РУОМ с автоматической компенсацией емкостного тока замыкания на землю) или заземляющего резистора, или в схеме с параллельным включением дугогасящего реактора и заземляющего резистора. Принципиальная схема включения нейтралера приведена на рис 1.

Конструктивно нейтралер фактически представляет собой силовой трехфазный масляный трехстержневой трансформатор (все нейтралеры ФМЗО разработаны на базе трансформаторов ТМ, соответствующих ГОСТ 11677-85) без вторичной обмотки с двумя цилиндрическими слоевыми полуобмотками

на каждом стержне, соединенными в зигзаг с выведенной нейтралью (рис. 4).

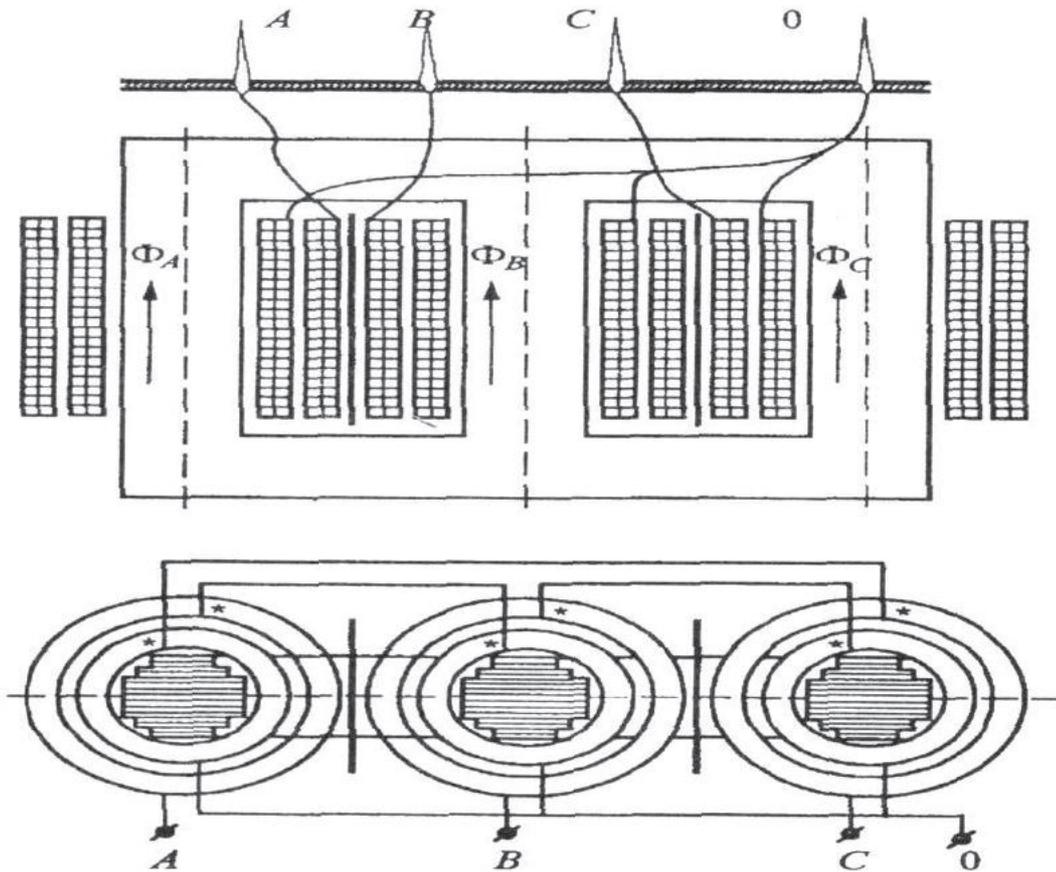


Рис. 4. Электромагнитная часть нейтраера ФМЗ0 (эскиз)

При эксплуатации к нейтралеру постоянно приложено симметричное трехфазное напряжение сети (режим ХХ). Поэтому при разработке нейтралеров предусмотрено сниженное значение магнитной индукции в стали, что обеспечивает малые потери ХХ и сниженный уровень шума. Во всех режимах нейтралеры могут эксплуатироваться при номинальном и наибольшем допустимом напряжении сети.

При возникновении в сети однофазного замыкания на землю через все обмотки нейтралера протекают одинаковые по значению токи нулевой последовательности, в сумме со-

ставляющие ток нейтрали и, соответственно, ток дугогасящего реактора, включенного в нейтраль (этот ток может быть на несколько процентов больше, если параллельно дугогасящему реактору подключен резистор). В соответствии с нормируемыми режимами работы дугогасящего реактора для нейтралера должны быть нормированы те же режимы работы, когда в его обмотках протекают токи:

- номинальный ток нейтралера, принимаемый равным номинальному току дугогасящего реактора (при номинальном напряжении), при котором допускается работа нейтралера и реактора в длительном режиме;

- ток двухчасовой нагрузки нейтралера, принимаемый равным предельному току дугогасящего реактора (при номинальном напряжении), при котором допускается работа нейтралера и реактора не более 2 ч (ток максимально допустимой систематической нагрузки по ГОСТ 14209-85 при работе в режиме двухчасовой компенсации тока КЗ на землю с интервалами не менее 4 ч при годовой наработке не более 2920 ч).

При нормальном симметричном режиме сети к вводам нейтралера *A*, *B* и *C* приложена симметричная система трехфазных напряжений сети. Поэтому напряжение на нейтрали относительно земли – напряжение на вводе 0 – равно нулю, ток всех трех фаз нейтралера является током намагничивания стали замкнутого магнитопровода. Этот ток весьма мал (аналогично току ХХ трехфазного трансформатора). Ток нейтрали (ток дугогасящего реактора) в силу симметрии напряжений, естественно, равен нулю.

При возникновении в сети замыкания на землю одной фазы, например фазы *C* (рис. 1), симметрия напряжений нарушается, на нейтрали появляется фазное напряжение. Это напряжение оказывается приложенным в основном к дугогасящему реактору, управляемому подмагничиванием (падение напряжения на нейтралере мало из-за его небольшого напряжения КЗ). Индуктивность дугогасящего реактора автомати-

чески «подстраивается» в резонанс с распределенной емкостью сети [4], в результате чего ток в точке замыкания на землю снижается почти до минимального значения, определяемого в основном активной составляющей тока и высшими гармониками. Это и требуется для гашения дуги или (в редких случаях, когда гашения дуги не произойдет) для продолжения эксплуатации в течение нескольких часов до ремонта сети. Во время замыкания на землю через обмотки нейтралера протекает ток нулевой последовательности, для которого, как отмечено выше, индуктивность нейтралера из-за соединения его обмоток в зигзаг мала. В результате в таком режиме основное напряжение падает не на нейтралер, а на дугогасящий реактор. Поэтому режимом, определяющим электрическую прочность нейтралера, является длительный практически бестоковый режим ХХ, когда к нему приложено трехфазное симметричное напряжение сети.

В этом режиме сдвинутые на 120° переменные магнитные потоки Φ_A , Φ_B и Φ_C трех стержней нейтралера (рис. 4) наводят в частях обмоток, расположенных на этих стержнях, напряжения U_{0A} , U_{0B} и U_{0C} . Из векторной диаграммы на рис. 1 можно определить напряжения на вводах A , B и C и напряжения, действующие на наиболее важные изоляционные промежутки: обмотка – стержень и внутренняя часть обмотки – внешняя часть обмотки (канал между частями обмоток). Если принять за 100% линейное напряжение на фильтре (линейное напряжение сети, на рис. 1 это отрезки U_{AB} , U_{BC} или U_{AC}), то напряжения на этих промежутках будут равны 33,33% (векторы U_{0-A1} , U_{0-B1} , U_{0-C1} , U_{X1-X} , U_{Y1-Y} и U_{Z1-Z}). Как видно, имеет место равномерное распределение напряжений по изоляционным промежуткам, что позволяет выбрать размеры этих изоляционных промежутков, по-видимому, оптимальными, обеспечив минимальные затраты активных и изоляционных материалов и повышенную надежность изоляции нейтралера. Таким образом, в нейтралерах ФМЗО из всех возможных схем

соединений отводов частей обмоток осуществлена оптимальная схема соединений частей его обмоток.

Для всех «токовых» режимов работы нейтралера (или режимов нагрузки) характерно малое напряжение на нейтралере, поскольку, как отмечено выше, он имеет малое сопротивление нулевой последовательности (его напряжение КЗ составляет несколько процентов). В этих нагрузочных для нейтралера режимах потери в стали сердечника фильтра практически отсутствуют, это отличает нейтралер от трансформатора.

В табл. 3 для нейтралеров ФМЗО мощностью 200—875 кВА указаны соответствующие присоединяемые к ним дугогасящие регулируемые подмагничиванием реакторы РУОМ, разработанные и выпускаемые Раменским электротехническим заводом «Энергия».

Таблица 3

Нейтралер	Соответствующий дугогасящий реактор
ФМЗО-200/6,6	РУОМ-190/6,6/ $\sqrt{3}$
ФМЗО-200/11	РУОМ-190/11/ $\sqrt{3}$
ФМЗО-310/6,6	РУОМ-300/6,6/ $\sqrt{3}$
ФМЗО-310/11	РУОМ-300/11/ $\sqrt{3}$
ФМЗО-500/6,6	РУОМ-480/6,6/ $\sqrt{3}$
ФМЗО-500/11	РУОМ-480/11/ $\sqrt{3}$
ФМЗО-875/11	РУОМ-840/11/ $\sqrt{3}$

Применение нейтралеров по сравнению с использованием в тех же целях обычных трехфазных трансформаторов с выведенной нейтралью и схемой соединения Y/D имеет следующее технико-экономическое преимущество: поскольку работа

трансформаторов при длительном протекании тока нулевой последовательности нежелательна из-за увеличения потерь, обычные трансформаторы должны быть значительно большей мощности и, соответственно, большей массы и стоимости, в противном случае потребуется специальное исполнение трансформаторов, учитывающее особенности режима, например, установка короткозамкнутых колец на ярмах или экранов на баке. Поэтому, как правило, при заказе на поставку дугогасящих реакторов РУОМ одновременно оформляется заказ на нейтралеры ФМЗО.

Предусмотрена параллельная работа двух или нескольких нейтралеров и работа нейтралера с дугогасящими реакторами других типов (управляемыми подмагничиванием, регулируемые электромеханическими, переключаемыми или нерегулируемыми), а также с резисторами.

Для нейтралеров понятие мощности условно, так как при «токовом» режиме напряжение на нейтралере мало, а в режиме ХХ при большом напряжении мал ток нейтралера. Поэтому мощность в обозначении типа нейтралера принята равной произведению тока двухчасовой нагрузки на номинальное напряжение нейтралера.

Публикация МЭК 289 «Реакторы», раздел «Заземляющие трансформаторы (нейтралеры)», нормирует номинальное полное сопротивление нулевой последовательности, которое определяется в опыте, когда напряжение прикладывается к точке соединения трех линейных вводов и к нейтрали. Применительно к рассматриваемым нейтралерам введен аналогичный условный параметр — напряжение КЗ, который обозначает произведение номинального (длительного) тока на полное сопротивление нулевой последовательности нейтралера в процентном отношении к номинальному напряжению, как это принято для трансформаторов и реакторов. Обычно в технической литературе для нейтралеров рекомендуется на-

пряжение КЗ не выше 10%, этому условию все типы нейтра-леров ФМЗО соответствуют (с запасом).

Испытательные напряжения изоляции обмоток нейтра-леров ФМЗО установлены равными соответствующим испыта-тельным напряжениям силовых трансформаторов по ГОСТ 1516.3-96 (табл. 2, уровень б), и для унификации конструкции и увеличения надежности они нормируются одинаковыми для фильтров классов напряжения 6 и 10 кВ:

- одноминутное промышленной частоты – 35 кВ (для 6,6 кВ должно было бы быть 25 кВ);
- полный грозовой импульс – 75 кВ (60 кВ);
- срезанный грозовой импульс – 90 кВ (70 кВ);
- двойное номинальное индуктированное напряжение ча-стотой 400 Гц.

Принятые для разработанных нейтралеров предельно до-пустимые превышения температуры элементов фильтра над температурой окружающего воздуха при испытаниях на нагрев при номинальном напряжении нейтралера указаны в табл. 4, где для сравнения для дугогасящих реакторов и транс-форматоров указаны также значения по другим нормативным документам.

Таблица 4

Элементы реактора (трансформатора)	Превышение температуры, °С				
	ФМЗО	ГОСТ 19470-74	ГОСТ 11677-85	Публикация МЭК 289	
				номиналь- ный ток	ток двух- часовой нагрузки
Обмотка	75	75	65	80	100
Масло в верхних слоях	70	70	60	–	–
Магнитная система, элементы металло- конструкций	85	85	75	–	–

Как видно из табл. 4, принятые для нейтралеров перегревы несколько выше, чем для силовых трансформаторов, они соответствуют нормам ранее действовавшего стандарта ГОСТ 19470-74 «Реакторы масляные заземляющие дугогасящие». В Публикации 289 МЭК для нейтралеров (заземляющих трансформаторов) так же, как и для дугогасящих реакторов, нормируются еще большие перегревы (там сказано следующее: «значения температуры учитывают тот факт, что замыкания в сети возникают не часто и бывают кратковременными»). Нейтралеры ФМЗО успешно прошли тепловые испытания на стенде завода при номинальном токе, при токе, увеличенном по сравнению с номинальным на 15%, и времени нагрева 6 ч, а также при токе двухчасовой нагрузки. После накопления опыта эксплуатации не исключена возможность увеличения номинального тока нейтралеров ФМЗО за счет использования их внутренних резервов конструкции.

В соответствии с рекомендациями Публикации МЭК 289 «Реакторы» заземляющие трансформаторы (в принятой терминологии – нейтралеры) должны быть сконструированы так, чтобы выдерживать без повреждения термические и динамические воздействия номинального тока нейтрали. В случае рассматриваемых нейтралеров речь идет о токе двухчасовой нагрузки, т.е. токе, соответствующем его минимальной индуктивности. Проведенные расчеты электродинамической стойкости нейтралеров при токе двухчасовой нагрузки показали, что они имеют большие коэффициенты запаса, поэтому испытания на стойкость при токе двухчасовой нагрузки не предусмотрены. Фактически и формально испытания на стойкость совмещены с испытаниями на нагрев при токе двухчасовой нагрузки (двухчасовой компенсации).

Нейтралер применяется не только в схеме с дугогасящим реактором. Например, реактор-нейтралер ФМЗО-310/11-УХЛ1-М, который изготавливается на базе нейтралера ФМЗО-310/11, как его модификация, отличающаяся увели-

ченным числом витков обмоток и наличием встроенного трансформатора тока на нейтрали, входит составной частью в комплексы трехфазных управляемых подмагничиванием шунтирующих реакторов РТУ, в частности реактора РТУ-100000/220-У1, предназначенного для компенсации избыточной зарядной мощности в распределительных электрических сетях 220 кВ с заземленной нейтралью. В этом случае основное назначение реактора-нейтралера — создание «искусственной» заземленной точки в схеме с соединенной в треугольник компенсационной обмоткой (КО) электромагнитной части РТДУ-100000/220 вышеуказанного реактора, т.е. ликвидация «плавающего потенциала» этой обмотки, а также использование установленного в нейтрали ФМЗО-310/11- УХЛ1-М трансформатора тока для защиты цепи КО от аварийных замыканий и устройства коррекции формы тока от замыканий на землю и возможной несимметрии из-за повреждений элементов конденсаторной батареи.

Литература

1. Вильгейм Р., Уотерс М. Заземление нейтрали в высоковольтных системах. — М.-Л.: Госэнергоиздат, 1959.
2. **Управляемые** подмагничиванием дугогасящие реакторы с автоматической компенсацией емкостного тока замыкания на землю для сетей 6–35 кВ / А.М. Брянцев, А.И. Лурье, А.Г. Долгополов и др. — Электричество, 2000, № 7.
3. **Управляемые** подмагничиванием шунтирующие реакторы — новое электротехническое оборудование / А.М. Брянцев, А.Г. Долгополов, А.И. Лурье и др. — Электротехника, 1999, № 7.
4. Долгополов А.Г. Системы автоматической настройки компенсации для дугогасящих реакторов, управляемых подмагничиванием. — Электротехника, 1999, № 11.

Впервые опубликовано: «Электротехника» № 1, 2003. С. 46–51.

Электродинамическая стойкость при КЗ управляемых подмагничиванием дугогасящих реакторов типа РУОМ

Лурье А.И., Панибратец А.Н., Зенова В.П.

В сетях с большими значениями емкостных токов замыкания на землю в случаях, регламентированных ПТЭ [1], в сетях с изолированной нейтралью должны устанавливаться дугогасящие реакторы (ДГР). Резонансная настройка дугогасящего реактора обеспечивает ряд благоприятных условий протекания процессов при однофазных замыканиях: минимальный ток промышленной частоты в месте повреждения, минимальная скорость восстановления напряжения после гашения дуги, минимальный уровень перенапряжений от дуги.

В начале 80-х годов были разработаны управляемые подмагничиванием реакторы нового типа с глубоким насыщением магнитной цепи [2]. В течение последних десяти лет в электрических сетях РФ и некоторых других стран установлено и успешно эксплуатируется около ста таких реакторов. В 1996 г. производство серии реакторов РУОМ мощностью от 190 до 1520 кВА на напряжение от 6 до 35 кВ освоено Раменским электротехническим заводом «Энергия» [3].

Принципиальная электрическая схема дугогасящего управляемого реактора РУОМ приведена на рис. 1.

Конструктивно реактор выполнен как обычный распределительный трансформатор аналогичной мощности. Первоначально реакторы выполнялись с бронестержневым магнитопроводом (например, реактор РУОМ-480/11) с двумя стержнями, двумя боковыми ярами и двумя блоками расположенных на стержнях цилиндрических обмоток с осевыми охлаждающими каналами (рис. 2). В дальнейшем с целью получе-

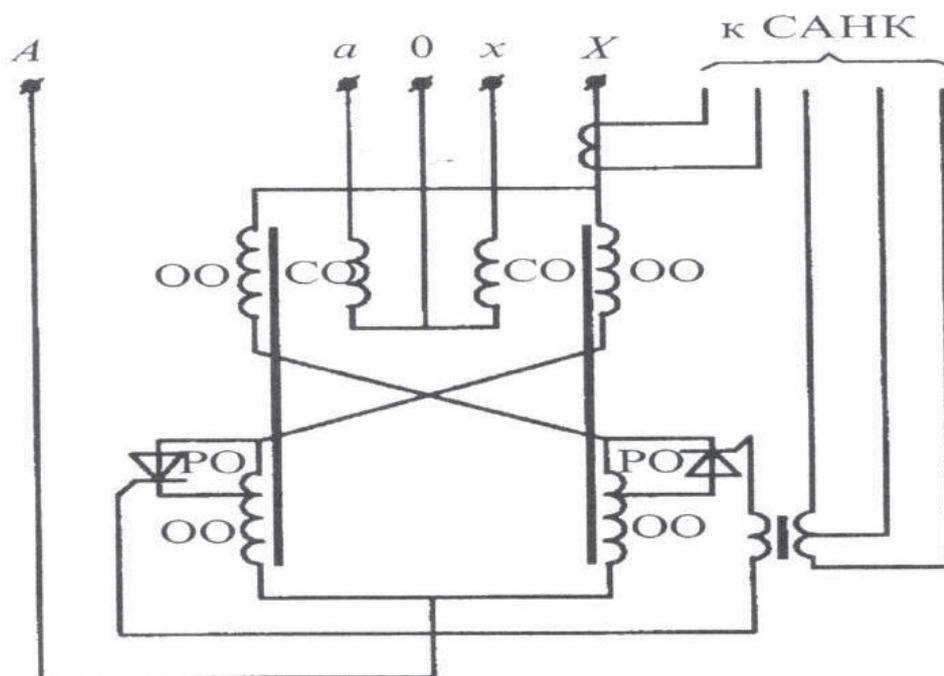


Рис. 1. Принципиальная электрическая схема обмоток реакторов РУОМ

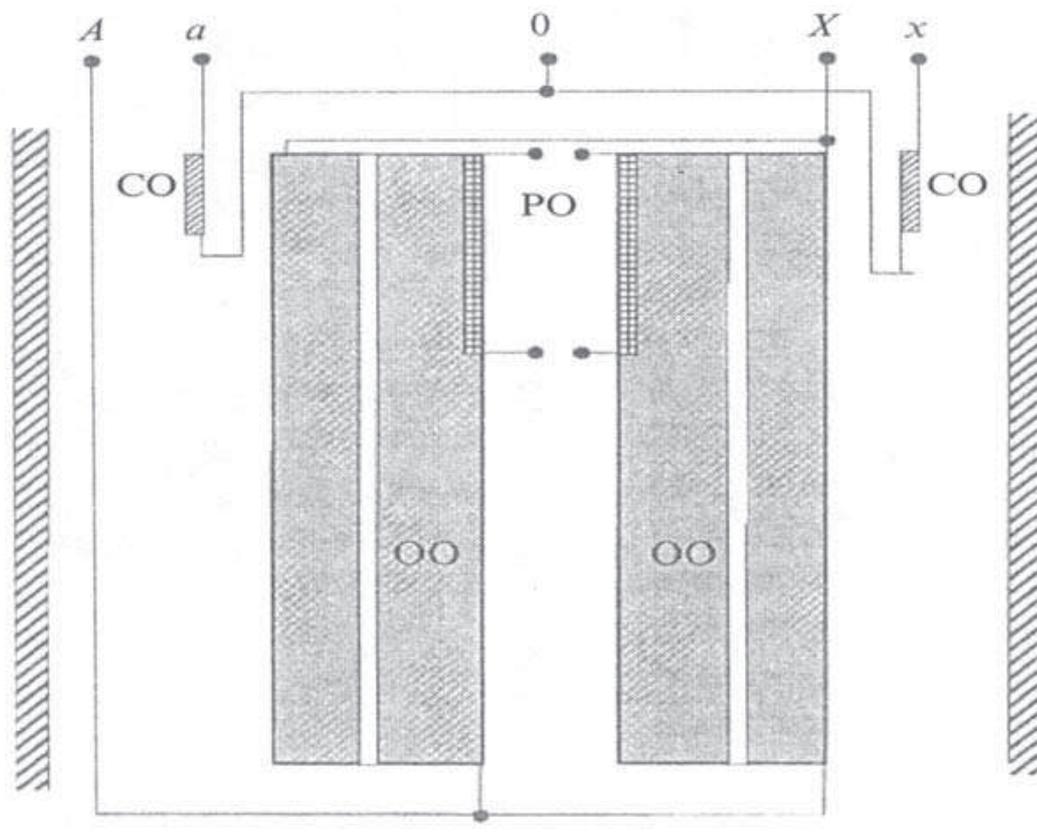


Рис. 2. Схема расположения обмоток на стержнях реактора РУОМ-480/11

ния более высоких технико-экономических показателей была принята бронестержневая «двухэтажная» конструкция магнитопровода, в которой два стержня совмещены в один, состоящий из двух одинаковых частей, расположенных одна над другой и разделенных промежуточным ярмом. Расположение обмоток (основной – ОО, сигнальной – СО) и регулировочных витков для наиболее типичных вариантов конструктивного исполнения таких реакторов схематически показано на рис. 3 (для одной из частей стержня).

Как следует из рис. 3, в реакторах РУОМ на каждой из двух частей стержня магнитопровода имеются половина основной сетевой обмотки (ОО), от части витков которой

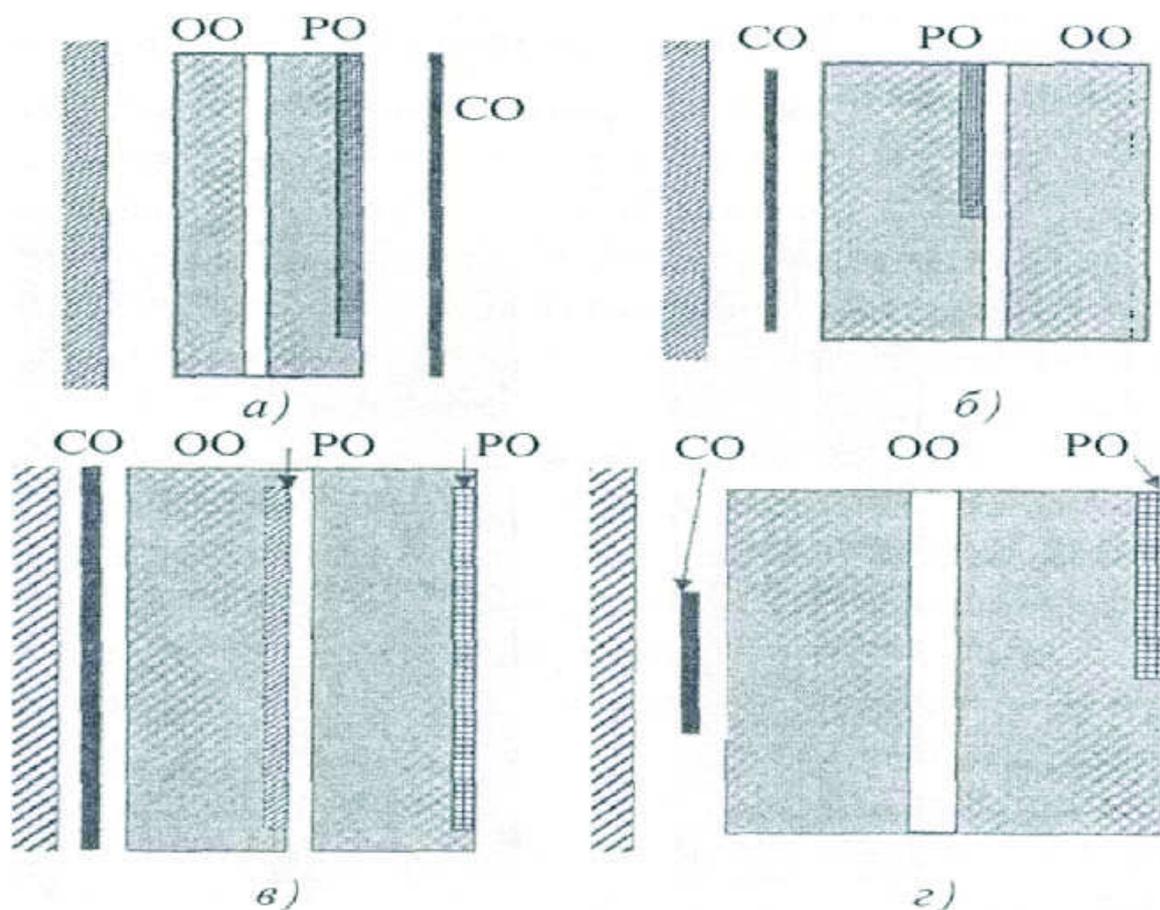


Рис. 3. Эскизы взаимного расположения обмоток в реакторах РУОМ с двухрамным магнитопроводом: *а* – реактор 190 кВА, 11 кВ, *б* – реактор 480 кВА, 38 кВ; *в* – реактор 400 кВА, 11 кВ, *з* – реактор 1250 кВА, 11 кВ

(РО) выполнены отводы (отпайки) для питания преобразователя, регулирующего подмагничивание стержней, а также половина маломощной сигнальной обмотки СО. Вводы СО расположены на крышке бака, а регулировочные отпайки соединены внутри бака с преобразователем. По аналогии с трансформаторами далее части ОО (отпайки) для регулирования подмагничивания будут называться регулировочными обмотками (РО).

Наличие в реакторе двух маломощных обмоток и возможность случаев КЗ на них требуют особого внимания к вопросам стойкости реакторов при КЗ. Так, при КЗ на отводах маломощной СО она должна быть рассчитана на очень большой для такой обмотки ток КЗ, при КЗ на РО (например, из-за КЗ в преобразователе) РО становится как бы вторичной короткозамкнутой обмоткой трансформатора (первичная обмотка — вся ОО), и тоже должна быть рассчитана на большой ток КЗ. Следует отметить, в реакторах РУОМ КЗ на части обмотки (КЗ на РО) рассматривается как расчетный аварийный режим, в то время как в обычных силовых трансформаторах это классифицируется как внутреннее повреждение (вводов на крышке бака нет) и, как правило, не рассчитывается.

Как известно, электродинамические силы при КЗ (как в реакторах, так и в трансформаторах) сильно зависят от взаимного расположения обмоток в окне магнитопровода, и, чтобы оценить это влияние при проектировании реакторов, рассматривались несколько вариантов взаимного расположения обмоток.

Например, в реакторе мощностью 190 кВА СО расположена после ОО (далее от стержня — рис. 3,а), в результате в ней действуют радиальные силы КЗ наружу, вызывая механические напряжения растяжения в проводах. В остальных реакторах СО расположена ближайшей к стержню магнитопровода, при КЗ она подвержена сжимающим (направленным к стержню) радиальным силам, которые могут привести к

потере радиальной устойчивости (потере круглой формы) СО. В реакторе РУОМ-480/11 СО расположена не симметрично относительно ОО (рис. 2), в результате на СО действуют при КЗ заметные осевые силы. В реакторах других типов (рис. 3) СО расположены симметрично относительно ОО, возникающие при этом осевые силы КЗ существенно меньше.

Как видно из рис. 2, 3, РО в разных типах реакторов может располагаться в наружном слое ОО (рис. 2, 3, *а*, *г*) или в одном из средних слоев ОО (рис. 3, *б*, *в*). Как правило, РО расположена не симметрично по высоте (ее сложно разместить симметрично, поскольку число витков в ней обычно меньше, чем число витков в слое ОО, а она должна примыкать к нейтральному отводу ОО), поэтому при КЗ это может оказаться причиной возникновения больших осевых сил (радиальные силы в этой обмотке не велики). В реакторе мощностью 400 кВА РО удалось расположить относительно симметрично в середине высоты ОО (рис. 3, *в*). В этом же реакторе на стадии проектирования были рассмотрены два варианта расположения (относительно стержня) регулировочных витков, существенно различающихся по электродинамическим воздействиям. В первом варианте регулировочные витки занимают слой примерно в середине радиального размера ОО (наклонно заштрихованный слой на рис. 3, *в*), этот вариант при дальнейшем рассмотрении будем называть «РО внутри». Во втором варианте РО расположена в последнем (наружном) слое ОО (штриховка в клетку на рис. 3, *в*), этот вариант при дальнейшем рассмотрении будем называть «РО снаружи».

Поскольку реакторы РУОМ близки по конструкции к силовым трансформаторам, для расчета стойкости реактора при КЗ приемлемы методы, используемые при расчете трансформаторов, но с учетом особенностей конструкции реакторов и режимов КЗ.

Методика расчета электродинамической стойкости при КЗ реакторов РУОМ включает следующие основные этапы:

- выбор обмоток и элементов конструкции, для которых необходим расчет электродинамической стойкости, а также выбор расчетных режимов КЗ;
- выбор методов и программ расчета;
- расчет токов КЗ в расчетных режимах;
- расчет магнитного поля;
- расчет электромагнитных сил и возникающих напряжений;
- расчет допускаемых значений механических напряжений в элементах конструкции;
- определение коэффициентов запаса прочности и устойчивости;
- составление заключения об электродинамической стойкости и рекомендаций по ее повышению.

В случае, если в результате проведенных расчетов выясняется необходимость переработки конструкции с целью повышения электродинамической стойкости реактора, указанный поверочный расчет проводится повторно для измененной конструкции.

Выбор обмоток, элементов конструкции и расчетных режимов КЗ. Поскольку для управляемых дугогасящих реакторов РУОМ относительно слабыми в электродинамическом отношении являются СО и РО (фактически отпайки ОО), то соответственно КЗ на их выводах являются определяющими режимами. При этом наряду с расчетом ОО особое внимание должно быть уделено устойчивости СО, сжимаемой радиальной силой (в случае ее расположения на стержне), радиальной прочности растягиваемой РО и осевым сдвигающим силам, действующим на все обмотки и элементы их крепления.

Выбор методов и программ расчета. Как уже указывалось, для анализа стойкости при КЗ реакторов РУОМ вполне применимы существующие «трансформаторные» методы и программы расчета. Так, для расчета индуктивности реактора и токов КЗ может быть применена программа РАСТОК (разра-

ботка ВИТ [4]), достаточно точно учитывающая геометрические размеры обмоток, а для расчета магнитного поля в области обмоток при КЗ, механических сил и напряжений – программа РЭСТ (разработана в ВЭИ на базе результатов динамических испытаний сотен трансформаторов и моделей обмоток [5]). Отметим, что при разработке реакторов РУОМ программа РЭСТ применена также и для расчета нагревов обмоток, причем результаты расчетов практически полностью совпали с результатами измерений при тепловых испытаниях.

Расчет токов КЗ. В качестве примера в табл. 1 приведены основные результаты расчета токов КЗ по программе РАСТОК для вариантов реакторов, показанных на рис. 2, 3. Для реактора мощностью 400 кВА расчеты выполнены для двух вариантов расположения регулировочных витков (вариант 1 – «РО внутри» и вариант 2 – «РО снаружи»).

Таблица 1

**Основные результаты расчета токов КЗ
в обмотках реакторов РУОМ**

Мощность реактора	Режим КЗ, замкнутая обмотка	Токи КЗ в			Особенности конструкции
		СО	РО	ОО	
190 кВА/11 кВ	СО	1748	47	47	СО и РО снаружи ОО (рис. 3,в)
	РО	–	1118	61	
480 кВА/11 кВ	СО	977	10,2	10,2	СО у стержня, РО снаружи ОО (рис. 2)
	РО	–	1638	27,0	
480 кВА/38 кВ	СО	4306	20,7	20,7	СО у стержня, РО внутри ОО (рис. 3,б)
	РО	–	1550	15,1	
480 кВА/11 кВ вариант 1	СО	4505	73,6	73,6	СО у стержня, РО внутри ОО (рис. 3,в)
	РО	–	5476	90,9	
480 кВА/11 кВ вариант 2	СО	4505	73,6	73,6	СО у стержня, РО снаружи ОО (рис. 3,в)
	РО	–	2835	47,1	
1520 кВА/11 кВ	СО	8739	152	152	СО у стержня, РО снаружи ОО (рис. 3,г)
	РО	–	2130	113	

Как видно из табл. 1, расположение регулировочных витков на наружной образующей ОО (вариант «РО снаружи») в реакторе 400 кВА позволяет почти вдвое снизить ток КЗ в регулировочных витках по сравнению с вариантом «РО внутри».

В табл. 1 даны действующие значения тока в установившемся режиме КЗ. При расчетах электродинамических сил в наиболее неблагоприятный момент времени этот ток (действующее значение) для учета апериодической составляющей в переходном режиме должен быть умножен на $\sqrt{2}$ и на ударный коэффициент, зависящий от соотношения активного сопротивления и индуктивности реактора.

Расчет магнитного поля, расчет электромагнитных сил и возникающих напряжений. Указанная выше программа РЭСТ предназначена для расчета электромагнитного поля, потерь, нагретов, осевых, радиальных, тангенциальных сил и напряжений КЗ в обмотках и на опорных конструкциях обмоток, а также для расчета прочности и устойчивости при КЗ трансформаторов и реакторов с круглыми концентрическими обмотками. Исходными данными для программы являются токи КЗ, форма и размеры окна и обмоток, размеры и тип провода, размеры охлаждающих каналов, механические свойства электротехнических материалов, а также технология изготовления обмоток. Подробнее возможности программы изложены в [5].

Как уже указывалось, основными параметрами, определяющими динамическую стойкость реактора РУОМ, являются радиальная устойчивость сигнальной обмотки, радиальная прочность на сжатие или растяжение сигнальной обмотки или регулировочных витков и осевые сдвигающие силы между несимметрично расположенными обмотками.

В табл. 2 приведены основные результаты расчета электродинамической стойкости при КЗ маломощных обмоток рассматриваемых реакторов. В ОО силы и особенно механические напряжения невелики, они для сведения приведены в

**Основные результаты расчета электродинамической
стойкости ракторов РУОМ**

Мощность, напряжение	Режим	Обмот- ка	$\sigma_{cp} / [\sigma]$, МПа	$\sigma_{рад} / [\sigma]$, МПа	P_{max} , кН	$P_{опоры}$, кН	Примечание
190 кВА/11 кВ	КЗ на СО	СО	7,1/109	15,8/109	2,0	0,0	СО и РО снаружи ОО (рис. 3,а)
	КЗ на РО	РО	10,4/109	23,1/109	4,1	2,1	
480 кВА/11 кВ	КЗ на СО	СО	-19,5/33,7	18,0/109	5,1	2,5	СО внутри, РО снаружи ОО (рис. 2)
	КЗ на РО	ОО	-0,1/44	0,1/109	4,8	4,4	
		РО	1,0/109	7,1/109	7,2	5,3	
480 кВА/38 кВ	КЗ на СО	СО	-15,8/32,1	26,4/109	9,1	0,0	СО внутри, РО внутри ОО (рис. 3,б)
	КЗ на РО	РО	-0,4/45,6	6,0/109	10,3	7,0	
480 кВА/11 кВ вариант 1 вариант 2	КЗ на СО	СО	-4,7/13,1	9,6/36	4,4	0,0	СО внутри, РО внутри ОО (рис. 3,г)
	КЗ на РО	РО	0,4/36	16,5/36	11,3	6,2	
	КЗ на РО	РО	4,2/36	10,9/36	4,9	1,8	РО снаружи ОО (рис. 3,в)

табл. 2 только для реактора 480 кВА, 11 кВ. Расчеты проведены для режимов КЗ и токов, указанных в табл. 1. Для реактора мощностью 400 кВА рассмотрены и указаны в табл. 2 два варианта конструктивного расположения обмотки РО: вариант 1 – «РО внутри» и вариант 2 – «РО снаружи». В табл. 2 приняты следующие обозначения расчетных параметров:

– среднее напряжение радиального сжатия – $\sigma_{\text{ср}}$ (знак «минус» означает, что обмотка сжимается радиальными силами в направлении к стержню);

– суммарное напряжение радиального сжатия (растяжения) – $\sigma_{\text{рад}}$;

– максимальная осевая сжимающая сила – P_{max} ;

– осевая сила, действующая на опоры обмотки – $P_{\text{опоры}}$.

Отметим, что в случае использования обмоток других типов (например, непрерывных или винтовых с прокладками) необходимо оценивать также осевой изгиб в пролетах между прокладками.

В качестве допустимых значений параметра $[\sigma]$ в табл. 2 приняты допустимые радиальные напряжения, нормированные в методике расчета для сжимаемых обмоток $[\sigma_{\text{ср}}]$ и растягиваемых обмоток $[\sigma_{\text{рад}}]$, соответственно.

Из табл. 2 следует, что почти все рассмотренные реакторы с большим запасом удовлетворяют требованиям достаточной стойкости при КЗ. Только для самого мощного из реакторов (1520 кВА) в таблице выделено значение радиального напряжения-сжатия, близкое к допустимому значению критического напряжения.

Радиальная устойчивость СО определяется средним радиальным напряжением сжатия $\sigma_{\text{ср}}$ в этой обмотке (ближайшей к стержню) при КЗ на этой обмотке. При превышении значения этого напряжения некоторого допустимого значения $[\sigma_{\text{ср}}]$ (так называемого критического напряжения) происходит потеря устойчивости (потеря формы) этой обмотки в радиальном направлении.

Критическое напряжение радиальной устойчивости зависит от сечения провода, диаметра обмотки, материала провода, наличия и конструкции радиальных опор, осевого сжатия, трения между соседними элементами, способа и технологии намотки обмотки. Такой вид деформации возможен в сигнальной обмотке при КЗ на выводах сигнальной обмотки во всех рассмотренных типах реакторов, кроме реактора РУОМ-190/11, в котором сигнальная обмотка расположена не внутри, а снаружи радиального размера основной обмотки (рис. 3,а) и подвергается действию не сжимающих, а растягивающих радиальных сил. Следует еще раз отметить, что в реакторах удалось обеспечить радиальную устойчивость сигнальной обмотки во всех типоразмерах. Расчеты показывают (табл. 2), что в реакторе РУОМ-480/11 коэффициент запаса $K_{\text{зап}}$ (отношение допустимого критического напряжения к среднему напряжению сжатия) по радиальной устойчивости сигнальной обмотки равен 1,73, в реакторе РУОМ-480/38 – 2,03, в реакторе 400 кВА – 2,78, а в реакторе 1520 кВА – 1,0. Отметим, что первоначально в СО реактора 1520 кВА был применен провод поперечным сечением $5,6 \times 1,0 \text{ мм}^2$ в 8 параллелей. Расчеты показали, что радиальная устойчивость обмотки из такого провода является недостаточной: коэффициент «запаса» (в данном случае «коэффициент дефицита») равен всего 0,78. Потребовалось увеличить на 20% сечение провода, чтобы обеспечить достаточную по расчету радиальную устойчивость СО.

Радиальная прочность обмотки определяется суммарным напряжением от радиального сжатия (или растяжения) и радиального изгиба, определенного для самого нагруженного проводника обмотки. Расчеты показывают, что и по этому параметру динамическая стойкость всех реакторов является достаточной: коэффициент запаса по радиальной прочности на сжатие не ниже 1,8 (СО реактора 1520 кВА) и не ниже 3,3 –

на растяжение (РО реактора 400 кВА в случае ее расположения снаружи основной обмотки).

Следует указать на особенность выполнения расчета радиальной прочности РО в реакторах, где регулировочные витки конструктивно расположены в середине радиального размера ОО (РУОМ-480/38 и реактор 400 кВА вариант «РО внутри»). Эти реакторы при КЗ на выводах РО можно представить как трехобмоточные трансформаторы с короткозамкнутой средней по расположению обмоткой (слой РО) и питанием со стороны внутреннего и наружного центра ОО. Направление тока в частях основной обмотки слева и справа от РО противоположно направлению тока в короткозамкнутых витках РО. Поэтому внутренняя часть ОО оказывается под действием сжимающих (направленных к стержню) радиальных сил, наружная часть ОО — под действием растягивающих (от стержня) радиальных сил, а проводники, расположенные по радиусу РО, — под действием встречно направленных сил: внутренние проводники растягиваются, а наружные сжимаются радиальными силами. При этом наиболее нагруженными оказываются как самый внутренний, так и самый наружный проводники регулировочного слоя. Наибольшее радиальное напряжение в них достигает в реакторе 400 кВА 16,5 МПа, что не превышает допустимого значения (36 МПа для алюминиевого провода).

Для оценки стойкости при КЗ важны осевые силы, действующие в обмотках, на опоры и прессующие конструкции обмоток. Проведены расчетные исследования динамических осевых сил по программе ДИНАР, являющейся частью пакета РЭСТ. Кривые во времени этих сил для регулировочной обмотки реактора РУОМ-1520/11 показаны на рис. 4, где построены кривые трех сил — электромагнитной силы $F_{\text{эл.маг}}$ (пропорциональной квадрату текущего значения тока КЗ), максимальной сжимающей обмотку осевой силы P_{max} и силы $P_{\text{верх}}$, действующей на верхнюю опору обмотки. Но первые

две силы между собой совпадают, да и характер действия $P_{\text{верх}}$ практически полностью повторяет характер электромагнитной силы $F_{\text{эл.маг}}$. Таким образом, механические резонансные процессы в обмотках отсутствуют, что дает основание применить для расчета так называемый статический расчет осевых сил, принятый при расчете осевых сил в распределительных трансформаторах.

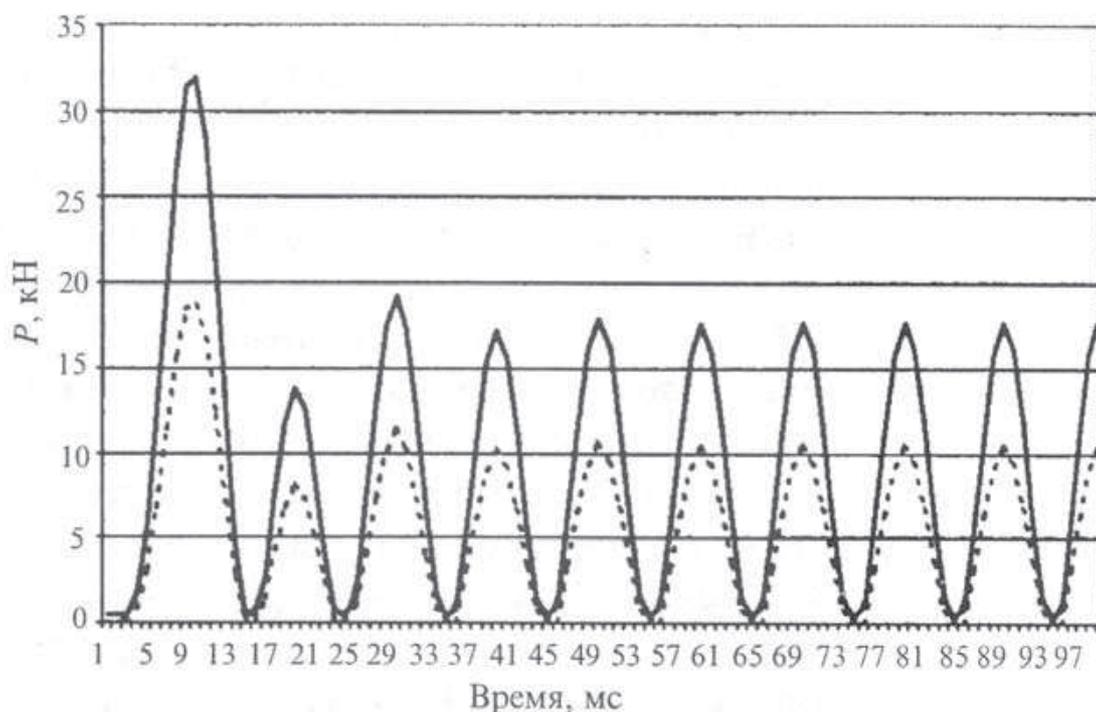


Рис. 4. Кривые изменения во времени осевых сил в РО реактора РУ-ОМ-1520/11: — — — $F_{\text{эл.маг}}$ и P_{max} ; - - - $P_{\text{верх}}$

Расчеты показали, что осевые силы в режимах КЗ на сигнальной обмотке не велики, поскольку во всех выпускаемых реакторах сигнальная обмотка расположена симметрично относительно высоты основной обмотки (вариант реактора РУОМ-480/11 с рассмотренной в статье броневого конструкцией магнитопровода и несимметричным расположением СО в настоящее время снят с производства, а выпускается вари-

ант с симметричным расположением СО). Опасные осевые силы возникают при КЗ РО. Как уже указывалось, в большинстве типов реакторов из конструктивных соображений симметрирование РО относительно ОО осуществить затруднительно. Поэтому в реакторах РУОМ она расположена по высоте несимметрично относительно ОО – сдвинута к верхнему торцу обмотки (рис. 2, 3). Эпюры распределения расчетных значений осевых сил по высоте РО для четырех типов таких реакторов приведены на рис. 5. Видно, что во всех реакторах с несимметричным расположением регулировочного слоя возникают существенные (соизмеримые с максимальными сжимающими силами) осевые силы, действующие на верхнюю опору ОО. Значения этих сил: 2,5 кН в реакторе РУОМ-190/11 (при максимальной силе в обмотке около 4 кН), 6–7 кН в реакторах РУОМ-480 (при максимальной силе 7–10 кН) и около 20 кН в самом мощном реакторе РУОМ 1520/11 (при максимальной силе более 30 кН). Для обеспечения стойкости реакторов к действию таких осевых сил предусмотрены специальные меры фиксации обмоток в осевом направлении, а также прессовка обмотки с силой, близкой к расчетным значениям.

В процессе разработки реакторов РУОМ по мере накопления опыта расчета и конструирования непрерывно совершенствовалась их конструкция. Так, в одном из перспективных вариантов конструкции реактора 400 кВА удалось расположить регулировочные витки более симметрично относительно высоты ОО. При этом, как уже указывалось, для этого реактора также рассмотрено два варианта расположения регулировочных витков: «РО внутри» и «РО снаружи». Влияние на значение осевых сил расположения регулировочного слоя является очень показательным. Эпюры распределения осевых сил по высоте регулировочных витков для этого реактора для вариантов «РО внутри» и «РО снаружи» приведены на рис. 6. Видно, что расположение «РО снаружи» позволяет более чем вдвое

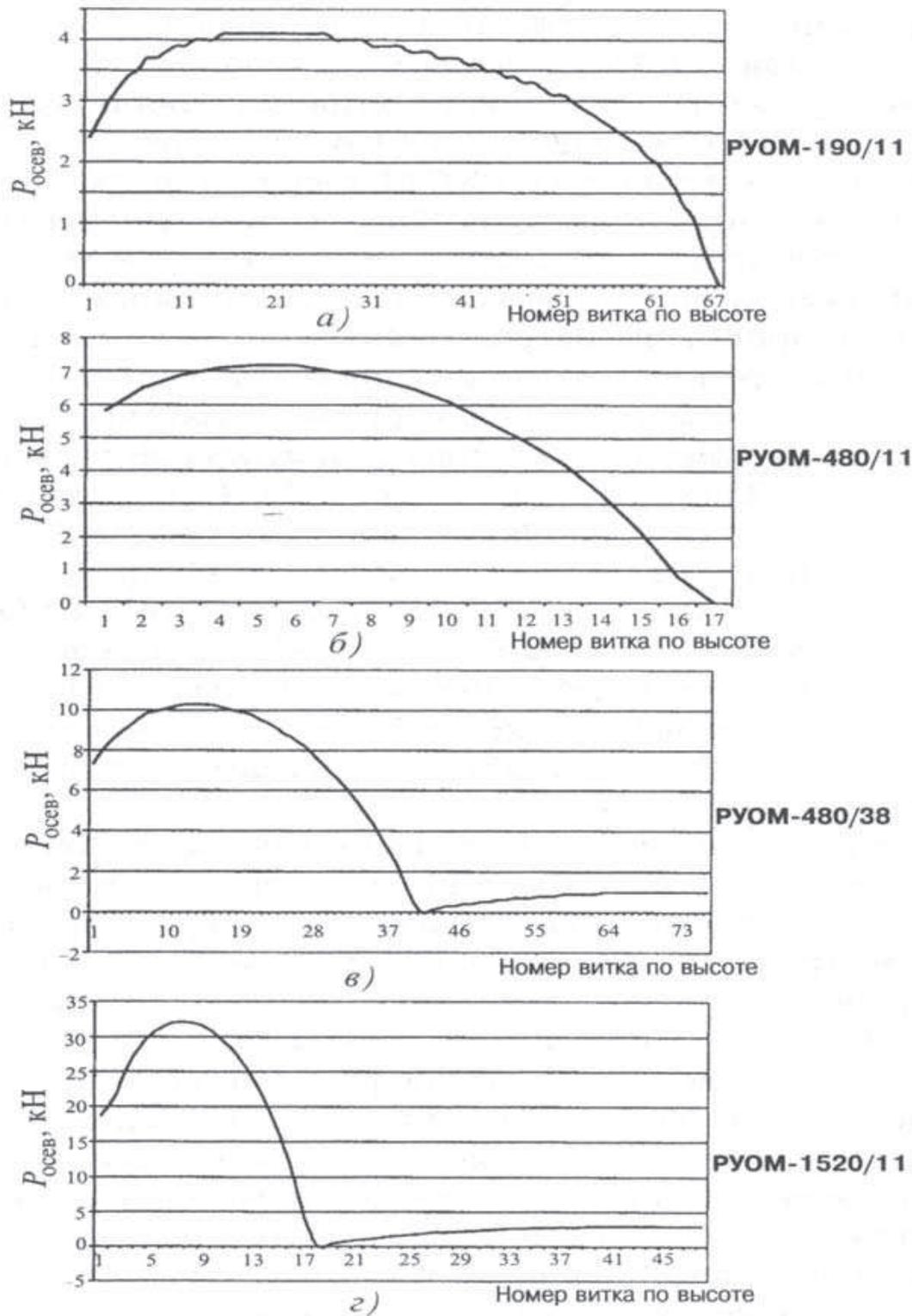


Рис. 5. Примеры распределения осевых сил по высоте РО реакторов РУОМ разных типов: *а* – реактор 190 кВА, 11 кВ; *б* – реактор 480 кВА, 38 кВ; *в* – реактор 400 кВА, 11 кВ; *г* – реактор 1520 кВА, 11 кВ

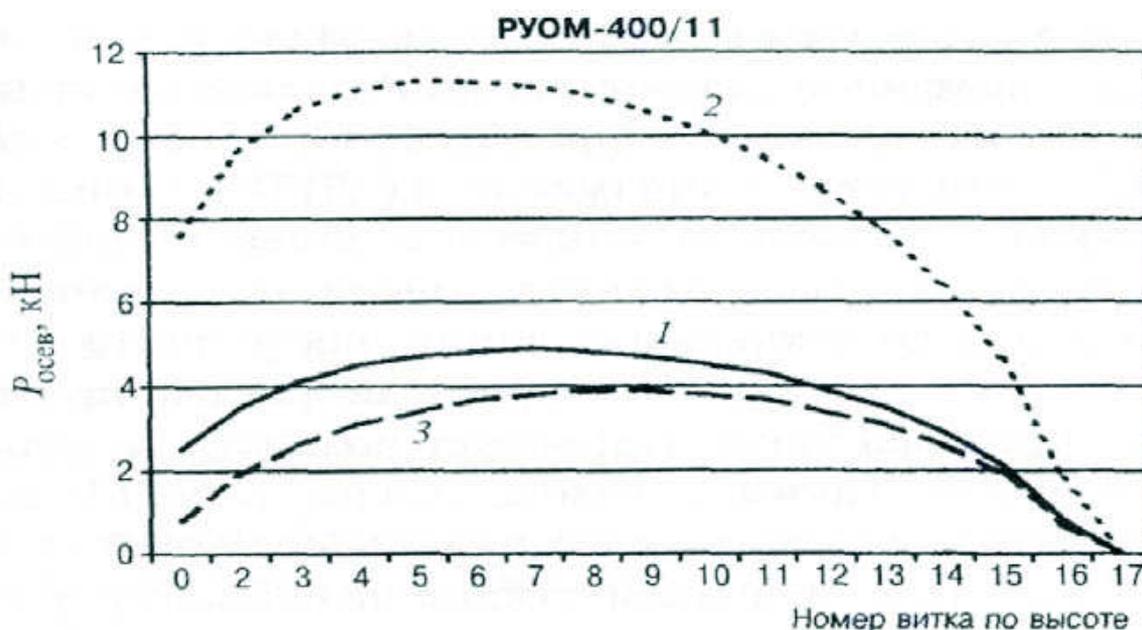


Рис. 6. Распределение осевых сил по высоте РО реактора мощностью 400 кВА, 11 кВ для различных вариантов расположения РО: 1 – РО снаружи, 2 – РО внутри, 3 – РО симметрично

снизить максимальные сжимающие силы (с 11 до 5 кН) и более чем втрое (с 6,2 до 1,8) значения сил, действующих на опоры. Для сравнения приведена аналогичная зависимость для идеального (оптимального по расчету) расположения регулировочного слоя – симметрично относительно ОО. Осевые силы в оптимальном варианте по расчету сравнительно невелики: максимальная сила 3,9 кН, сила, действующая на опоры, практически равна нулю.

В результате расчетных исследований получены практические рекомендации по оптимизации конструкции реакторов РУОМ по отношению к силам при КЗ и обеспечению их электродинамической стойкости. Как было отмечено, электродинамическая стойкость реакторов всех рассмотренных типов по результатам расчетов является достаточной.

Следует заметить, что условия возникновения опасности повреждения из-за недостаточной электродинамической стойкости при КЗ дугогасящих реакторов (ДГР) и силовых транс-

форматоров существенно отличаются. Дело в том, что большую часть времени эксплуатации ДГР находятся практически без напряжения, так как на них падает близкое к нулю напряжение нейтрали сети. Напряжение на ДГР возникает только при замыканиях в сети на землю, т.е. в аварийной ситуации, которая может длиться несколько часов до устранения этого замыкания или до отключения линии для ремонта. Опасность замыкания ДГР на землю (аварийный режим протекания в обмотках реактора токов КЗ) может возникнуть только в это короткое время. Таким образом, режим КЗ ДГР получится только при наложении двух аварийных ситуаций, т.е. является маловероятным. Это соображение позволило ограничиться расчетным способом определения стойкости реакторов при КЗ. Следует еще раз отметить, что расчеты выполнялись по методике РЭСТ, разработанной для трансформаторов на базе результатов динамических испытаний сотен моделей и реальных трансформаторов. Рассматриваемые же реакторы на стойкость при КЗ не испытывались. Несмотря на то, что расчеты и подтверждают выполнение условий прочности и устойчивости, в дальнейшем намечено проведение динамических испытаний при КЗ, по крайней мере, одного из реакторов РУОМ.

Выводы

1. В ходе разработки дугогасящих управляемых подмагничиванием реакторов РУОМ проведены расчетные исследования электродинамической стойкости реакторов, управляемых подмагничиванием, мощностью от 190 до 1520 кВА различных вариантов конструкции.

2. Показано, что для расчетной оценки электродинамической стойкости таких реакторов можно использовать методы и программы, используемые для расчета силовых трансформаторов.

3. Показаны способы оптимизации конструкции и обеспечения достаточной динамической стойкости.

4. Выполнение рекомендаций, разработанных в ходе расчетных исследований, позволило обеспечить достаточную электродинамическую стойкость реакторов всех рассмотренных типов.

Литература

1. **Правила** технической эксплуатации электрических станций и сетей. — М., 1996.

2. **Брянцев А.М.** Подмагничиваемые ферромагнитные устройства с предельным насыщением участков магнитной системы. — *Электричество*, 1986, № 2.

3. **Управляемые** подмагничиванием дугогасящие реакторы с автоматической компенсацией емкостного тока замыкания на землю для сетей 6–35 кВ / А.М. Брянцев, А.И. Лурье, А.Г. Долгополов и др. — *Электричество*, 2000, № 7.

4. **Бунин А.Г., Конторович Л.Н., Виногреев М.Ю.** Расчет распределения токов и напряжений в обмотках трансформаторов. — *Электротехника*, 1977, № 4.

5. **Система** программ РЭСТ для расчета электродинамической стойкости, потерь и нагревов трансформаторов и реакторов / В.П. Зенова, Е.И. Левицкая, А.И. Лурье и др. — *Электротехника*, 1996, № 8.

Впервые опубликовано: «Электротехника» № 1, 2003. С. 52–59.

Способы автоматической настройки дугогасящих реакторов с подмагничиванием

Долгополов А.Г.

Известно большое количество способов и устройств автоматической настройки дугогасящих реакторов [1]. В большинстве практически используемых систем компенсации используется предварительная резонансная настройка компенсирующих устройств без непосредственного измерения емкостных параметров сети, когда дугогасящие реакторы настраиваются до момента возникновения замыкания на землю по естественному либо искусственно созданному смещению напряжения нейтрали сети. В этих случаях увеличивается вероятность резонансных перенапряжений и, согласно ПУЭ, допускается 5%-ная расстройка компенсации, что снижает точность настройки и соответственно увеличивает остаточный ток в месте замыкания. К тому же, такие способы неприменимы для новых типов дугогасящих реакторов, в частности, управляемых подмагничиванием, для которых необходима быстрая и точная настройка в резонанс после возникновения замыкания на землю по замеренному в нормальном режиме работы значению ожидаемого емкостного тока сети.

Основным преимуществом таких реакторов, наряду с возможностью их плавной и точной настройки, является возможность безынерционного перехода от высокоомного не подмагниченного состояния в нормальном режиме работы сети к точной компенсации с момента возникновения однофазного замыкания на землю [2]. Таким образом, глубокая расстройка компенсации в ждущем режиме препятствует возникновению коммутационных перенапряжений, свойственных компенсированным сетям 6–35 кВ с применявшимися ранее типами

дугогасящих реакторов. Новые свойства и возможности управляемых подмагничиванием ДГР требуют в свою очередь новых способов управления и их алгоритмов. Основными требованиями для таких систем управления являются непрерывное и точное измерение емкости фаз сети на землю (ожидаемого емкостного тока замыкания) в нормальном режиме работы сети, а затем безынерционная и точная настройка реактора в резонанс с замеренной емкостью сети в момент возникновения повреждения.

К началу 90-х годов (внедрение первых прототипов управляемых подмагничиванием реакторов с предельным насыщением магнитной цепи) такие системы управления были разработаны в Алма-Атинском энергетическом институте, а затем освоены и усовершенствованы в Научно-техническом центре ВЭИ им. Ленина, г. Тольятти. В их основу был положен известный [1] принцип создания на нейтрали искусственного потенциала непромышленной частоты путем введения в нейтраль источника непромышленной частоты. В нормальном режиме работы сети генератор частоты 100 Гц через сигнальную обмотку ДГР создавал на нейтрали смещение, обратно пропорциональное текущей емкости сети на землю. Это смещение через фильтры 100 Гц преобразовывалось в линейный сигнал с помощью аналоговых умножителей и регулярно обновлялось в запоминающем устройстве как задание степени подмагничивания ДГР при появлении однофазных повреждений. Такие системы автоматической настройки компенсации (САНК) успешно работали в промышленной эксплуатации и обеспечивали как отслеживание изменений емкостных параметров сети в нормальном режиме, так и соответствие уровня подмагничивания ДГР этим параметрам в режиме замыкания на землю.

Однако целый ряд причин препятствовал повышению точности работы этих устройств как в нормальном режиме, так и в режиме компенсации: наличие узкополосных аналоговых

фильтров 100 Гц и нелинейных умножителей, отсутствие обратной связи при подмагничивании в режиме компенсации, влияние 2-ой гармоники в сети, наличие или отсутствие параллельных «базовых» ДГР. Поэтому последующие 10 лет системы управления типа САНК совершенствовались для повышения точности настройки ДГР путем устранения этих недостатков. При этом первая серийная САНК для реакторов серии РУОМ имела частоту генератора 16,6 Гц и регулятор подмагничивания с обратными связями по току и напряжению [3]. Переход на частоту, соответствующую трети промышленной, позволил упростить генератор и снизить его мощность, отказаться от узкополосных фильтров, практически исключить влияние высших гармоник в сети. Обратные связи в пропорционально-интегральном регуляторе САНК обеспечили точную настройку ДГР в режиме компенсации и учет замыканий через переходные сопротивления по соответствующему напряжению на нейтрали.

Фактически алгоритм работы такой САНК сводится к тому, что в нормальном режиме работы ее генератор 16,6 Гц, подключенный к сигнальной обмотке ДГР, создает на нейтрали сети искусственный потенциал не промышленной частоты, по которому непрерывно отслеживается емкостное сопротивление контура нулевой последовательности сети на не промышленной частоте. В момент возникновения однофазного замыкания на землю последнее значение емкостного сопротивления контура запоминается, генератор не промышленной частоты отключается от сигнальной обмотки и осуществляется резонансная настройка реактора в замкнутом контуре автоматического регулирования [3]. В нормальном режиме работы сети генератор непрерывно обеспечивает смещение нейтрали, которое зависит от величины емкости фаз сети на землю и фиксируется на выходе обмотки трансформатора напряжения, соединенной в открытый треугольник. В момент возникновения замыкания устройство переходит из режима измерения в

режим автоматической настройки реактора, обеспечивая точную компенсацию сравнением на входе пропорционально-интегрального регулятора ранее вычисленного значения емкостного сопротивления сети с текущим индуктивным сопротивлением дугогасящего реактора. Такие устройства поставляются совместно с ДГР серии РУОМ и обеспечивают точную резонансную настройку современных дугогасящих реакторов, управляемых подмагничиванием. Однако и эта серийная модификация имеет ряд недостатков.

Во-первых, область применения указанного способа и устройства ограничена в целом ряде типовых схем и режимов, в частности, при наличии параллельно включенных дугогасящих реакторов (нерегулируемых – «базовых») или при подключении на параллельную работу соседней секции шин со своим дугогасящим реактором. Это вызвано существенным снижением уровня ответного сигнала источника не промышленной частоты на параллельных индуктивностях реакторов, обладающих малым сопротивлением на пониженной частоте.

Во-вторых, в таких устройствах используется резонансная настройка сравнением индуктивности дугогасящего реактора на промышленной частоте (для России – 50 Гц) с ранее замеренной емкостной проводимостью сети на не промышленной частоте (16,6 Гц), для чего необходимо проводить опыт искусственного однофазного замыкания при наладке на реальной подстанции, в процессе которого подбирают соответствующие этим частотам коэффициенты.

В-третьих, использование этих устройств автоматической настройки исключает возможность повышения быстродействия настройки современных управляемых ДГР, в частности, путем их предварительного (до возникновения замыкания) подмагничивания стабилизированным током величиной, существенно меньшей (на порядок), чем требуется для полной настройки в резонанс с емкостью сети. При этом, сохраняя условия значительной расстройки компенсации в нормальном

режиме, ДГР выходит на режим точной компенсации при замыкании за время менее 1 периода частоты сети. Однако при этом достаточно малое собственное сопротивление ДГР на пониженной частоте практически исключает использование генератора 16,6 Гц.

В-четвертых, существующие устройства не могут непосредственно измерить ожидаемый емкостной ток сети при замыкании на землю (что и необходимо для контроля оперативным персоналом), а лишь отслеживают соотношение текущего емкостного сопротивления сети и индуктивного сопротивления реактора при возникновении замыкания.

Все указанные проблемы относятся к измерителю САНК, причем они не исключаются как при повышении, так и при понижении частоты генератора относительно промышленной частоты сети. Поэтому были предприняты дополнительные исследования и созданы образцы модифицированных САНК с новыми принципами измерения емкости сети, в частности, зондированием нейтрали импульсами разряда конденсатора [4, 5]. Последний вариант измерителя существенно расширил функциональные возможности САНК при параллельной работе ДГР, но оказался достаточно сложен в схемотехнической реализации и наладке комплекса на подстанции.

Все указанные выше недостатки можно исключить, если в качестве источника непромышленной частоты использовать генератор переменной частоты (с диапазоном изменения от 20 до 80 Гц) и, сканируя им сеть, найти частоту резонанса установленных реакторов с емкостью сети. Поскольку при найденном резонансе текущей емкости сети как с подмагниченным реактором, так и с параллельным «базовым», потребление генератора минимально, а ответный сигнал с нейтрали сети максимален, указанные выше проблемы исключаются. При этом из простых соотношений, как это показано ниже, определяется ожидаемый ток замыкания на промышленной частоте и исключается тем самым необходимость проведения

опыта искусственного однофазного замыкания при настройке на подстанции. Таким образом, достигается расширение функциональных возможностей способа измерения и обеспечение универсальности применения устройств на его основе, повышение быстродействия и точности настройки компенсации во всех возможных режимах работы сети, а также упрощается процесс наладки САНК на подстанциях.

Для повышения быстродействия и фиксации заданной индуктивности управляемый подмагничиванием дугогасящий реактор в нормальном режиме подмагничивается от САНК стабилизированным током, существенно меньшим, чем необходимо для его резонансной настройки. В качестве источника не промышленной частоты используется генератор переменной частоты, подключенный к сигнальной обмотке ДГР. Величина ожидаемого емкостного тока однофазного замыкания на землю определяется регулярным сканированием нейтрали сети генератором переменной частоты через сигнальную обмотку дугогасящего реактора, нахождением частоты резонанса индуктивности реактора и текущей емкости сети на землю на не промышленной частоте, и последующим вычислением ожидаемого емкостного тока металлического однофазного замыкания на землю по формуле:

$$I_{\text{зам}} = (I_{\text{ДГР}} + I_{\text{баз}}) \left(\frac{f_{50}}{f_p} \right)^2,$$

где $I_{\text{зам}}$ — ожидаемый емкостной ток при металлическом однофазном замыкании на землю; $I_{\text{ДГР}}$ — известная величина тока управляемого дугогасящего реактора на данной секции шин; $I_{\text{баз}}$ — известная величина тока параллельно включенного нерегулируемого базового реактора (при его отсутствии это значение равно нулю); f_{50} — номинальная промышленная частота сети (для России 50 Гц); f_p — найденная частота резо-

нанса индуктивности подключенных реакторов с текущей емкостью сети на землю.

Указанный способ основан на том, что при резонансе параллельно включенных емкости и индуктивности их сопротивления $X_C = 1/\omega C = 1/2\pi fC$ и $X_p = \omega L = 2\pi fL$ равны ($X_p = X_C$), напряжение на них максимально, а ток источника минимален (теоретически равен нулю). Для полной компенсации емкостного тока однофазного замыкания на землю в сети с изолированной нейтралью должна быть обеспечена точная резонансная настройка индуктивности реактора с емкостью контура нулевой последовательности сети в режиме однофазного замыкания на промышленной частоте $X_p = X_C$, откуда $2\pi fL = 1/2\pi fC$, а $C = 1/4\pi^2 f^2 L$, где C – емкость всех фаз сети на землю; L – индуктивность дугогасящего реактора; f – частота напряжения на нейтрали сети; ω – круговая частота.

Как указано ранее, в известных способах автоматической настройки дугогасящих реакторов традиционных конструкций в нормальном режиме работы сети осуществляется постоянная резонансная настройка реактора на промышленной частоте по максимуму естественного или искусственного напряжения смещения нейтрали, либо по фазовым характеристикам контура нулевой последовательности сети (при резонансе фазы тока и напряжения совпадают). Однако для современных управляемых подмагничиванием дугогасящих реакторов такой способ неприменим, поскольку они настраиваются в резонанс после возникновения однофазного замыкания, а в нормальном режиме работы сети имеют значительно более высокое сопротивление на промышленной частоте сети. Это является одним из основных преимуществ таких реакторов, поскольку в нормальном режиме работы сети отсутствуют резонансные перенапряжения при коммутациях и других возмущениях.

Тем не менее, резонанс реактора и емкости сети возможно получить и зафиксировать на соответствующей, отличной от

промышленной, частоте напряжения на нейтрали сети. Если от генератора переменной частоты обеспечить достаточное для измерения смещение нейтрали (порядка двух-трех процентов), то при изменении частоты генератора в требуемом диапазоне всегда, при любом переменном значении емкости сети, найдется резонансная частота, при которой $2\pi f_p L = 1/2\pi f_p C$. Здесь f_p – резонансная частота, которая при неизменной и большой индуктивности реактора (при отсутствии подмагничивания или при незначительном подмагничивании) зависит только от емкости сети и как правило меньше промышленной частоты (при снижении частоты, соответственно, сопротивление емкости растет, а реактора снижается).

Если таким образом реактор настроен в резонанс с емкостью сети на непромышленной частоте, и эта частота зафиксирована (известными способами по максимуму напряжения на нейтрали, минимуму тока генератора либо совпадению фаз тока и напряжения), то далее для определения ожидаемого емкостного тока замыкания от ранее полученного выражения для емкости сети $C = 1/4\pi^2 f_p^2 L$ необходимо перейти к току, умножив емкость на напряжение и круговую частоту: $I_{\text{зам}} = U\omega C = 2\pi f_{50} U / 4\pi^2 f_p^2 L$, откуда после умножения числителя и знаменателя на $2\pi f_{50}$ и с учетом, что в схеме могут присутствовать два реактора, получаем приведенное ранее соотношение $I_{\text{зам}} = (I_{\text{ДГР}} + I_{\text{баз}}) \left(\frac{f_{50}}{f_p} \right)^2$, где токи реакторов на промышленной частоте известны.

Далее при возникновении однофазного замыкания на землю достаточно сохранить последнее замеренное значение тока и в соответствии с ним настроить ДГР регулятором в замкнутом контуре автоматического регулирования. При этом быстрое действие настройки компенсации обеспечивается указанной выше величиной тока предварительного подмагничивания, а в случаях замыкания на землю через переходные со-

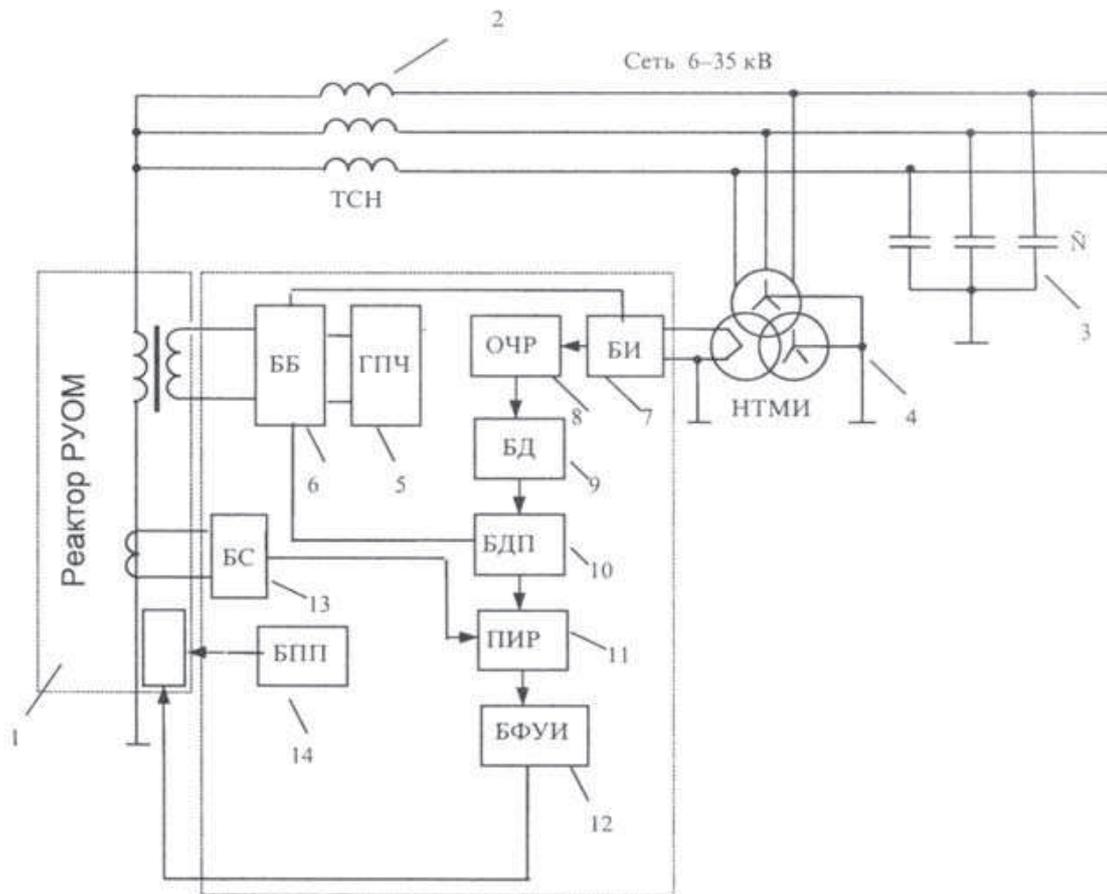
противления уставка регулятора корректируется в соответствии с отношением реального напряжения на нейтрали и номинального фазного напряжения сети.

Таким образом, при возникновении однофазного замыкания автоматическая настройка дугогасящего реактора осуществляется регулятором САНК путем сравнения уставки, соответствующей ранее измеренному емкостному току сети, с текущим значением тока ДГР по обратной связи от встроенного в реактор трансформатора тока. При этом переходные сопротивления при неметаллическом замыкании учитывают путем коррекции уставки по току в соответствии с отношением текущего значения напряжения на нейтрали сети в режиме замыкания к его номинальному фазному значению по следующей формуле:

$$I_{уст} = \left((I_{ДГР} + I_{баз}) \left(\frac{f_{50}}{f_p} \right)^2 - I_{баз} \right) U_{н.тек} / U_{фаз},$$

где $I_{уст}$ – уставка по току регулятора управляемого дугогасящего реактора; $U_{н.тек}$ – текущее напряжение на нейтрали сети в режиме однофазного замыкания на землю; $U_{фаз}$ – номинальное фазное напряжение сети, соответствующее смещению нейтрали сети при однофазном металлическом замыкании на землю.

Для пояснения принципа действия САНК на рисунке приведена одна из возможных функциональных схем устройства, использующего предлагаемый способ. В данном случае схема содержит электрическую сеть с изолированной нейтралью напряжением 6–35 кВ, подключенный к ее нейтрали через питающий трансформатор 2 дугогасящий реактор 1 с сигнальной обмоткой и встроенными трансформатором тока и преобразователем тока подмагничивания (ПТ), емкости фаз сети на землю 3, трансформатор напряжения с обмоткой «открытый



Функциональная схема устройства

треугольник» 4, генератор переменной частоты 5, подключенный к сигнальной обмотке дугогасящего реактора через блок блокировки 6. С обмотки разомкнутого треугольника типового трансформатора напряжения 4 через блок измерения 7 в схему определения частоты резонанса 8 и далее в блок деления и вычисления тока 9 подается напряжение смещения нейтрали. С выхода блока 9 вычисленное значение тока замыкания подается в блок долговременной памяти 10 и далее на вход пропорционально-интегрального регулятора 11, на второй вход которого подается информация от встроенного в реактор трансформатора тока через блок сопряжения 13. Выходной управляющий сигнал регулятора через блок формиро-

вания управляющих импульсов БФУИ 12 поступает на встроенный преобразователь ПТ реактора, с которым связан также блок предварительного подмагничивания 14.

Приведенная на рисунке схема работает следующим образом. В нормальном режиме работы сети при отсутствии однофазного замыкания реактор 1 подмагничивается стабилизированным током от блока 14, и схема находится в режиме измерения ожидаемого емкостного тока замыкания на землю. При этом от генератора 5 через блок 6 и сигнальную обмотку реактора 1 в нейтраль сети подается напряжение переменной не промышленной частоты. В процессе сканирования (изменения) частоты генератора 5 в необходимом диапазоне (в общем случае от 10 до 100 Гц, практически — от 20 до 80 Гц) схема определения резонанса 8 по напряжению нейтрали и току от генератора 5 (или по их фазовым характеристикам) определяет момент резонанса и фиксирует резонансную частоту. После этого блок 9 вычисляет значение ожидаемого тока по соответствующей формуле. При возникновении однофазного замыкания последнее вычисленное значение является уставкой для регулятора 11, обеспечивающего подмагничивание реактора через блок 12 в соответствии с найденным значением емкостного тока сети, откорректированным в соответствии с напряжением на нейтрали в блоке 10.

При возникновении замыкания генератор 5 отключается от сигнальной обмотки реактора блоком 6, последнее значение емкостного тока запоминается блоком 10. Одновременно на БФУИ 12 от ПИ-регулятора 11 поступает сигнал управления, соответствующий рассогласованию между измеренным ранее током сети и текущим током реактора, получаемым с выхода блока 13. В первый же момент времени после замыкания ток реактора благодаря предварительному подмагничиванию устанавливается близким к номинальному, а остаточное рассогласование сводится к нулю ПИ-регулятором соответствующим углом открытия тиристорov встроенного преобразо-

вателя ПТ, обеспечивая тем самым скорейший выход реактора в резонансный режим. По достижении требуемого значения тока реактора, равного зафиксированному ранее току емкостного контура сети, сигнал рассогласования на ПИ-регуляторе становится нулевым и далее поддерживаются параметры резонансной настройки до исчезновения или ликвидации персоналом однофазного замыкания.

При замыканиях через переходные сопротивления, когда напряжение смещения нейтрали меньше фазного, соответственно меньше будут напряжение на реакторе и его рабочий ток, поддерживаемый замкнутым контуром регулирования таким образом, чтобы сохранить резонансную настройку по откорректированной уставке. После устранения замыкания и снижения напряжения смещения нейтрали ниже заданной уставки блок б с выдержкой времени возвращает схему в исходное состояние для замера текущих значений емкостного тока сети.

Реализация устройств автоматической настройки компенсации с применением описанного способа дает целый ряд преимуществ по сравнению с прототипом:

- возможность автоматической настройки ДГР при наличии параллельно базового реактора;
- возможность работы с реактором, подмагниченным в нормальном режиме работы сети;
- возможность продолжения измерения тока замыкания при параллельной работе секций;
- повышение быстродействия выхода на режим компенсации за счет подмагничивания;
- упрощение наладки на объекте без проведения опыта однофазного замыкания.

Следует подчеркнуть, что на рисунке приведена в общем виде схема лишь одного из многих возможных вариантов реализации САНК. В частности, можно отказаться от использования трансформатора напряжения, используя вместо этого

информацию со вторичных обмоток ДГР. При реализации способа на цифровой элементной базе ряд функциональных блоков схемы может быть совмещен или заменен программной реализацией. Частоту резонанса, как уже отмечалось, можно находить разными способами – по соответствующему максимуму напряжения на нейтрали сети, по минимуму тока от генератора или по совпадению соответствующих фаз тока и напряжения. В свою очередь, максимум напряжения на нейтрали или минимум тока от генератора можно искать в процессе плавного изменения частоты генератора во всем диапазоне или методом «золотого сечения», что ускоряет процесс.

Существенными отличительными признаками новой модификации САНК являются:

- использование генератора переменной частоты для поиска резонанса реактора с емкостью сети на частоте, отличной от промышленной;

- подмагничивание ДГР в нормальном режиме стабилизированным током заданной величины, обеспечивающей необходимый диапазон резонансной частоты, отличной от промышленной, а также повышение быстродействия при автоматической настройке реактора;

- непосредственное измерение (и возможность индикации для персонала) ожидаемого тока замыкания, что позволяет также упростить наладку на подстанции;

- регулирование реактора в режиме замыкания с обратной связью по току и коррекцией уставки в соответствии с реальным напряжением на нейтрали.

В настоящее время описанная система управления САНК выпускается серийно в г. Тольятти и поставляется на Раменский завод «Энергия» для комплектации реакторов серии РУОМ. Неоднократно проведенные испытания на стенде завода и опыт промышленной эксплуатации подтвердили описанные характеристики и функциональные возможности.

В настоящее время завершается реализация САНК на цифровой элементной базе.

Литература

1. **Черников А.А.** Компенсация емкостных токов в сетях с незаземленной нейтралью. — М.: Энергия, 1974.

2. **Управляемые** подмагничиванием дугогасящие реакторы с автоматической компенсацией емкостного тока замыкания на землю для сетей 6–35 кВ / А.М. Брянцев, А.И. Лурье, А.Г. Долгополов и др. — Электричество, 2000, № 7.

3. **Патент № 2130677 РФ.** Способ автоматической настройки дугогасящего реактора и устройство для его осуществления / А.М. Брянцев, А.Г. Долгополов // Открытия. Изобретения. 1999. № 14.

4. **Долгополов А.Г.** Импульсное измерение емкости сети с изолированной нейтралью. — Изв. вузов. Энергетика, 2000, № 2.

5. **Брянцев А.М., Долгополов А.Г.** Системы управления и защиты для дугогасящих реакторов, управляемых подмагничиванием. — Электрические станции, 2000, № 2.

Впервые опубликовано: «Электротехника» № 1, 2003. с. 59-63.

Управляемые подмагничиванием дугогасящие реакторы с автоматической компенсацией емкостного тока замыкания на землю для сетей 6–35 кВ

**Брянцев А.М., Лурье А.И., Долгополов А.Г.,
Евдокунин Г.А., Базылев Б.И.**

Согласно принятым в России правилам [1], сети 6–10 кВ относятся к сетям с малыми токами замыкания на землю и должны работать или с изолированной, или заземленной через дугогасящий реактор нейтралью. Опыт эксплуатации показывает, что подавляющее большинство нарушений нормальной работы этих сетей связаны с повреждением изоляции фазы относительно земли — с однофазным замыканием на землю. В принципе, имеется возможность обеспечить надежную работу всей системы электроснабжения и не отключать потребителей в условиях сохраняющегося однофазного замыкания в течение некоторого времени, необходимого для поиска и устранения повреждения или включения резервного питания. Однако для этого прежде всего необходимо, чтобы ток в месте повреждения был настолько мал, чтобы, по возможности, было обеспечено его самогашение или переход в устойчивое состояние горения дуги с малой вероятностью перехода в междофазные повреждения. Такими допустимыми токами у нас считаются токи не более 5 А для сетей, содержащих высоковольтные электрические машины, и не более 30, 20, 10 А для остальных сетей 6, 10, 35 кВ, соответственно [2]. Заметим, что во многих странах безопасные значения токов значительно ниже. Так, например, многолетний опыт эксплуатации сетей напряжением 4–15 кВ в США привел к требованию ограничить во всех случаях ток значением не более $7 \div 10$ А.

В сетях с большими значениями емкостных токов замыкания на землю в случаях, регламентированных ПТЭ [2], должны устанавливаться дугогасящие реакторы (ДГР). При резонансной настройке дугогасящего реактора мы получаем ряд благоприятных условий протекания процессов при однофазных замыканиях: минимальный ток промышленной частоты в месте повреждения, минимальная скорость восстановления напряжения после гашения дуги, минимальный уровень дуговых перенапряжений.

В реальных условиях изменяющейся емкости сети, недостаточных мощностей дугогасящих реакторов и отсутствия систем автоматической настройки компенсации обеспечить режим благоприятной во многих отношениях резонансной настройки оказывается невозможным (тем более, что согласно ПТЭ, допускается работа с перекомпенсацией и временно — с недокомпенсацией). Однако расстройка полной компенсации нежелательна не только из-за увеличения в месте замыкания составляющей тока промышленной частоты, но она также крайне ухудшает картину возникающих при этом перенапряжений [3].

Опыт эксплуатации сетей 6–35 кВ в России как с изолированной нейтралью, так и с ДГР показывает, что отсутствие тщательного контроля за величиной результирующего тока замыкания на землю (желательно до величины не большей $5 \div 10$ А с учетом раскомпенсации ДГР и активных потерь в сети, а также высших гармоник тока), отсутствие каких-либо мер ограничения перенапряжений, отсутствие селективных защит от замыканий на землю приводит к высокой аварийности работы сети и часто делает бессмысленной длительную работу с однофазным замыканием, которая не только не позволяет повысить надежность работы сети, но, наоборот, увеличивает ее аварийность.

Эксплуатация сетей без плавной автоматической компенсации тока замыкания на землю выявляет целый ряд проблем,

многие из которых приводят к отсутствию самогашения дуги в месте повреждения, к значительным перенапряжениям в сети и к серьезным авариям в энергосистемах.

На сегодняшний день наиболее перспективным техническим средством, способным решить накопившиеся проблемы, являются дугогасящие реакторы, управляемые подмагничиванием. Первые попытки применения устройств такого типа предпринимались еще в первой четверти двадцатого века [4]. Дальнейшее их использование оказалось ограниченным и не вышло за пределы отдельных опытных партий по следующим основным причинам: повышенный расход материалов, значительное искажение формы тока высшими гармониками, длительный переходный процесс выхода на требуемый режим работы. Ситуация принципиально изменилась, и эти недостатки были устранены в разработанных в начале 80-х годов управляемых подмагничиванием реакторах нового типа с глубоким насыщением магнитной цепи [5]. Принцип действия, теория работы и основные функциональные возможности этих устройств изложены, в частности, в публикациях [6–8]. В течение последних десяти лет в электрических сетях РФ и других стран установлены и успешно эксплуатируются несколько десятков таких реакторов. Заключительным этапом промышленного освоения дугогасящих реакторов данного типа можно считать организацию их производства в 1996 году на «Раменском электротехническом заводе «Энергия» [9–10].

Основные технические данные управляемых подмагничиванием дугогасящих реакторов РУОМ¹ приведены в табл. 1 (частота 50(60) Гц).

При разработке серии предусматривалось, что дугогасящие реакторы РУОМ в комплекте с электронной системой управ-

¹ В кооперации с другими заводами-изготовителями Раменский электротехнический завод «Энергия» изготавливает также управляемые подмагничиванием дугогасящие реакторы 20 и 35 кВ мощностью до 1520 кВА.

Таблица 1

**Основные технические данные управляемых подмагничиванием
дугогасящих реакторов РУОМ**

Номиналь- ная мощ- ность, кВА	Номиналь- ное напря- жение, кВ	Диапазон регулирова- ния тока компенсации (в длитель- ном режиме)	Ток, А		Габариты, $B \times L \times H$ и установочные размеры $A_1 \times A_2$, мм, см. рис. 2	Масса, кг	
			в режиме двухчасовой компенсации	реактора, оста- точный, в точ- ке замыкания		полная	масла
190	$11,0\sqrt{3}$	2,5 ÷ 25,0	30	<2,0	1030×1165×1690 550×660	1200	
	$6,6\sqrt{3}$	4,25 ÷ 42,5	50	<2,75			
300	$11,0\sqrt{3}$	4 ÷ 40	48	<2,75	1180×1240×1890 550×820	1650	
	$6,6\sqrt{3}$	6,6 ÷ 66,0	80	<3,5			
480	$11,0\sqrt{3}$	6,3 ÷ 63,0	76	<3,5	1280×1320×1990 660×820	2450	
	$6,6\sqrt{3}$	10,5 ÷ 105	126	<5,0			
840	$11,0\sqrt{3}$	11 ÷ 110	132	<5,0	1980×1160×1950 1070×820	3500	1000

ления САНК [11] должны автоматически выполнять следующие функции:

- распознавание нормального режима работы сети и режима замыкания на землю;
- измерение емкости сети в нормальном режиме;
- безынерционный выход на режим компенсации емкостного тока при возникновении замыкания на землю;
- сохранение собственной проводимости, равной проводимости сети во время восстановления режима нормальной работы после самоликвидации замыкания (при напряжении на реакторе не ниже 15% от номинального фазного напряжения сети);
- измерение и поддержание собственной проводимости, равной емкостной проводимости сети во время замыкания на землю, в интервалах времени между повторными замыканиями и при кратковременных искажениях напряжения перемежающейся дугой (при «клевках» дуги);
- самодиагностика функционирования в режиме измерения емкости сети и режиме компенсации тока замыкания на землю.

В качестве дополнительной функции заложена возможность кратковременного перехода в режим потребления активной мощности (до 25% от номинальной мощности реактора) с целью определения линии, на которой произошло повреждение, средствами релейной защиты. По условиям эксплуатации предусмотрена самостоятельная работа реактора, параллельная работа двух или нескольких реакторов, параллельная работа реактора с реакторами электромеханического типа (например, РЗДСОМ или РЗДПОМ). И, наконец, серия дугогасящих реакторов РУОМ спроектирована так, что по шкале мощностей, габаритам и массе они соответствуют дугогасящим реакторам плунжерного типа [12].

Принципиальная электрическая схема дугогасящего управляемого реактора РУОМ и возможная схема его подклю-

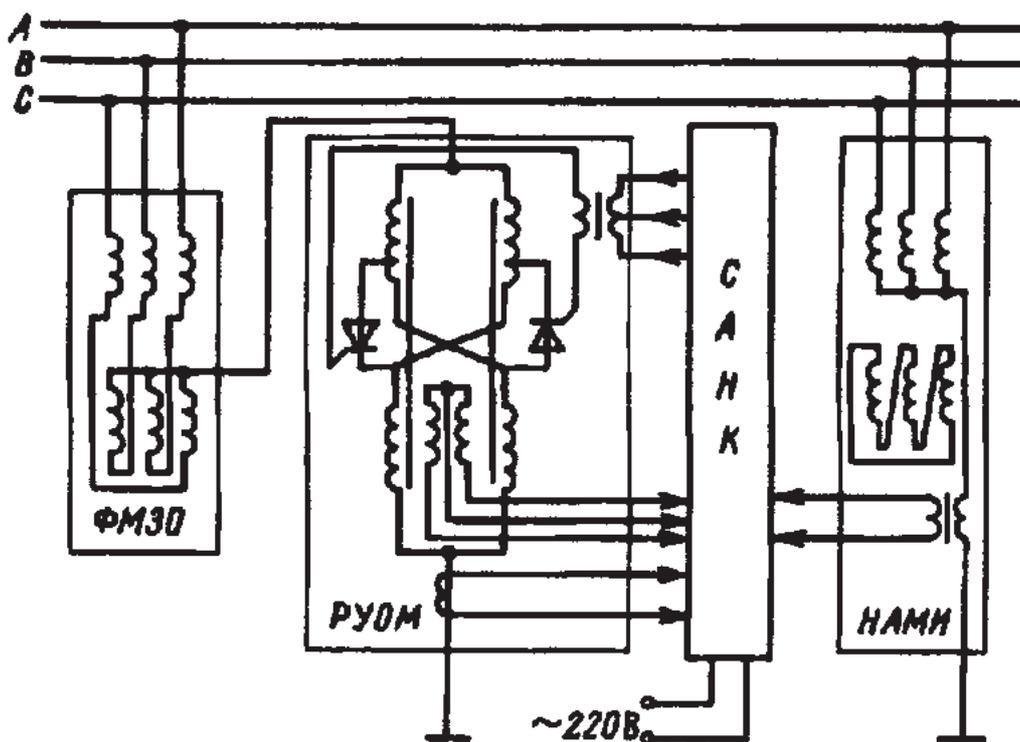


Рис. 1. Схема присоединения реакторов серии РУОМ к трехфазной сети: ФМЗ0 – фильтр масляный заземляющий нулевой последовательности – реактор присоединения (нейтралер, реактор для создания «искусственной» нейтрали); НАМИ – трансформатор напряжения

чения к сети приведена на рис. 1. Сам по себе управляемый реактор РУОМ состоит из двух основных функциональных блоков: электромагнитной части и тиристорного преобразователя. Электромагнитная часть и тиристорный преобразователь расположены в общем маслonaполненном баке и предназначены для эксплуатации на открытой площадке. Габаритный чертеж реакторов серии РУОМ приведен на рис. 2. Реакторы в обязательном порядке комплектуются специально разработанной для них электронной системой управления САНК (РУОМ), без которой нормальное функционирование дугогасящего реактора невозможно. Система управления сконструирована в одном корпусе и предназначена для эксплуатации в закрытом отапливаемом помещении.

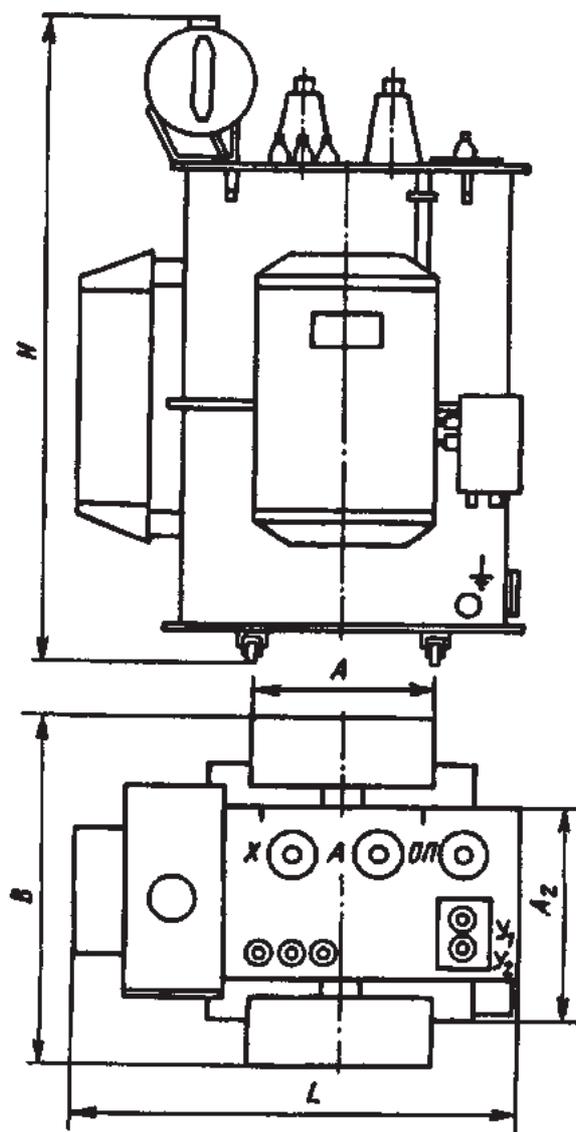


Рис. 2. Конструкция и основные размеры управляемых подмагничиванием дугогасящих реакторов РУОМ

Основные характеристики системы управления САНК (РУОМ):

Напряжение питания, В	220
Частота, Гц	50(60)
Потребляемая мощность, Вт, не более	300
Класс точности	2,0
Масса, кг	3,2
Габариты, мм	260×270×160

Подключение реактора к трехфазной сети может быть выполнено через трансформатор собственных нужд подстанции, имеющий выведенную нейтраль или, как показано на рис. 1, через нейтралер — специальный заземляющий трехфазный реактор (трансформатор без вторичной обмотки) со схемой соединения обмоток в зигзаг с выведенной нейтралью (фильтр масляный заземляющий нулевой последовательности ФМЗО). Данное устройство по своему назначению является фильтром присоединения нулевой последовательности. Для напряжения прямой и обратной последовательности оно обладает очень высоким сопротивлением, в несколько раз превышающим сопротивление холостого хода двухобмоточного трансформатора аналогичной мощности, а для напряжения нулевой последовательности его сопротивление незначительно. Для серии дугогасящих реакторов РУОМ Раменский электротехнический завод «Энергия» освоил производство таких фильтров мощностью 200, 310, 500 и 875 кВА на напряжение 6 и 10 кВ. По расходу материалов они примерно на 40% легче двухобмоточных трансформаторов аналогичного назначения.

Дугогасящий реактор работает следующим образом. Пока мгновенное значение напряжения нулевой последовательности на вторичной обмотке трансформатора напряжения (например, НАМИ производства Раменского электротехнического завода «Энергия», см. рис. 1) не достигло критической величины, равной 0,15 максимума номинального напряжения этой обмотки, система управления воспринимает это как нормальный режим работы сети. В этом режиме системой управления через сигнальную обмотку РУОМ генерируются в сеть импульсы тока длительностью порядка 1 мс. Интервал повторений импульсов тока зависит от мощности реактора, состояния сети и находится в пределах от 0,1 до 0,3 с. Импульс тока подзаряжает емкость сети, что вызывает последующее резонансное затухающее колебание напряжения между емкостью и реактором. По характеру колебательного процесса можно, в

принципе, определить емкость сети, индуктивность реактора и добротность контура замыкания токов нулевой последовательности. В самом деле, емкостная проводимость сети обратно пропорциональна скорости нарастания напряжения на нейтрали. Отношение частоты свободных колебаний к рабочей частоте сети показывает степень расстройки реактора от резонанса. Скорость затухания колебаний характеризует добротность сети, по этому показателю устанавливается минимально допустимый интервал между соседними импульсами тока. Измерение и запоминание новых значений емкостной проводимости сети осуществляется в системе управления САНК (РУОМ) лишь по скорости нарастания фронта напряжения на нейтрали в момент генерации импульса тока. То, что измерение емкости происходит за короткое время, в $10 \div 20$ раз меньшее периода колебаний напряжения сети, определяет высокую помехоустойчивость данного метода при возможных смещениях напряжения нейтрали, например, из-за несимметрии сети или при случайных возмущениях. Помехоустойчивость многократно возрастает благодаря тому, что импульс тока генерируется в сеть при переходе через ноль первой производной помехи, наведенной на вторичной обмотке трансформатора напряжений. В этом случае даже при 15%-ном смещении нейтрали погрешность измерения емкости сети описанным выше методом не превышает 2% (см. табл. 1).

Информация, полученная при измерении емкости сети, используется системой управления для выработки двух типов командных сигналов. Один из них задает и неограниченно долго поддерживает требуемую для точной резонансной настройки с емкостью сети проводимость реактора. Второй обеспечивает смещение рабочей точки магнитных потоков в стержнях реактора в такое положение, при котором свободные составляющие переходного процесса в реакторе обнуляются, и при возникновении замыкания на землю в нем сразу же возникает установившийся режим, соответствующий

точной настройке реактора на режим компенсации тока дуги. Командные сигналы первого типа воздействуют на тиристоры преобразователя реактора, второго — на его магнитную систему. При этом мощность, потребляемая системой управления из сети, не превышает 300 Вт (см. табл. 1).

При возникновении замыкания на землю и напряжении на нейтрали более 15% от фазного генерация импульсов системой управления прекращается, и в реакторе устанавливается индуктивная проводимость, равная последнему перед замыканием значению емкостной проводимости сети. Пример дальнейшего развития процесса компенсации емкостного тока 63 А реактором РУОМ-480/11/ $\sqrt{3}$ с последующим исчезновением замыкания и восстановлением нормального режима показан на рис. 3,а. Для сравнения на рис. 3,б приведена расчетная кривая переходного процесса при компенсации емкостного тока с использованием эквивалентной индуктивности с линейной характеристикой. Видно, что оба процесса практически совпадают, и работа управляемого подмагничиванием реактора по эффективности не уступает идеализированному случаю.

Компенсация основной гармоники реактивной составляющей емкостного тока происходит мгновенно, остаточный ток дуги в случае использования РУОМ несколько искажен высшими гармониками, однако их значения не превышают активной составляющей тока реактора, и суммарный остаточный ток не превышает 3 А (действующее значение). В случае исчезновения замыкания реактор продолжает сохранять проводимость неизменной, и частота свободных колебаний напряжения на реакторе остается равной частоте сети. Это обеспечивает плавное восстановление напряжения в фазах без каких-либо перенапряжений (см. рис. 3,а). То есть и в этом случае поведение реактора вполне соответствует идеализированному процессу (рис. 3,б).

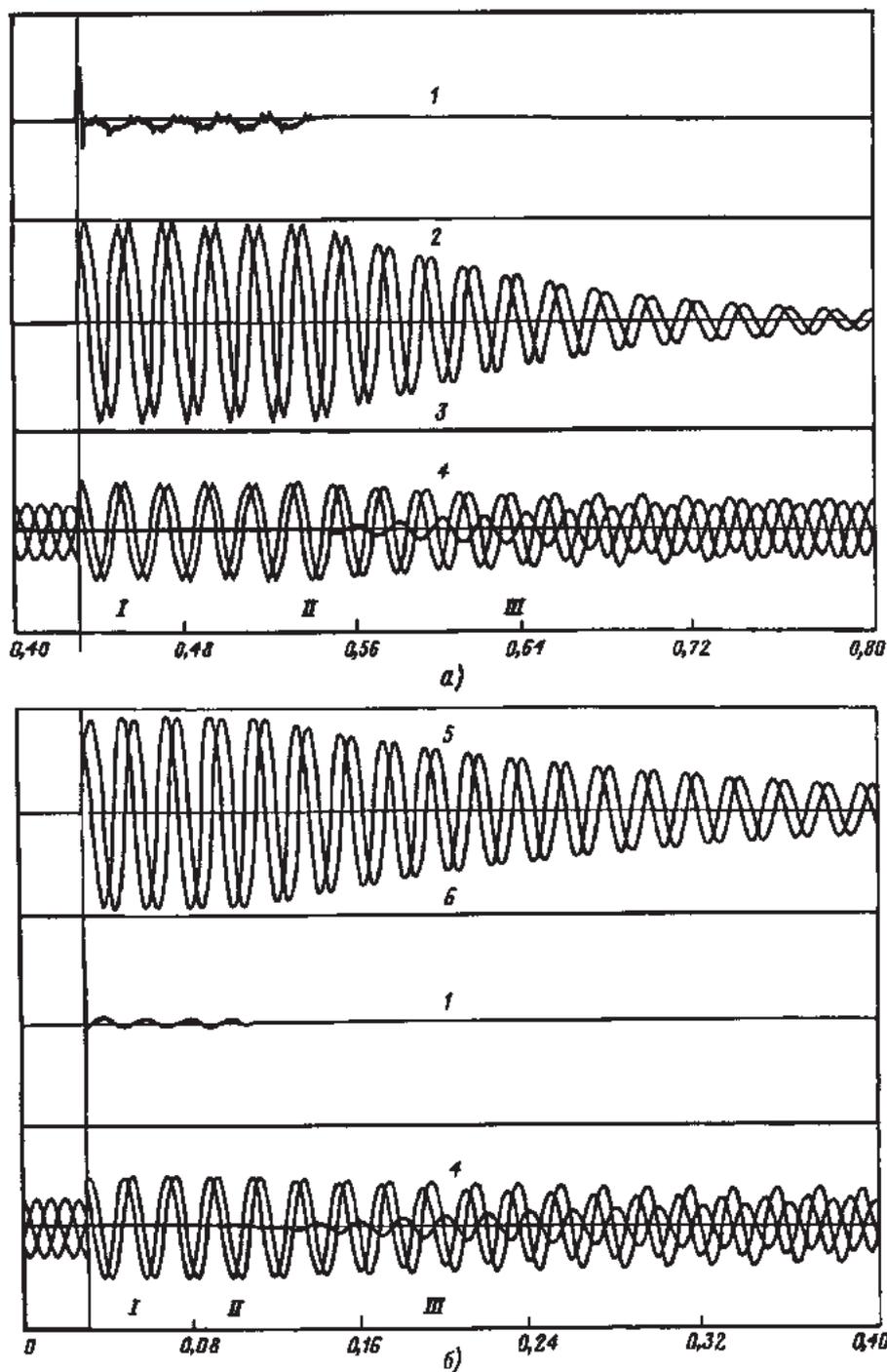


Рис. 3. Кривые переходного процесса при замыкании в сети одной фазы на землю (расчет по математической модели): *а* – в нейтрали установлен реактор РУОМ-480/11/ $\sqrt{3}$; *б* – в нейтрали эквивалентная постоянная индуктивность; *I* – нормальный режим сети; *II* – замыкание одной фазы на землю; *III* – восстановление нормального режима после исчезновения замыкания; *1* – ток замыкания на землю; *2* – напряжение реактора; *3* – ток реактора; *4* – напряжение фаз сети; *5, 6* – напряжение и ток эквивалентной индуктивности соответственно

С не меньшей эффективностью ограничивает ток дуги реактор РУОМ и при других значениях емкостного тока. В табл. 2 приведены значения остаточного тока замыкания на землю в дугогасящем реакторе РУОМ-480/11/ $\sqrt{3}$, полученные экспериментально. Остаточный ток определялся путем непосредственного замера результирующего тока самого реактора и настроенной в резонанс с ним батареей конденсаторов. Кроме этого, для определения времени выхода реактора на установившийся режим компенсации проводилось осциллографирование переходного процесса как при однократном, так и повторяющихся замыканиях на землю с интервалом около 5 с. Результаты эксперимента приведены в табл. 2 и на рис. 7.

Таблица 2

Значения остаточного тока замыкания на землю дугогасящего реактора РУОМ-480/11/ $\sqrt{3}$

Напряжение на реакторе, кВ	Ток реактора, А	Мощность реактора, кВА	Остаточный ток, А; ручное/автоматическое	Время выхода на режим компенсации емкостного тока, с
6,36	31	197	1,8/2,4	менее 0,02
6,36	62	394	2,4/2,4	то же
6,24	74	462	3,2/3,4	—”—

Таким образом, из приведенных результатов видно, что дугогасящие реакторы РУОМ являются по своей сути резко нелинейными электронными устройствами, автоматически настраивающимися на точный и практически безынерционный резонанс в широком диапазоне изменения емкости сети. В то же время в процессе компенсации емкостного тока они проявляют себя как обычные индуктивности с линейной характеристикой и обеспечивают мгновенное ограничение тока

дуги в точке замыкания до значений, отвечающим самым жестким международным требованиям.

Данный вывод противоречит весьма устаревшим, но, к сожалению, периодически повторяющимся в печати представлениям об управляемых подмагничиванием ферромагнитных устройствах и управляемых реакторах в частности, как инерционных аппаратах с заметным искажением формы тока [13]. Поэтому рассмотрим более подробно особенности электромагнитных процессов в реакторах РУОМ. Широкий диапазон изменения индуктивности в процессе подмагничивания достигается тем, что магнитная система реактора выполнена плоскошхтованной без воздушных зазоров. При отсутствии постоянных потоков подмагничивания (режим холостого хода) и номинальном напряжении рабочей обмотки ни в одном из сечений магнитопровода индукция не превышает индукции насыщения стали. В результате ток холостого хода не превышает $(1 \div 2)\%$ от номинального тока. Незначительное искажение формы тока реактора достигается за счет реализации в магнитной системе реакторов РУОМ режима сильного (близкого к предельному) насыщения основного рабочего участка магнитной системы и строго дозированного по отношению к основному, меньшего насыщения дополнительных участков [6]. В результате, например, в гармоническом составе тока РУОМ-480/11 $\sqrt{3}$ практически имеет место только третья гармоника, однако её максимум не превышает 5% от номинального тока реактора, причем этот максимум проявляется на начальном участке диапазона насыщения (рис. 4). С ростом основной гармоники тока абсолютное значение высших гармоник в нем уменьшается, однако начинает нарастать активная составляющая, обусловленная потерями в обмотках и магнитной системе. Характер изменения формы тока в РУОМ-190, 300 и 840 тот же, что и в РУОМ-480. Реакторы серии РУОМ спроектированы таким образом, чтобы суммарный остаточный ток от высших гармоник и активной

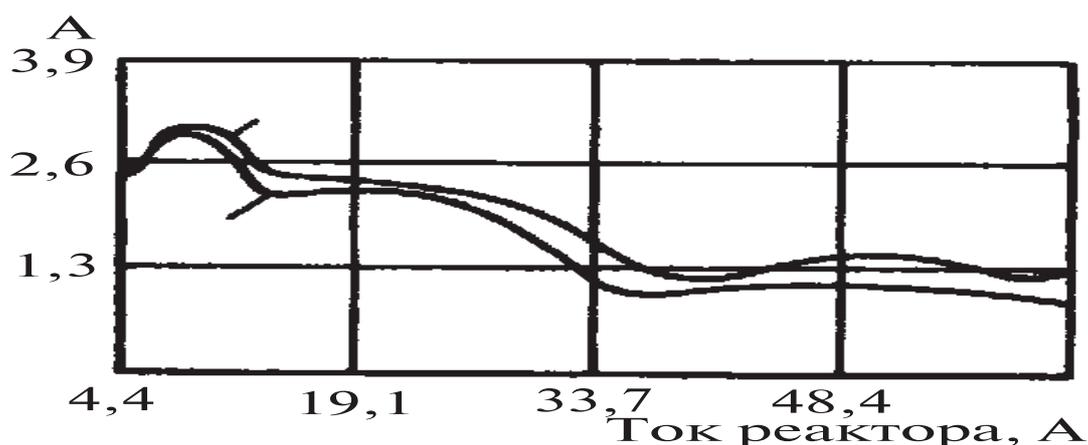


Рис. 4. Нелинейные искажения тока дугогасящего реактора РУОМ-480/11/ $\sqrt{3}$: 1 – среднеквадратичное значение высших гармоник (ток искажения); 2 – третья гармоника тока

составляющей потерь во всем диапазоне не превышал значений, указанных в табл. 1. Выход управляемых подмагничиванием реакторов на установившийся режим при подключении их к переменному напряжению, как и всех ферромагнитных устройств, например, трансформаторов, зависит от начального значения индукции в их магнитной системе в момент подключения к сети. Данный процесс для РУОМ-480/11/ $\sqrt{3}$ при различных значениях остаточной индукции в рабочих участках магнитной системы показан на рис. 5. Из осциллограмм видно, что при отсутствии остаточной индукции (рис. 5,а) ток плавно от холостого хода с постоянной времени около 1 с нарастает до номинального. Если же начальная индукция превышает установившееся значение индукции подмагничивания (рис. 5,б), то переходной процесс в рабочей обмотке реактора начинается со значений, превышающих номинальный ток. И, наконец, при значении начальной индукции, равной индукции подмагничивания в установившемся режиме, переходной процесс в реакторе отсутствует (рис. 5,б). Таким образом, для того, чтобы подготовить управляемый подмагничиванием дугогасящий реактор к практически безынерционному выходу на нужный режим компенсации, необходимо установить,

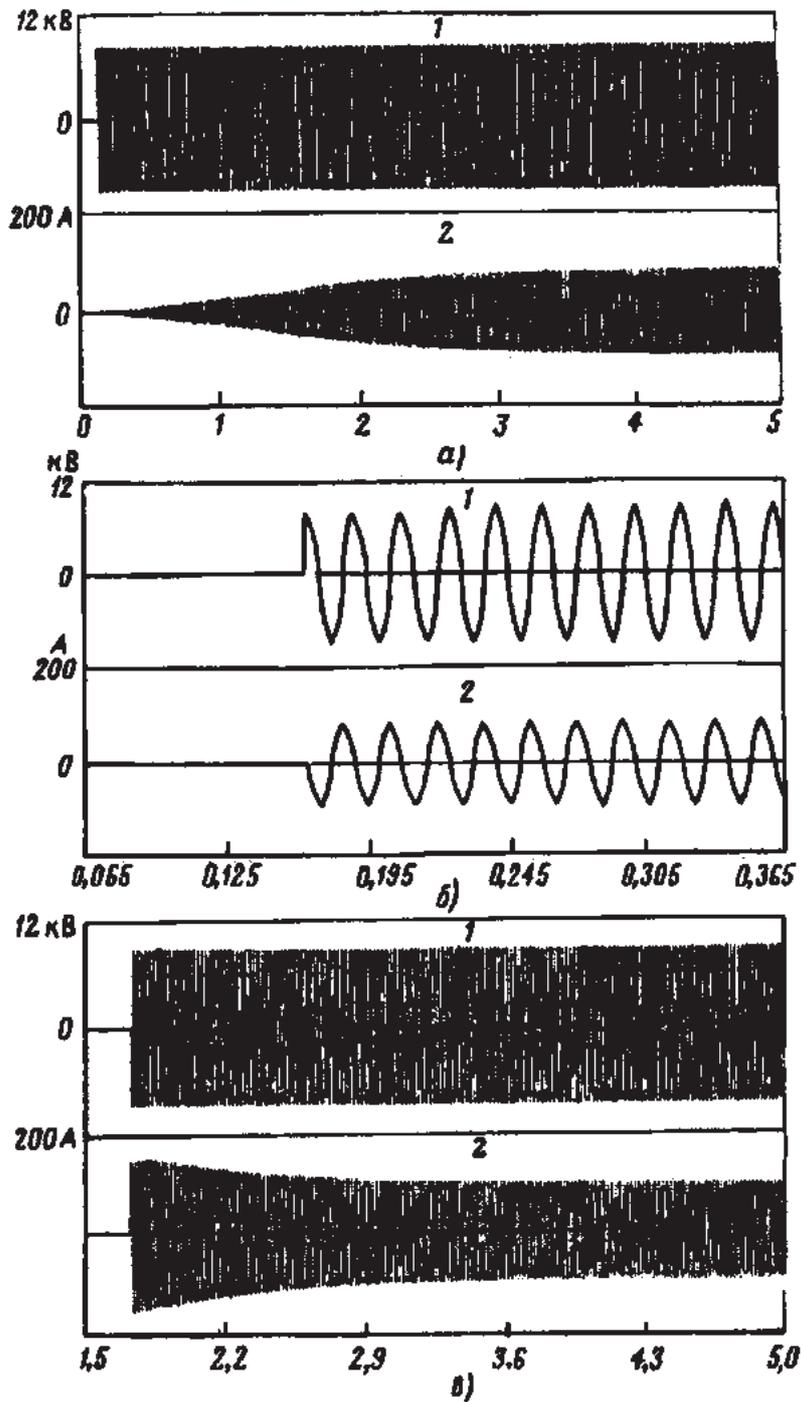


Рис. 5. Кривые процесса выхода реактора РУОМ-480/11/ $\sqrt{3}$ на установившийся режим протекания тока при различных начальных значениях магнитной индукции стержня магнитопровода (расчет): *а* — начальной индукции нет; *б* — начальная индукция равна установившемуся значению индукции подмагничивания; *в* — начальная индукция превышает установившееся значение индукции подмагничивания; *1* — напряжение реактора; *2* — ток реактора

во-первых, углы регулирования тиристоров, соответствующие требуемому току компенсации, и, во-вторых, установить значение начальной индукции, равное значению индукции подмагничивания в установившемся режиме.

Природа процессов в реакторах РУОМ такова, что индуктивность реактора до замыкания на землю системой САНК «подготовлена» к такому замыканию, т.е. она вовсе не бесконечна. Поэтому при возникновении замыкания на землю и, следовательно, при появлении напряжения на реакторе через очень небольшое время после начала замыкания на землю (менее 0,01 с) реактор выходит на режим компенсации емкостного тока, а далее и на режим, при котором его индуктивность соответствует емкостному сопротивлению сети.

Из известных дугогасящих реакторов с подмагничиванием только в реакторах РУОМ осуществлен описанный выше алгоритм подготовки к безынерционному выходу на режим. В известных же нам аналогах в ждущем режиме реакторы либо не насыщены вообще, как, например, РЗДУОМ-400/11/ $\sqrt{3}$ [14], или заранее намагничены от отдельной обмотки током подмагничивания режима компенсации, как, например, в реакторах с поперечным подмагничиванием [15]. В одном случае это приводит к недокомпенсации емкостного тока в переходной период (рис. 5,а), а во втором, как это вытекает из эффекта магнитного усиления, к сильнейшей перекомпенсации (рис. 5,в).

По мнению некоторых специалистов, в сетях с управляемым подмагничиванием реакторами одна из возможных причин возникновения перенапряжений — перемежающаяся дуга («клевки» дуги) в сочетании с резкими колебаниями индуктивности управляемого подмагничиванием реактора. Ведь есть подозрение, что при отсутствии напряжения на реакторе, а, следовательно, и его подмагничивания, индуктивность реактора может быть очень большой, что и вызовет большие перенапряжения из-за резких изменений тока дуги. Эти подо-

зрения напрасны. Расчеты и эксперименты показали, что в течение времени замыкания на землю при кратковременных перерывах тока («клевках») индуктивность реактора продолжает оставаться на этом же уровне, а вовсе не восстанавливается мгновенно до большой индуктивности. Причина этого и в инерционности реактора, и в действии системы САНК, «поддерживающей» индуктивность реактора на уровне индуктивности компенсации (по локации сети до возникновения замыкания) на все время до устранения замыкания. Интервалы времени «клевков» несоизмеримо малы с интервалами времени между очередными «сеансами локации».

В реакторах РУОМ достигнуто не только принципиальное улучшение функциональных характеристик, но и существенно, примерно в 2 раза, уменьшен расход активных материалов по сравнению с аналогами. В итоге по массе и габаритам они практически не уступают ранее выпускавшимся электромеханическим (плунжерным) дугогасящим реакторам [12]. В основном этот результат достигнут благодаря новым технологическим решениям и оптимальному проектированию электромагнитной части и преобразователя.

Современные электрические сети, особенно больших городов, имеют разветвленную конфигурацию с множеством отходящих фидеров. Длительное существование однофазного замыкания в таких сетях может стать неприемлемым с точки зрения возникающих перенапряжений, увеличивающейся вероятности возникновения двойных замыканий на землю и др. Поиск повреждений путем поочередного отключения кабельных линий только ухудшает ситуацию, существенно увеличивая вероятность повреждения оборудования в процессе переключений. Недостатком традиционных схем использования ДГР является невозможность определения поврежденного фидера в разветвленной кабельной сети с помощью простых токовых защит, действующих на сигнал или на отключение. В реакторах РУОМ предусмотрена возможность совмещения

функции собственно реактора и, если это требуется, активно-го сопротивления. Сигнальная обмотка реактора РУОМ выполнена усиленной по мощности и динамической стойкости. К ее выводам возможно подключение небольшого по мощности и несущественного по стоимости активного сопротивления. Подключение может быть неограниченно длительным при напряжениях смещения нейтрали не более 15%. При возникновении замыкания на землю возможно подключение сопротивления в течение 1–3 с. Для повышения надежности срабатывания защиты существует возможность кратковременного (до 1 с) короткого замыкания сигнальной обмотки. В этом случае активная составляющая тока реактора достигает 25–30% от номинального тока реактора. В результате появляется возможность путем кратковременного подключения (вручную или автоматически) активного сопротивления в цепь реактора создать только в поврежденном фидере ток, достаточный для срабатывания простых токовых защит.

Разработанная шкала мощностей РУОМ позволяет полностью удовлетворить потребность в дугогасящих реакторах для сетей 6–35 кВ. На Раменском электротехническом заводе «Энергия» практически уже начато их серийное производство (так же, как и «нейтралеров» – фильтров присоединения ФМЗО). Введен в эксплуатацию испытательный стенд с конденсаторной батареей и современной измерительно-регистрирующей аппаратурой, позволяющий в условиях завода кроме обычных приемочных испытаний проводить комплексную настройку реактора с системой управления на режим автоматической безынерционной компенсации емкостного тока. Это значительно упрощает процесс пуско-наладки реактора на месте установки и, в частности, делает необязательным выполнение искусственного замыкания на землю на подстанции при вводе в эксплуатацию.

При испытаниях и исследованиях реакторов получено много интересного экспериментального материала, подтверж-

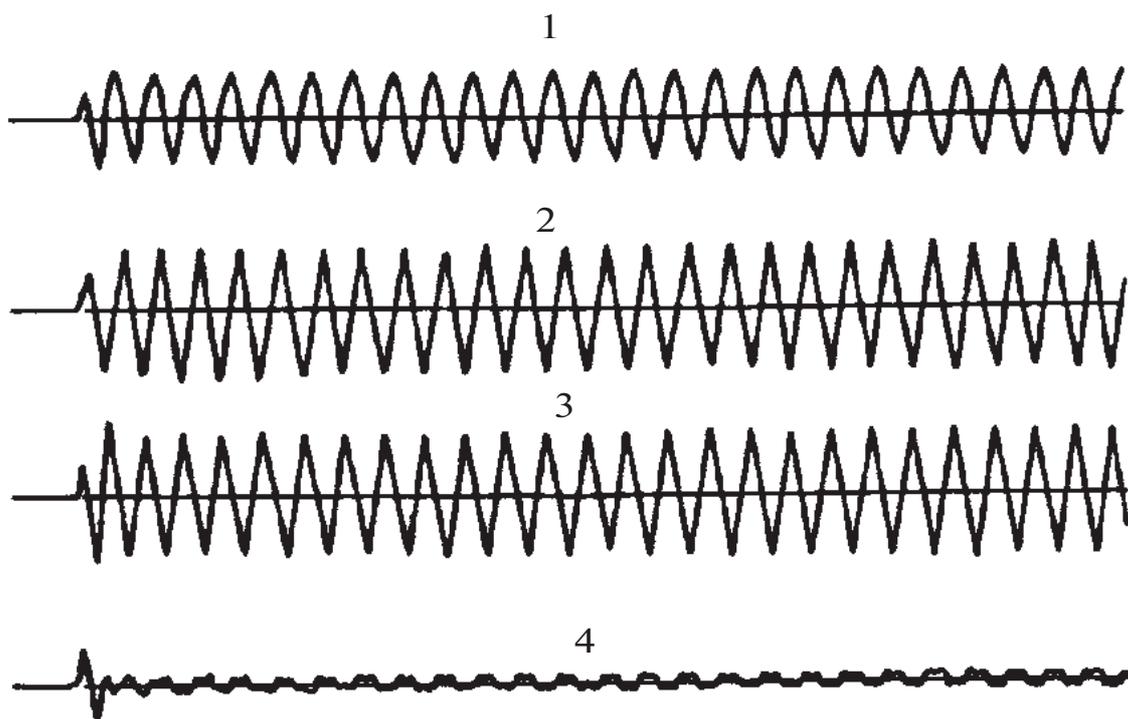


Рис. 6. Осциллограммы переходного процесса, экспериментально подтверждающие практически безынерционный выход реактора РУОМ-480/11/ $\sqrt{3}$ с режима ожидания на режим компенсации емкостного тока, полученные при испытаниях реактора на стенде ОАО «РЭТЗ Энергия»: 1 – напряжение на реакторе и конденсаторной батарее; 2 – ток реактора; 3 – ток конденсаторной батареи; 4 – суммарный ток

дающего теоретические данные и расчетные параметры реакторов. В качестве примера на рис. 6 приведены полученные на стенде осциллограммы параметров переходного процесса, экспериментально подтверждающие практически безынерционный выход реактора РУОМ-480/11/ $\sqrt{3}$ с режима ожидания на режим компенсации емкостного тока (при испытаниях на стенде ОАО «РЭТЗ «Энергия»), а на рис. 7 – осциллограммы тока и напряжения реактора РУОМ-300/11/ $\sqrt{3}$ при повторяющихся замыканиях на землю. Видно, что в самом начале как первого замыкания, так и при повторных замыканиях реактор почти безынерционно переходит в установившийся режим. Видно также, что имеется затухание тока реактора при ликвидации замыкания и соответствующее ему затухание напряжения на реакторе, что свидетельствует о сохранении реактором

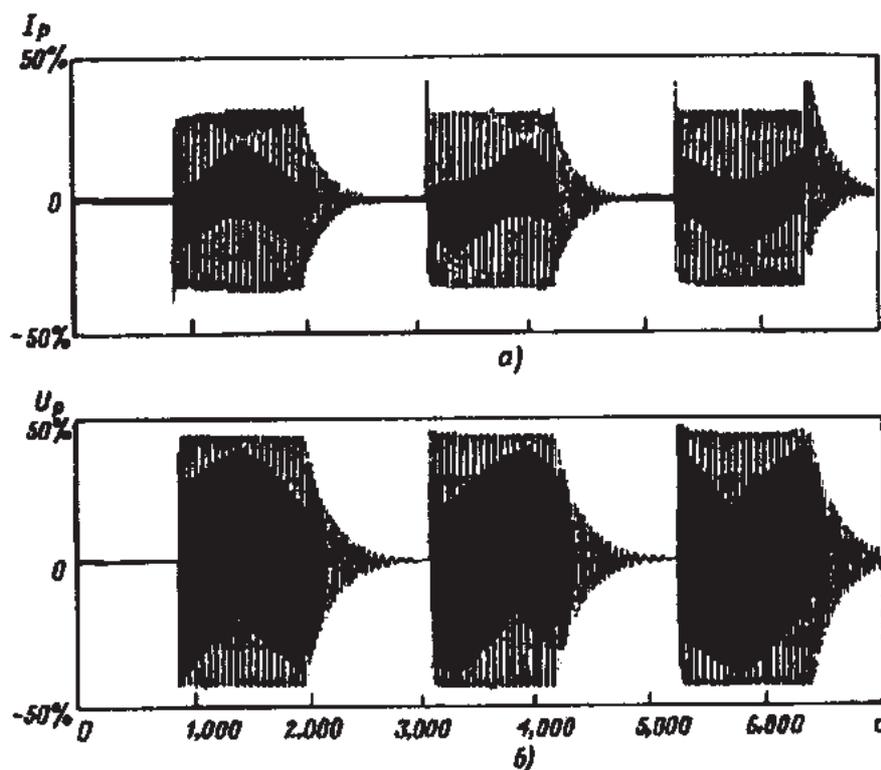


Рис. 7. Осциллограммы тока (а) и напряжения (б) реактора РУОМ-480/11/ $\sqrt{3}$ при повторяющихся замыканиях на землю (получены на испытательном стенде ОАО «РЭТЗ «Энергия»)

своей индуктивности в интервалах времени прерывания замыкания (как уже ранее было подчеркнуто, это важно при «клевках» дуги, при кратковременных прерываниях тока дуги).

Дугогасящие реакторы РУОМ и его прототипы эксплуатируются в электрических сетях различного назначения (городские кабельные и воздушные распределительные сети, сети промпредприятий, собственных нужд электростанций) более десяти лет. Раменским электротехническим заводом «Энергия» в течение 1996–1999 гг. осуществлен ряд поставок реакторов РУОМ и фильтров ФМЗО в электрические сети РФ и за рубежом. Устройства положительно зарекомендовали себя при эксплуатации, обеспечив в среднем полутора–двухкратное снижение количества замыканий на землю и практически полное предотвращение их развития в межфазные короткие замыкания сети.

Дугогасящие реакторы РУОМ могут быть рекомендованы в первую очередь для самостоятельной установки на вновь строящихся подстанциях или на подстанциях, где компенсации емкостных токов пока нет. Кроме того, они могут успешно эксплуатироваться совместно с уже установленными нерегулируемыми или ступенчато регулируемыми реакторами. Добавка реактора РУОМ к базовому нерегулируемому реактору может решить вопрос автоматической компенсации емкостных токов значением до нескольких сот ампер. Технические характеристики и массогабаритные показатели реакторов РУОМ позволяют осуществить замену известных реакторов электромеханического типа без изменений в строительной части подстанции.

Выводы. 1. Управляемые подмагничиванием дугогасящие реакторы реакторов нового поколения РУОМ являются электромагнитными аппаратами с высокими динамическими характеристиками и неограниченным ресурсом возможных изменений индуктивности без механических перемещений и изменений в электрической схеме. В то же время по массе, простоте конструкции, габаритам они не уступают ранее известным электромеханическим аналогам. На Раменском электротехническом заводе «Энергия» освоено производство дугогасящих реакторов РУОМ для электрических сетей классов 6, 10, 35 кВ а также нейтралеров – фильтров присоединения ФМЗО.

2. Функциональные возможности дугогасящих реакторов РУОМ в значительной степени отвечают современным условиям их эксплуатации, а именно:

– непрерывная точная настройка в резонанс с емкостью сети с одновременным исключением возможных резонансных и дуговых перенапряжений в сети и на реакторе;

– готовность к практически безынерционному ограничению тока замыкания на землю в сочетании с плавным изменением индуктивности в широких пределах;

— гарантированное обеспечение малых значений остаточного тока;

— возможность кратковременного создания повышенного активного тока в аварийных режимах работы сети для предотвращения перенапряжений и для селективного определения поврежденного фидера релейной защитой.

3. Реакторы РУОМ могут быть рекомендованы для широкого применения в электрических сетях 6–35 кВ любого типа, особенно в разветвленной городской сети современных городов, как при строительстве новых объектов, так и при замене устаревшего оборудования.

Литература

1. **Правила** устройства электроустановок. — М.: Энергоатомиздат, 1986 г.

2. **Правила** технической эксплуатации электрических станций и сетей. Изд. 15-е. — М., 1996.

3. **Евдокунин Г.А., Гудилин С.В., Корепанов А.А.** Выбор способа заземления нейтрали в сетях 6–10 кВ. — Электричество, 1998, № 12.

4. **Вильгейм Р., Уотерс М.** Заземление нейтрали в высоковольтных системах. — М.-Л.: ГЭИ, 1959.

5. **Брянцев А.М.** Подмагничиваемые ферромагнитные устройства с предельным насыщением участков магнитной системы. — Электричество, 1986, № 2.

6. **Брянцев А.М.** Основные уравнения и характеристики магнитно-вентильных управляемых реакторов с сильным насыщением магнитной цепи. — Электротехника, 1991, № 2.

7. **Электромагнитные** процессы в мощных управляемых реакторах / М.А. Бики, Е.Н. Бродовой, А.М. Брянцев и др. — Электричество, 1994, № 6.

8. **Управляемые** подмагничиванием шунтирующие реакторы — новое электротехническое оборудование / А.М. Брянцев, Б.И. Базылев, М.А. Бики и др. — Электротехника, 1999, № 7.

9. **Заземляющее** дугогасящее устройство на базе управляемых реакторов. Доклад на конф. «Электротехника — 2010 год» / Ю.А. Липатов, А.П. Макаров, А.Г. Долгополов и др. — М.: ВЭИ-ТРАВЕК, 1997, т. 2.

10. **Автоматически** регулируемые дугогасящие реакторы серии РУОМ. Доклад 2.07 на V симп. «Электротехника – 2010 год» / А.М. Брянцев, Б.И. Базылев, Ю.А. Липатов и др. – М.: ВЭИ-ТРАВЕК, 1999, т. 1.
 11. **Долгополов А.Г.** Системы автоматической настройки компенсации для дугогасящих реакторов, управляемых подмагничиванием. – Электротехника, 1999, № 11.
 12. **ГОСТ 19470–74.** Реакторы масляные заземляющие дугогасящие. – М.: Изд-во стандартов, 1985.
 13. **Александров Г.Н.** Передача электрической энергии переменным током. – М.: Знак, 1998.
 14. **Управляемый** дугогасящий реактор типа РЗДУОМ-400/10-VI. Тез. докладов / А.М. Брянцев, Т. Дюскина, Е. Волков и др. – М.: ВЭИ-ТРАВЭК, 1995.
 15. **Устройство** автоматической компенсации емкостных токов в промышленных сетях 35 кВ / Л.И. Дорожко, Л.Л. Федосов и др. – Промэнергетика, 1983, № 4.
-

Впервые опубликовано: «Электричество» № 7, 2000. С. 59–68.

Введен в эксплуатацию уникальный управляемый подмагничиванием шунтирующий реактор мощностью 180 МВА, 330 кВ на подстанции «Барановичи»

Брянцев А.М., Долгополов А.Г., Лурье А.И.

На подстанции 330 кВ «Барановичи» Брестэнерго Белоруссии в июле 2003 г. после успешного проведения сетевых приемо-сдаточных испытаний введен в эксплуатацию управляемый подмагничиванием трехфазный шунтирующий реактор мощностью 180 МВА напряжением 330 кВ типа РТУ-180000/330-У1.

Разработка реактора выполнена научно-инженерным центром – ОАО «Электрические управляемые реакторы» («ЭЛУР»), производителями оборудования, входящего в состав управляемого реактора, являются ОАО «Запорожтрансформатор» (электромагнитная часть реактора), ОАО «Раменский электротехнический завод «Энергия» (нейтра-лер), ООО «Энергия-Т», г. Тольятти (трансформатор-преобразователь, укомплектованный системой управления, устройство коррекции формы тока), в разработке всех элементов комплекса электротехнического оборудования, проведении исследований и испытаний участвовал ГУП «Всероссийский электротехнический институт» (ВЭИ).

Реактор РТУ-180000/330 – наиболее мощный и наиболее высоковольтный трехфазный управляемый подмагничиванием реактор. Начало эксплуатации этого уникального реактора является очередным шагом на пути внедрения реакторов РТУ в высоковольтных сетях всех классов напряжения [1, 2]. В настоящее время уже более трех лет эксплуатируется трехфазный реактор РТУ-25000/110 мощностью 25 МВА в сети

110 кВ [1, 3] и полтора года – реактор типа РТУ-100000/220 мощностью 100 МВА в сети 220 кВ [1, 4, 5]. Подготовлено производство всех типов реакторов серии РТУ мощностью 32–180 МВА классов напряжения 35–500 кВ [1, 2].

Основные технические параметры управляемого реактора, подтвержденные сетевыми испытаниями:

номинальная мощность, МВА	180
диапазон плавного регулирования потребляемой реактивной мощности, Мвар	5–195
номинальное напряжение, кВ	347
максимальное рабочее напряжение, кВ	354
номинальный ток сетевой обмотки, А	300
максимальный длительно допустимый ток сетевой обмотки, А	316
мощность холостого хода при номинальном напряжении сети 330 кВ, МВА	3
мощность трансформатора с преобразователем (ТМП) системы подмагничивания, МВА	1
номинальный ток подмагничивания, А	2000
ток предварительного подмагничивания, А	50
среднеквадратичное значение высших гармоник сетевой обмотки:	
в номинальном режиме и режиме ХХ, %	менее 1
в промежуточных режимах нагрузки, А	не более 7,5
максимальная скорость изменения мощности, МВА/с	300
время переходного процесса при включении на номинальный режим с предварительным независимым маломощным подмагничиванием, с	менее 0,01
диапазон уставки по напряжению в автоматическом режиме, кВ	330–347
режимы работы – автоматическая стабилизация напряжения на шинах 330 кВ или ручное регулирование потребляемой мощности и сетевого тока	

По испытаниям на заводе полные потери при номинальной мощности и номинальном напряжении составляют 753 кВт, потери холостого хода – 138 кВт. Масса реактора – 270 т, транспортная масса – 180 т, масса меди – 44 т, стали – 100 т, масла – 68 т.

Эти и другие технические параметры находятся в пределах нормируемых по согласованным техническим условиям.

Обобщенная электрическая схема управляемого реактора показана на рис. 1.

Основным силовым элементом управляемого реактора является его электромагнитная часть. Она представляет собой

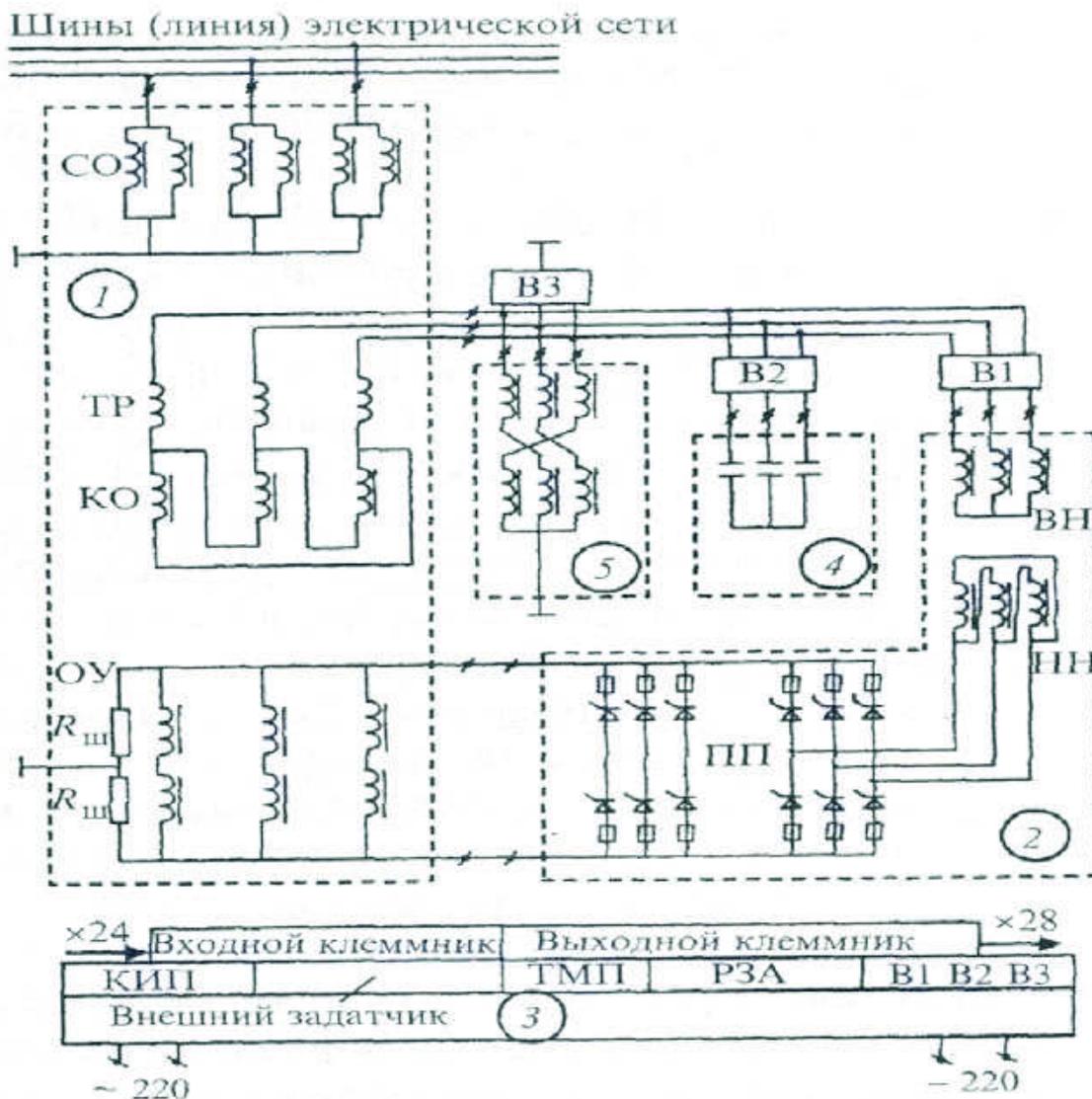


Рис. 1. Состав и принципиальная схема комплекса электротехнического оборудования управляемого подмагничиванием реактора РТДУ-180000/330, принципиальная схема включения реактора в электрическую сеть: 1 – электромагнитная часть РТДУ-180000/330; 2 – преобразователь с питающим трансформатором; 3 – система управления, регулирования, защиты и автоматики (СУРЗА); 4 – устройство коррекции формы тока (УКФ); 5 – нейтралер (ФМЗО)

трехфазное электромагнитное устройство трансформаторного типа, размещенное в маслonaполненном баке. Исполнение — для наружной установки. Магнитопровод — трехфазный многостержневой, имеются сетевые обмотки, обмотки управления, компенсационные обмотки. Управляемые подмагничиванием реакторы типа РТУ имеют сплошь шихтованные стержни, а поэтому небольшие вибрации и шум. Измеренный уровень шума реактора РТУ-180000/220 составляет 86,65 дБА, что соответствует уровню шума трансформатора той же мощности, что и реактор.

Номинальная мощность масляного трансформатора питания преобразователя в цепи подмагничивания порядка 0,5% от номинальной мощности реактора. Трансформатор и преобразователь размещаются на открытой площадке подстанции. Это выгодно отличает управляемый подмагничиванием реактор от СТК, ТРГ и управляемого реактора трансформаторного типа, мощность преобразователя у которых соответствует полной мощности установки, а преобразователь должен располагаться в специальном закрытом отапливаемом помещении, при этом возникают существенные потери в самом преобразователе, и необходима более сложная и менее удобная в эксплуатации водяная система охлаждения.

Система управления, регулирования, защиты и автоматики (СУРЗА) — электронное устройство, выполненное в виде моноблока и размещенное в помещении щита управления подстанции.

Заземляющий фильтр нулевой последовательности — нейтралер представляет собой трехфазный реактор со схемой соединения «равноплечий зигзаг» (фактически это однообмоточный масляный трансформатор), он размещается на открытой площадке подстанции.

Устройство коррекции формы тока — это трехфазная батарея силовых конденсаторов, мощность которых составляет

около 4% от номинальной мощности реактора (также размещается на открытой площадке подстанции).

Реакторы РТУ, в том числе и РТУ-180000/330, фактически являются трансформаторами, так как у них имеется компенсационная обмотка КО – вторичная обмотка, имеющая сечение меди, соответствующее порядка 30% мощности реактора. Эта обмотка, соединенная в треугольник, служит для замыкания токов гармоник, кратных трем, а также для подсоединения к ней устройства компенсации формы тока УКФ – конденсаторной батареи, которая снижает прежде всего 5-ю и 7-ю гармоники тока в сетевой обмотке. Но подсоединение к обмотке КО конденсаторной батареи приводит к тому, что при отсутствии подмагничивания реактор становится не потребителем, а источником реактивной мощности. Для данного типа реактора эта мощность невелика, порядка 2,5%. Часть мощности конденсаторной батареи (ее мощность 4%) расходуется на покрытие намагничивающей реактивной мощности холостого хода трансформатора, поэтому при присоединении к КО УКФ минимальная мощность реактора не нулевая (или малая положительная), а небольшая отрицательная (около 2,5%). В реакторах серии РТУ имеется перспектива повышения мощности компенсационной обмотки, в этом случае обмотка КО может быть использована не только для подсоединения более мощной конденсаторной батареи, но и как обмотка собственных нужд подстанции.

На рис. 2 приведена регулировочная характеристика – кривая возрастания тока и мощности реактора в зависимости от тока подмагничивания. Видно, что регулировочная характеристика реактора представляет собой практически прямую линию. На рис. 2 приведена также кривая напряжения сети при снятии регулировочной характеристики.

На каждой ступени мощности регистрировался гармонический состав тока реактора. При номинальной мощности ток искажения достаточно мал (менее 1%), во всем диапазоне ре-

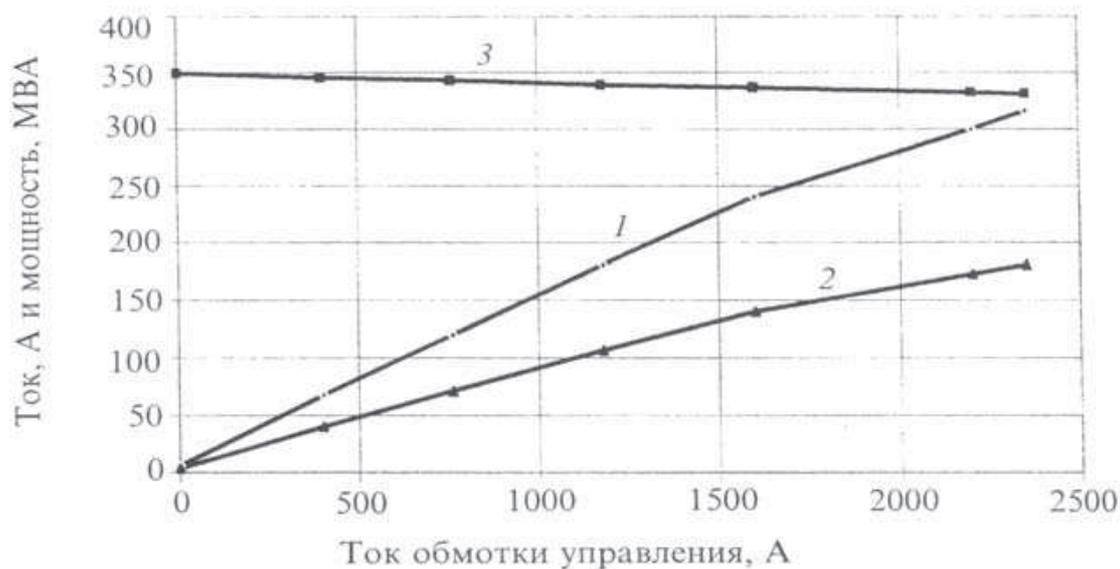


Рис. 2. Регулировочная характеристика РТУ-180000/330 — зависимость тока (1) и мощности (2) реактора от тока подмагничивания. Кривая 3 — напряжение сети при испытаниях

гулирования при подключении конденсаторной батареи (УКФ) к стороне обмотки КО максимум тока искажения — порядка 2%, при отключенном УКФ — порядка 4%.

В соответствии с программой испытаний реактора РТУ-180000/330 был проведен опыт 72-часовой непрерывной работы в сети 330 кВ с поддержанием номинальной нагрузки не менее 12 часов. Проведен также опыт двухчасовой нагрузки при увеличенной мощности (до 187 МВА). При всех длительных режимах работы под нагрузкой перегревы масла зафиксированы в пределах нормируемых.

Проведена проверка реактора в автоматическом режиме стабилизации напряжения. Анализ суточного графика показал, что мощность реактора в течение суток многократно изменялась в широких пределах, т.е. реактор хорошо справляется со своей основной функцией стабилизации напряжения.

Вопросы быстродействия управляемых подмагничиванием реакторов представляют предмет пристального внимания для специалистов, так как часто ошибочно считается, что эти ре-

акторы очень инерционны. Поэтому в программу испытаний были включены опыты различных переходных процессов (рис. 3, 4).

В результате динамических и коммутационных испытаний получено, что без форсировки, при мощности преобразователя всего около 0,1% от номинальной мощности реактора (а это — мощность, необходимая для поддержания номинальной мощности реактора), время набора мощности от холостого хода до номинальной составляет 5–10 с. Но это — фактически только некоторый отвлеченный параметр, величина которого, определенная экспериментально, хорошо совпала с теоретическим расчетом. При использовании полной мощности преобразователя, которая составляет около 0,5% мощности реактора, время набора мощности по осциллограмме переходного процесса составляет 0,5–1 с (рис. 3), при этом максима-

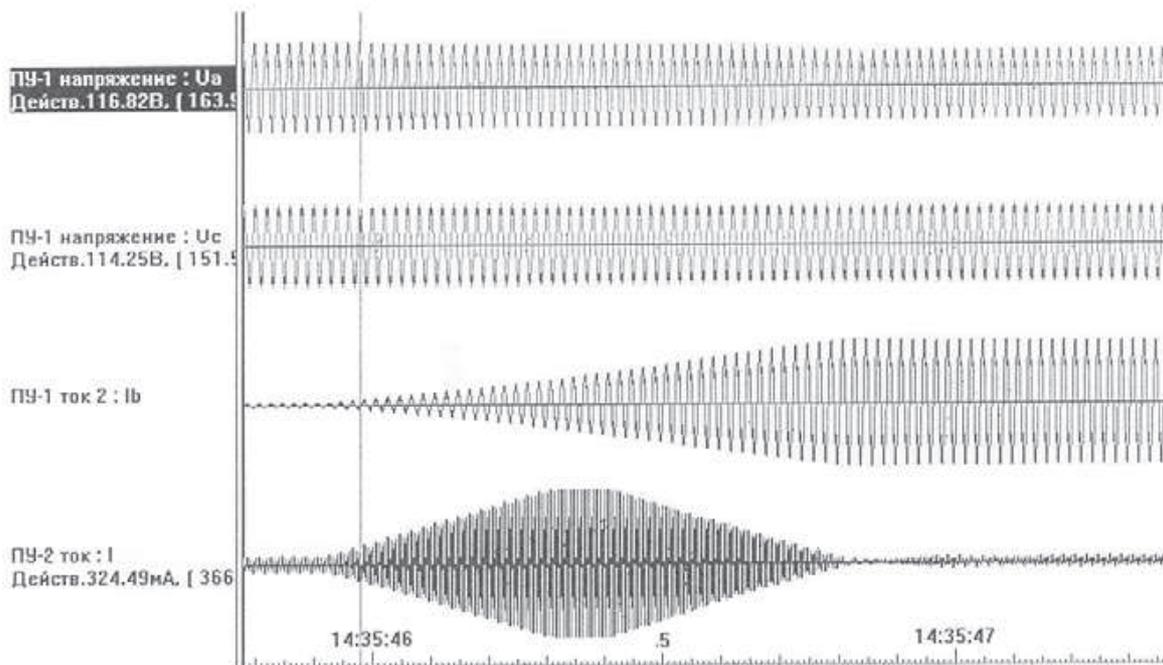


Рис. 3. Пример переходного процесса от режима потребления минимальной мощности, или мощности холостого хода, (практически нулевой) к номинальной. На осциллограммах сверху вниз: кривая напряжения на обмотке КО, в сети 330 кВ, кривая тока одной фазы реактора РТУ-180000/330, в треугольнике обмотки КО. Внизу дана шкала времени в секундах

льная скорость изменения мощности достигает величины порядка 300 МВА/с.

Проведены опыты включения реактора в сеть 330 кВ. При этом перед включением реактора обмотки управления для создания в стержнях магнитопровода реактора индукции порядка остаточной индукции в стали питаются от маломощного преобразователя (порядка нескольких тысячных долей процента номинальной мощности реактора). В результате неоднократно зафиксировано, что реактор практически безынерционно (за время менее полпериода промышленной частоты) выходит на полную или другую заданную мощность (рис. 4).

Для реактора РТУ-180000/330 этих параметров быстродействия вполне достаточно, поскольку его основным назначением на подстанции является стабилизация напряжения при изменении графика нагрузки в течение суток. В настоящее время разработчики и изготовители управляемых подмагничи-

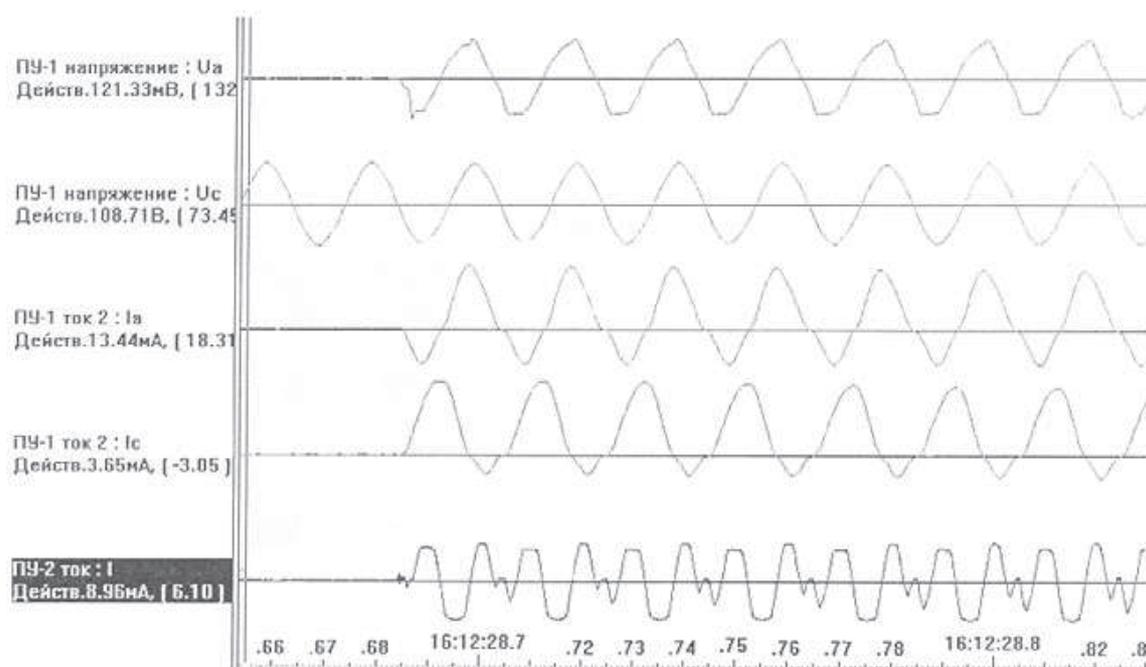


Рис. 4. Коммутационный режим включения реактора с предварительным подмагничиванием на нагрузку 70%. Верхняя кривая — напряжение на вводах обмотки КО, далее — напряжение на шинах 330 кВ, ток фаз A и C реактора (действующее значение переменной составляющей 210 А), ток в треугольнике обмотки КО

ванием реакторов всех мощностей (от сотен кВА до сотен МВА) и всех классов напряжений (от 6 до 500 кВ) предложили и освоили оригинальные технические решения (схемные и конструктивные) всех элементов комплексов реакторов РТУ, которые могут при необходимости обеспечить быстроедействие вплоть до 0,1 с [2–4], а иногда и выше (например, для управляемых подмагничиванием дугогасящих реакторов – порядка 0,01–0,02 с [5]), что может оказаться необходимым для сетевых шунтирующих реакторов.

Особенно большое значение для разработчиков управляемых подмагничиванием реакторов имеет тот факт, что экспериментальные данные, полученные при сетевых испытаниях, совпали с результатами многочисленных расчетов на стадии проектирования реактора и составления программы его испытаний, с результатами теоретических исследований, предшествовавших разработке реактора. Это вселяет уверенность разработчиков в успех последующих управляемых подмагничиванием реакторов, в их более ускоренное и широкое применение.

Внешний вид реактора РТУ-180000/330 на подстанции «Барановичи» показан на рис. 5, на фотографии видны все входящие в его комплекс элементы – электромагнитная часть РТДУ-180000/330, преобразователь с питающим трансформатором ТМП-1000/11, устройство коррекции формы тока УКФ и нейтралер ФМЗО.

При выборе места установки управляемого реактора в Белорусской энергосистеме было проделано специальное исследование [6]. Для комплексной оценки технико-экономической эффективности проведено большое число расчетов, при этом критериями выбора были снижение напряжения сети для наиболее тяжелого режима, в котором уровни напряжения в точках сети достигают наибольших возможных значений, и снижение потерь мощности в сетях. Установка управляемого реактора имеет ряд технических и экономических преимуществ.

ществ по сравнению с альтернативными вариантами компенсации реактивной мощности. Из-за опасности нарушения устойчивости работы синхронных генераторов их область допустимых режимов с потреблением реактивной мощности резко снижена, а иногда и полностью исключена. Установка асинхронизированных синхронных генераторов связана с большими потерями мощности. Кроме того, установка управляе-

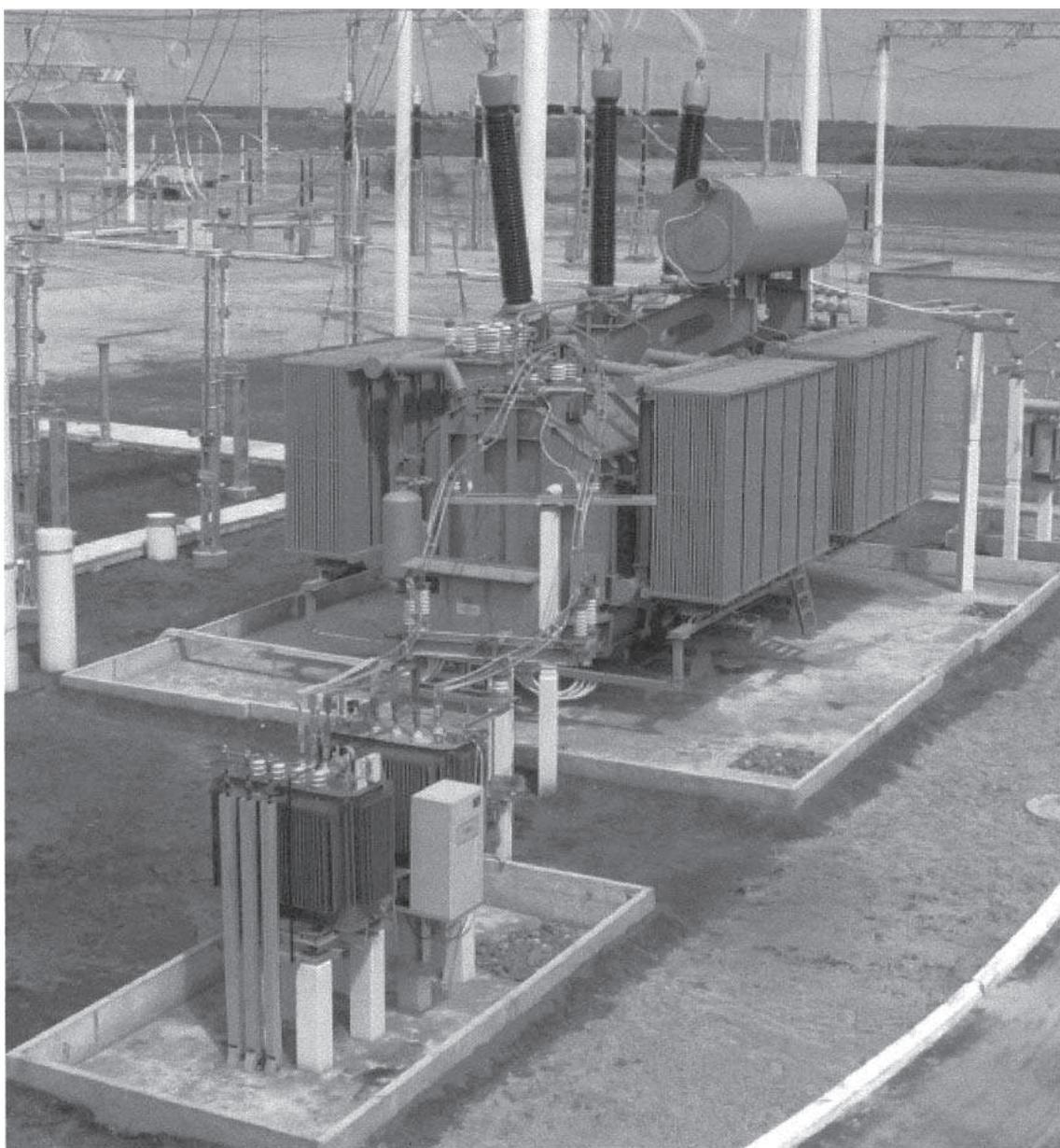


Рис. 5. Управляемый подмагничиванием реактор РТУ-180000/330 на подстанции «Барановичи»

мых реакторов более эффективна в высоковольтной сети, в месте возникновения избыточной реактивной мощности, а не на электрической станции. Шунтирующие реакторы фирм АВВ, «Alstom» и «Siemens» со ступенчатым регулированием мощности имеют существенные недостатки: сниженный диапазон регулирования (от 45–55% мощности до номинальной) и использование устройств РПН в интенсивном режиме, что приводит к их ускоренному износу. В [6] отмечается также, что в связи с рядом преимуществ управляемых подмагничиванием реакторов было принято нецелесообразным применять устройства компенсации реактивной мощности с мощными тиристорными преобразователями.

Опыт использования реакторов РТУ-180000/330, РТУ-25000/110 и РТУ-100000/220 показал, что имевшиеся долгое время опасения ряда специалистов оказались напрасными. В частности, параметры быстрогодействия этих реакторов вполне обеспечивают выполняемые ими функции. Прямые измерения показали также, что управляемые подмагничиванием реакторы не представляют опасности для сетей из-за несинусоидальности тока и из-за возможных резонансов на высших гармониках. В частности, реактор РТУ-180000/330 не оказывает никакого влияния на синусоидальность кривой напряжения в сети 330 кВ в точке подключения реактора. Поэтому оказалось возможным рекомендовать держать УКФ в резерве в отключенном состоянии.

Технические характеристики и экономические показатели реакторов РТУ-180000/330 (так же, как реакторов РТУ-25000/110 и РТУ-100000/220) не имеют аналогов в мировом электромашиностроении. По конструкции, условиям и простоте эксплуатации управляемые реакторы сопоставимы с обычным трансформаторным и реакторным оборудованием, а по функциональным возможностям являются автоматически регулируемые электротехническими комплексами, на новом уровне решающими многие вопросы управления и оптимиза-

ции режимов работы электрических сетей. Стоимость этих реакторов существенно ниже альтернативных вариантов.

Управляемые подмагничиванием реакторы имеют целый ряд положительных особенностей, что заслуженно привлекает к ним внимание при разработке новых высоковольтных и сверхвысоковольтных ЛЭП, а также при модернизации существующих ЛЭП. Высокий уровень научной и инженерной проработки проблем, связанных с расчетами и производством этих реакторов, накопленный опыт их изготовления и эксплуатации дают основание рассчитывать на широкое внедрение этого нового прогрессивного вида электротехнического оборудования.

Литература

1. **Управляемые** реакторы. — Электротехника, 2003, № 1.
2. **Управляемые** подмагничиванием дугогасящие реакторы с автоматической компенсацией емкостного тока замыкания на землю для сетей 6–35 кВ / А.М. Брянцев, А.И. Лурье, А.Г. Долгополов и др. — Электричество, 2000, № 7.
3. **Три года** промышленной эксплуатации управляемого подмагничиванием трехфазного шунтирующего реактора 110 кВ, 25000 кВА на подстанции «Кудымкар» Пермэнерго / А.Г. Долгополов, С.Г. Долгополов, А.И. Зайцев, В.П. Шипицин. — Электротехника, 2003, № 1.
4. **Трехфазный** шунтирующий управляемый реактор мощностью 100 МВА, 220 кВ на подстанции «Чита» МЭС Сибири / А.М. Брянцев, А.Г. Долгополов, А.И. Лурье и др. — Электротехника, 2003, № 1.
5. **Брянцев А.М., Долгополов А.Г., Лурье А.И.** Ввод в эксплуатацию управляемого подмагничиванием шунтирующего реактора мощностью 100 МВА, 220 кВ. — Электричество, 2002, № 12.
6. **Пекелис В.Г., Чашкина С.Ю.** К вопросу об эффективности применения управляемых шунтирующих реакторов большой мощности. — Электротехника, 2003, № 1.

Измеритель емкостного тока замыкания на землю для электрических сетей напряжением 6, 10 и 35 кВ

Долгополов А.Г.

В электрических сетях с изолированной нейтралью напряжением 6, 10 и 35 кВ с большими токами однофазного замыкания на землю широко применяются дугогасящие реакторы (ДГР), предназначенные для компенсации емкостного тока замыкания и подключаемые в нейтраль сети через трансформаторы присоединения. При точной настройке ДГР ток замыкания достаточно мал для самоликвидации однофазного повреждения или его локализации без перехода в междуфазные повреждения. Поскольку однофазные замыкания в этих сетях составляют до 90% общего числа повреждений, возможность сохранения нормальной работы потребителей в этих режимах существенно повышает надежность и бесперебойность электроснабжения [1].

Точность настройки дугогасящего реактора на режим компенсации определяется как его типом — ступенчатое регулирования отпайками (ЗРОМ) или плавное регулирование (плунжерные и управляемые подмагничиванием), так и системой управления. Точная компенсация ступенчатыми реакторами невозможна по определению, кроме того, переключение отпайек производится достаточно редко по расчетным значениям ожидаемого тока замыкания либо по результатам проводимых раз в несколько лет опытов искусственного однофазного замыкания на землю, а также по замерам с введением несимметрии фаз на напряжении 6 кВ и выше. Для плунжерных реакторов применяется экстремальная настройка по максимуму напряжения смещения нейтрали, при этом непосредственное

измерение емкости сети и ожидаемого значения емкостного тока замыкания также не производится. К тому же их механические приводы не всегда работоспособны.

Управляемые подмагничиванием дугогасящие реакторы (например, типа РУОМ) имеют систему автоматической настройки компенсации (САНК), которая обеспечивает измерение ожидаемого емкостного тока замыкания на землю в нормальном режиме работы сети и настройку реактора на режим точной компенсации в момент возникновения замыкания на землю [2]. Однако все существующие модификации САНК построены на аналоговой элементной базе, что затрудняет наладку комплекса и снижает точность измерения емкости сети и последующей настройки реактора из-за аппаратных погрешностей.

Таким образом, весьма актуальной и полезной для эксплуатации является задача разработки универсальных цифровых устройств для измерения емкости сети на землю и ожидаемой величины емкостной составляющей однофазного тока замыкания. Такие измерители, переносные или стационарные, позволили бы обеспечить периодическое или непрерывное слежение за емкостью сети при изменении ее конфигурации. В свою очередь это обеспечило бы своевременную подстройку отпаек ступенчатых реакторов и исключило необходимость проведения опытов искусственного замыкания на землю либо достаточно сложных измерений с введением искусственной несимметрии. Эти цифровые измерители могут также являться основой систем управления плавнорегулируемых дугогасящих реакторов любого типа, в том числе обеспечить более высокую точность и удобство настройки САНК для реакторов серий РУОМ или РОУ.

Известно большое количество способов и устройств измерения емкости сети с изолированной нейтралью и автоматической настройки дугогасящих реакторов [1–6]. В большинстве практически используемых систем компенсации использу-

ется предварительная резонансная настройка компенсирующих устройств без непосредственного измерения значения емкости сети, когда дугогасящие реакторы настраиваются до момента возникновения замыкания на землю по естественному либо искусственно созданному смещению напряжения нейтрали сети.

Наиболее близким к рассматриваемому является способ измерения емкости сети с изолированной нейтралью, заключающийся в создании на нейтрали искусственного потенциала путем введения в нейтраль источника не промышленной частоты через сигнальную обмотку дугогасящего реактора и измерении напряжения смещения нейтрали на разомкнутой обмотке трансформатора напряжения [3–5]. При этом используется дополнительно подключаемый на сигнальную обмотку реактора генератор синусоидального сигнала промышленной частоты, например, повышенной (100 Гц) либо пониженной (16 или 25 Гц). В нормальном режиме работы сети генератор непрерывно обеспечивает смещение нейтрали, которое зависит от величины емкости фаз сети на землю и фиксируется на выходе обмотки трансформатора напряжения, соединенной в открытый треугольник. Такие устройства успешно работают и обеспечивают слежение за изменениями емкости сети для последующей резонансной настройки дугогасящего реактора, однако указанный способ измерения имеет ряд недостатков.

Во-первых, точность измерения емкости сети ограничена в силу ряда возмущающих факторов, в частности, естественного смещения нейтрали, вызванного несимметрией емкостей фаз, а также реально существующих в сети гармоник указанных выше частот. Введение узкополосных фильтров в тракт измерения снижает, но не исключает указанные погрешности.

Во-вторых, в таких устройствах используется резонансная настройка сравнением индуктивности дугогасящего реактора на промышленной частоте (для России – 50 Гц) с ранее заме-

ренной емкостной проводимостью сети на непромышленной частоте, для чего необходимо проводить опыт искусственного однофазного замыкания при наладке на реальной подстанции, в процессе которого подбирают соответствующие этим частотам коэффициенты.

В-третьих, существующие устройства не производят непосредственное измерение ожидаемого емкостного тока сети при замыкании на землю (что и необходимо для контроля оперативным персоналом), а лишь отслеживают соотношение текущего емкостного сопротивления сети и индуктивного сопротивления реактора при возникновении замыкания.

Для создания точного, универсального и удобного в эксплуатации прибора необходимо, во-первых, найти оптимальные способы и алгоритмы его работы, и, во-вторых, обеспечить реализацию этих алгоритмов на современной элементной базе, в качестве которой для подобного рода задач целесообразно использовать промышленно выпускаемые микроконтроллеры. Ниже описаны принцип действия такого измерителя и результаты его реализации на основе 8-ми разрядного микроконтроллера фирмы Motorola MC68HC908MR32.

Выбранный способ измерения заключается в том, что нейтраль сети непрерывно зондируется сигналом с частотой, изменяемой в необходимых пределах [6]. В качестве источника непромышленной частоты используется генератор переменной частоты, подключаемый к сигнальной обмотке, имеющейся на дугогасящих реакторах любого типа. В процессе измерения путем плавного изменения частоты генератора находят частоту резонанса дугогасящего реактора и емкости сети, а затем вычисляют ожидаемый емкостной ток металлического однофазного замыкания на землю по формуле

$$I_{\text{зам}} = I_{\text{дгр}} \left(\frac{f_{50}}{f_p} \right)^2$$
, где $I_{\text{зам}}$ — ожидаемый емкостной ток при металлическом однофазном замыкании на землю, $I_{\text{дгр}}$ — извест-

ная для конкретной подстанции уставка или отпайка по току дугогасящего реактора на данной секции шин, f_{50} – промышленная частота 50 Гц, f_p – найденная измерителем частота резонанса реактора с емкостью сети на землю на непромышленной частоте.

При этом входным сигналом или обратной связью измерителя для определения частоты резонанса при периодическом сканировании сети является напряжение нейтрали сети, получаемое с обмоток стандартного трансформатора напряжения, соединенных в открытый (разомкнутый) треугольник. Эта же информация – напряжение нейтрали, может быть получена на сигнальной обмотке ДГР без использования трансформаторов напряжения, что упрощает связи прибора при его подключении.

Рассматриваемый измеритель имеет три режима работы: ручной, автоматический и тестовый. В ручном режиме поиск резонансной частоты происходит посредством ручного изменения частоты сканирования нейтрали в заданных пределах и слежения за отображаемой величиной амплитуды напряжения нейтрали. В автоматическом режиме поиск резонансной частоты осуществляется без участия человека. В тестовом режиме происходит самодиагностика измерителя.

Структурная схема измерителя приведена на рис. 1. Измеритель состоит из следующих блоков: микроконтроллер (МК), генератор переменной частоты, схема защиты генератора переменного тока от коротких замыканий в сети, устройство гальванической развязки напряжения нейтрали сети и схема защиты входных цепей от коротких замыканий в сети, схема масштабирования (нормировки) входного напряжения, фильтр высших гармоник напряжения нейтрали, схема выпрямления с минимумом искажений, устройство коммутации нормального и тестового режима работы, тестовая нагрузка, клавиатура, индикаторный блок, энергонезависимая память типа EEPROM, вторичный источник питания (ВИП).

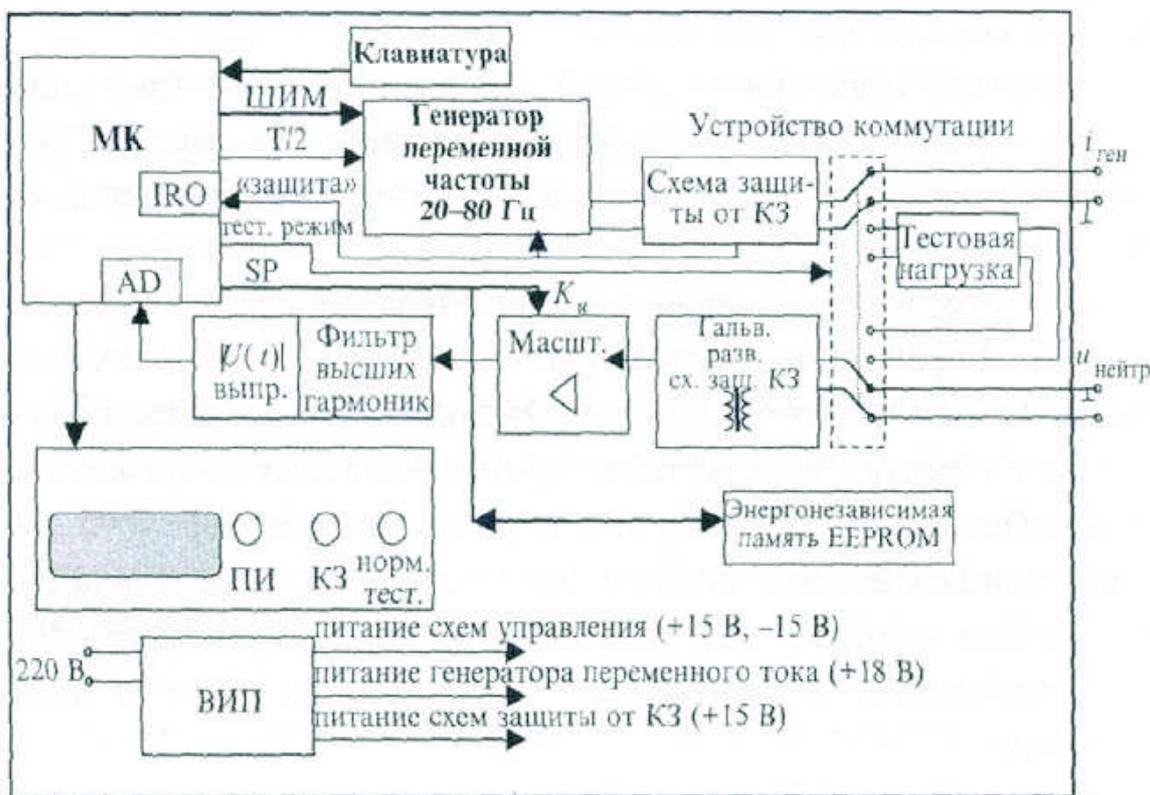


Рис. 1. Структурная схема измерителя емкости сети

Микроконтроллер осуществляет запуск и управление генератором переменной частоты путем задания образа синусоидального тока в форме ШИМ-сигнала. Моменты перехода генерируемого тока через «0» задаются при помощи отдельного сигнала $T/2$. Микроконтроллер также управляет частотой и амплитудой выходного сигнала генератора. Частота выходного сигнала может меняться в пределах 20–80 Гц с дискретностью 0,2 Гц. Измеритель позволяет также задавать вручную при помощи клавиатуры амплитуду тока генератора в пределах 0,5–3 А с дискретностью 0,25А. Генератор переменной частоты представляет собой источник переменного тока с указанными выше параметрами. Использование источника тока обусловлено тем, что резонансный контур емкости сети и дугогалящего реактора со стороны сигнальной обмотки последнего эквивалентно представляется в виде параллельного резонансного контура, что подтверждается многими экспериментами.

Использование источника тока позволяет также избежать нахождения паразитных последовательных резонансов, связанных с наличием контуров емкости сети и индуктивности рассеивания сигнальной обмотки дугогасящего реактора.

Принимаемое напряжение нейтрали сети $U_{\text{нейтр}}$, проходя через устройство гальванической развязки (трансформатор), попадает на схему масштабирования входного напряжения. При этом оно усиливается или ослабляется таким образом, чтобы амплитуда входного сигнала АЦП микроконтроллера в момент резонанса не превышала верхнего предела шкалы АЦП, но была достаточно близка к этому пределу. В качестве расчетного значения выбирается напряжение 4,8 В. На устройство масштабирования от микроконтроллера по последовательному интерфейсу SPI поступает код значения коэффициента усиления K_u , который имеет 256 градаций и может вычисляться автоматически через определенное количество автоматических измерений резонансной частоты f_p , а также может быть задан или изменен вручную, например, после прохождения всего диапазона частот в ручном режиме. Необходимость изменения коэффициента усиления может возникать, например, из-за увеличения амплитуды помехи 50 Гц. Возможность автоматического масштабирования упрощает процедуру настройки каждого измерителя на конкретной подстанции. Далее сигнал напряжения нейтрали сети, проходя через фильтр высших гармоник и схему выпрямления, с минимумом искажений попадает на вход (ADC) внутреннего АЦП микроконтроллера. Фильтр высших гармоник осуществляет фильтрацию помех на частотах 150, 250 Гц и выше, т.е. также осуществляется фильтрация высших гармоник, связанных с неидеальностью формы тока, подаваемого на нейтраль.

В измерителе предусмотрена возможность самодиагностики (тестовый режим). В тестовом режиме ток генератора переменной частоты поступает на внутреннюю тестовую нагрузку. Напряжение с тестовой нагрузки поступает на входные цепи

измерителя. При этом сигнал проходит через все основные цепи измерителя. Микроконтроллер осуществляет оценку амплитуды напряжения на тестовой нагрузке, если это напряжение попадает в определенный диапазон значений, то делается вывод об исправности измерителя. Переключение выводов генератора и входа напряжения нейтрали на тестовую нагрузку осуществляет устройство коммутации нормального и тестового режима работы (устройство коммутации), которое представляет собой два реле. Переключение происходит по сигналу от микроконтроллера.

Индикаторный блок служит для отображения задаваемых и измеряемых величин, а также состояния измерителя. Он содержит жидкокристаллический индикатор на 16 символов и лампы сигнализации о наличии питания, факте срабатывания защиты от короткого замыкания и нормальной работе в тестовом режиме. В ручном режиме работы индицируется установленная частота сканирования нейтрали f_T и амплитудное (пересчитанное из среднего) напряжение на входе АЦП микроконтроллера. В автоматическом режиме работы измерителя индицируется измеренная резонансная частота контура, состоящего из индуктивности дугогасящего реактора и емкости сети, f_p и вычисленное значение ожидаемого емкостного тока однофазного замыкания на землю по формуле $I_{зам}$. В тестовом режиме работы высвечивается информация об исправности измерителя.

Клавиатура позволяет задавать следующие величины: уставку тока дугогасящего реактора ($I_{дгр}$) в пределах 0–500 А с точностью 0,1 А, амплитуду тока генератора переменной частоты, частоту генератора переменной частоты при работе в ручном режиме, другие настроечные параметры.

Энергонезависимая память служит для сохранения задаваемых величин и некоторых настроечных параметров с целью исключения повторного ввода вышеуказанных величин при каждом новом включении питания в случае, если значения

этих величин не изменились. Обмен данными между энерго-независимой памятью и микроконтроллером осуществляется по последовательному интерфейсу SPI.

Измеритель имеет защиту от замыканий на землю в сети, при которых на сигнальной обмотке дугогасящего реактора и, следовательно, на выходных клеммах генератора переменного тока могут возникать напряжения до нескольких сотен вольт. При возникновении данной ситуации схема защиты генератора переменного тока от замыканий в сети отключает генератор переменного тока от сигнальной обмотки ДГР, выключает транзисторы самого генератора и подает сигнал «защита» на вход (IRQ) прерывания микроконтроллера. Микроконтроллер осуществляет сигнализацию о факте замыкания на землю при помощи зажигания соответствующего индикатора, прекращает режим измерения и ожидает некоторое время (несколько секунд), прежде чем начать новый цикл измерений.

Кратко рассмотрим алгоритм поиска резонансной частоты в автоматическом режиме. На каждой частоте сканирования нейтрали микроконтроллер осуществляет вычисление амплитуды поступающего на АЦП сигнала напряжения нейтрали. Этот сигнал представляет собой сумму полезного сигнала сканирования $U_{\text{ск. нейтр}}$ и помехи частотой 50 Гц. Можно показать, что данный сигнал имеет амплитудную огибающую с частотой $|50 - f_{\Gamma}|$, где f_{Γ} – частота сканирования нейтрали. Поэтому можно предположить, что наблюдение сигнала в течение промежутка времени, равного $n \frac{1}{|50 - f_{\Gamma}|}$, где n – любое положительное целое число, позволит найти максимум рассматриваемого сигнала. В данном измерителе происходит усреднение входного сигнала на промежутке $4 \frac{1}{|50 - f_{\Gamma}|}$, т.е. определяется не чистый максимум, а среднее значение выпрямленного сигнала, которое пропорционально максимуму. Вычисление среднего значения позволяет избавиться от влияния случайных флуктуаций входного сигнала. Резонансная частота находится

путем определения частоты сканирования, на которой амплитуда напряжения нейтрали максимальна. Выбор частот для поиска резонансной частоты производится посредством алгоритма «золотого сечения» [7]. Выбор данного метода обусловлен его алгоритмической простотой и быстрой (экспоненциальной) сходимостью.

Если рассматривать алгоритм нахождения резонансной частоты в целом, то можно утверждать, что основная доля погрешности содержится в методе измерения амплитуды напряжения нейтрали сети. Погрешность эта вызвана тем, что период повторяемости рассматриваемого суммарного сигнала в общем случае не равен величине промежутка времени $4 \frac{1}{|50-f_T|}$, на котором происходит усреднение сигнала. Однако точную амплитуду сигнала можно получить только за период его полного повторения.

В таблице приведены результаты испытания измерителя на модели сети. Так как идеально точное значение частоты резонанса f_p получить практически невозможно, в качестве априорного значения f_p в эксперименте использовались значения, полученные путем измерения данным измерителем в ручном режиме при отсутствии помехи 50 Гц. При этом усреднение входного сигнала измерителя производилось за время $1/f_T$. Во второй колонке таблицы приведены максимальные отклонения от априорного значения величины f_p , полученной в результате автоматического измерения при отсутствии помехи 50 Гц в течение 20 измерений подряд. В третьей колонке приведены максимальные отклонения от априорного значения величины f_p , полученной в результате автоматического измерения при величине амплитуды помехи 50 Гц, равной амплитуде полезного сигнала на резонансной частоте. Следует заметить, что данные таблицы соответствуют результатам, полученным при помощи математического моделирования процесса измерения. В последнем столбце таб-

Результаты испытания измерителя

f_p , Гц (ручной метод)	Δf_p при $U_{50}=0$, %	Δf_p при $U_{50}=U_{ск_нейтр}(f_p)$, %	$T_{изм}$, с
61,5	0,2	1,8	5
32,9	0,3	1,5	4
25,0	0,2	2,4	4
23,1	0,4	2,2	4

лицы приведено время одного полного цикла измерения, из которого следует, что обновление замеренного значения ожидаемого тока замыкания на землю происходит примерно через 5 с.

Испытания прибора на полномасштабном стенде с реактором серии РУОМ и на подстанции с реактором ЗРОМ подтвердили приведенные характеристики (погрешность не более 2%).

В настоящее время после проведения измерений в электрических сетях Мосэнерго выпущена опытно-промышленная партия измерителей. Габариты устройства составляют (длина × ширина × высота): 280×200×80 мм. Вес прибора — 1,6 кг. Питание от сети 220 В, мощность потребления — не более 100 Вт. На рис. 2 приведен внешний вид цифрового измерителя емкостного тока для сетей напряжением 6–35 кВ. Для проведения измерений с его помощью на секции подстанции не требуется высоковольтных подключений и коммутаций — достаточно подключить прибор к выводам сигнальной обмотки дугогасящего реактора. Широкое применение таких приборов в качестве переносных или стационарных на секциях с ДГР любого типа позволит обеспечить точные измерения ожидаемого тока замыкания и соответствующую настройку реакторов.



Рис. 2. Цифровой измеритель емкостного тока для сетей напряжением 6–35 кВ

Литература

1. **А.А. Черников.** Компенсация емкостных токов в сетях с незаземленной нейтралью. — М.: Энергия, 1974.
2. **Управляемые** подмагничиванием дугогасящие реакторы с автоматической компенсацией емкостного тока замыкания на землю для сетей 6–35 кВ / А.М. Брянцев, А.И. Лурье, А.Г. Долгополов и др. — Электричество, 2000, № 7.
3. **Патент № 2130677 РФ.** Способ автоматической настройки дугогасящего реактора и устройство для его осуществления / Брянцев А.М., Долгополов А.Г. Опубл. БИ, 1999, № 14.
4. **Долгополов А.Г.** Импульсное измерение емкости сети с изолированной нейтралью. — Изв. ВУЗов. Энергетика. — 2000, № 2.
5. **Брянцев А.М., Долгополов А.Г.** Системы управления и защиты для дугогасящих реакторов, управляемых подмагничиванием. — Электрические станции, 2000, № 2.
6. **Долгополов А.Г.** Способы автоматической настройки дугогасящих реакторов с подмагничиванием. — Электротехника, 2003, № 1.
7. **Амосов А.А. Дубинский Ю.А. Колченова Н.В.** Вычислительные методы для инженеров: учебное пособие для втузов. — М.: Высшая школа, 1994.

Впервые в сети 500 кВ введен в эксплуатацию новый управляемый подмагничиванием шунтирующий реактор мощностью 180 МВ·А

**Брянцев А.М., Долгополов А.Г., Лурье А.И.,
Базылев Б.И., Уколов С.В., Зайцев А.И.,
Соколов Ю.В., Ахметжанов Н.Г.**

После успешных заводских и сетевых приемо-сдаточных испытаний 14 декабря 2005 г. на подстанции «Таврическая» МЭС Сибири введен в эксплуатацию управляемый подмагничиванием шунтирующий реактор (УШР) типа РТУ-180000/500 — трехфазная группа УШР типа РОДУ-600000/500 (рис. 1).



Рис. 1. Внешний вид реактора РТУ-180000/500 — трехфазной группы реакторов РОДУ-60000/500 на подстанции «Таврическая»

Многолетние исследования, закончившиеся разработкой, успешными заводскими и сетевыми приемо-сдаточными испытаниями и введением в эксплуатацию УШР класса напряжения 500 кВ, — это существенный момент в развитии отечественной энергетики. Впервые на линии электропередачи 500 кВ (как в РФ, так и за рубежом) эксплуатируется управляемый шунтирующий реактор.

В течение многих десятилетий прошедшего века в нашей стране и за рубежом проводились многочисленные теоретические и экспериментальные исследования по созданию управляемых подмагничиванием реакторов различных типов (М.С. Либкинд, А.М. Бамдас, Х. Беккер, В. Крамер, Е.Д. Фридлиндер и др.), однако распространения такие реакторы не получили (сложность конструкции, большие масса, габариты и потери). В последние два десятилетия положение резко изменилось, УШР начали интенсивно внедряться в электрических системах. Это связано как с увеличением потребности в простых в изготовлении и эксплуатации, надежных регулируемых потребителях реактивной мощности, так и с развитием теории процессов в УШР, предложением новых конструкций и устройств управления¹. Введением в эксплуатацию УШР 500 кВ завершён первый наиболее трудный этап внедрения УШР всех классов напряжения 110, 220, 330 и 500 кВ.

Разработка и пуск в эксплуатацию реактора РТУ-180000/500, как и всех других УШР, выполнена научно-инженерным центром ОАО «Электрические управляемые реакторы» («ЭЛУР»); производителями оборудования, входящего в состав управляемого реактора, являются ОАО «Запорожтрансформатор» (электромагнитные части реактора), ООО «Энергия-Т», г. Тольятти (тиристорные преобразователи и система автоматического управления).

Основные технические параметры управляемого реактора, подтверждённые заводскими и сетевыми испытаниями:

Номинальная мощность $Q_{\text{НОМ}} - 60000 \times 3 = 180 \text{ МВА}$
Диапазон плавного регулирования мощности — 5–130%
 $Q_{\text{НОМ}}$
Номинальное напряжение $U_{\text{с.НОМ}} - 525 \text{ кВ}$
Наибольшее рабочее напряжение — 550 кВ
Номинальный ток сетевой обмотки $I_{\text{НОМ}} - 198 \text{ А}$
Номинальное напряжение обмотки управления на вводах переменного напряжения — 32 кВ
Номинальный ток подмагничивания обмотки управления (ток подмагничивания) — 2000 А
Минимальное время набора мощности 5–100% $Q_{\text{НОМ}}$ и сброса мощности 100–5 % $Q_{\text{НОМ}} - 0,3 \text{ с}$
Суммарные (полные) потери при $Q_{\text{НОМ}}$ и $U_{\text{с.НОМ}}$ — не более 0,5 % $Q_{\text{НОМ}}$
Эксплуатационные потери при коэффициенте суточной нагрузки 0,7–0,3 % $Q_{\text{НОМ}}$
Ток любой высшей гармонической составляющей:
— при $U_{\text{с.НОМ}}$ — не более 3% $I_{\text{НОМ}}$
— при $U_{\text{с.НОМ}}$ и $Q_{\text{НОМ}}$ — не более 1% $I_{\text{НОМ}}$
Корректированный уровень звуковой мощности — не более 108 дБА
Двойная амплитуда вибрации стенки бака, среднее значение — не более 150 мкм
Превышение температуры верхних слоёв масла на температурой воздуха — не более 60 °С
Статизм регулятора системы автоматического управления (САУ) по напряжению — 1–5 % $U_{\text{с.НОМ}}$
Диапазон изменения уставки регулятора по напряжению — 500–525 кВ
Точность задания уставки — 0,3 % $U_{\text{с.НОМ}}$
Диапазон изменения уставки по току сетевой обмотки — 0–250 А
Допустимая перегрузка по току сетевой обмотки (не более 30 мин) — 120% $I_{\text{НОМ}}$

Напряжение КЗ СО–ОУ – 50 %

Режим работы:

автоматическая стабилизация напряжения на шинах 500 кВ;

автоматизированное поддержание заданного тока;

ручное регулирование потребляемой мощности и сетевого тока.

Эти и другие технические параметры находятся в пределах, нормируемых по утвержденным техническим условиям. При приемо-сдаточных пусковых испытаниях в сети 500 кВ опробована работа в ручном режиме регулирования тока реактора и автоматическом режиме поддержания напряжения в суточном графике с заданным статизмом 1 и 2%. Налажен и опробован канал автоматического поддержания заданного оператором тока реактора с астатическим законом регулирования. Проверен режим допустимой 20%-ной перегрузки в течение 30 мин.

Обобщенная электрическая схема реактора показана на рис. 2.

Основными силовыми элементами УШР типа РТУ-180000/500 являются три электромагнитные части типа РОДУ-60000/500, каждая из которых представляет собой однофазное электромагнитное устройство трансформаторного типа, размещенное в маслонаполненном баке. Исполнение — для наружной установки. Магнитопровод каждой электромагнитной части — однофазный броневой, имеются сетевая обмотка, обмотки управления. Обмотки управления трех электромагнитных частей РОДУ-60000/500 соединены внешней ошиновкой в треугольник. При закорачивании треугольника обмоток управления выключателем 35 кВ B_0 реактор может быть переведен без задержки по времени в кратковременный режим работы нерегулируемого реактора с мощностью 200% номинальной мощности, т.е. 360 МВ·А.

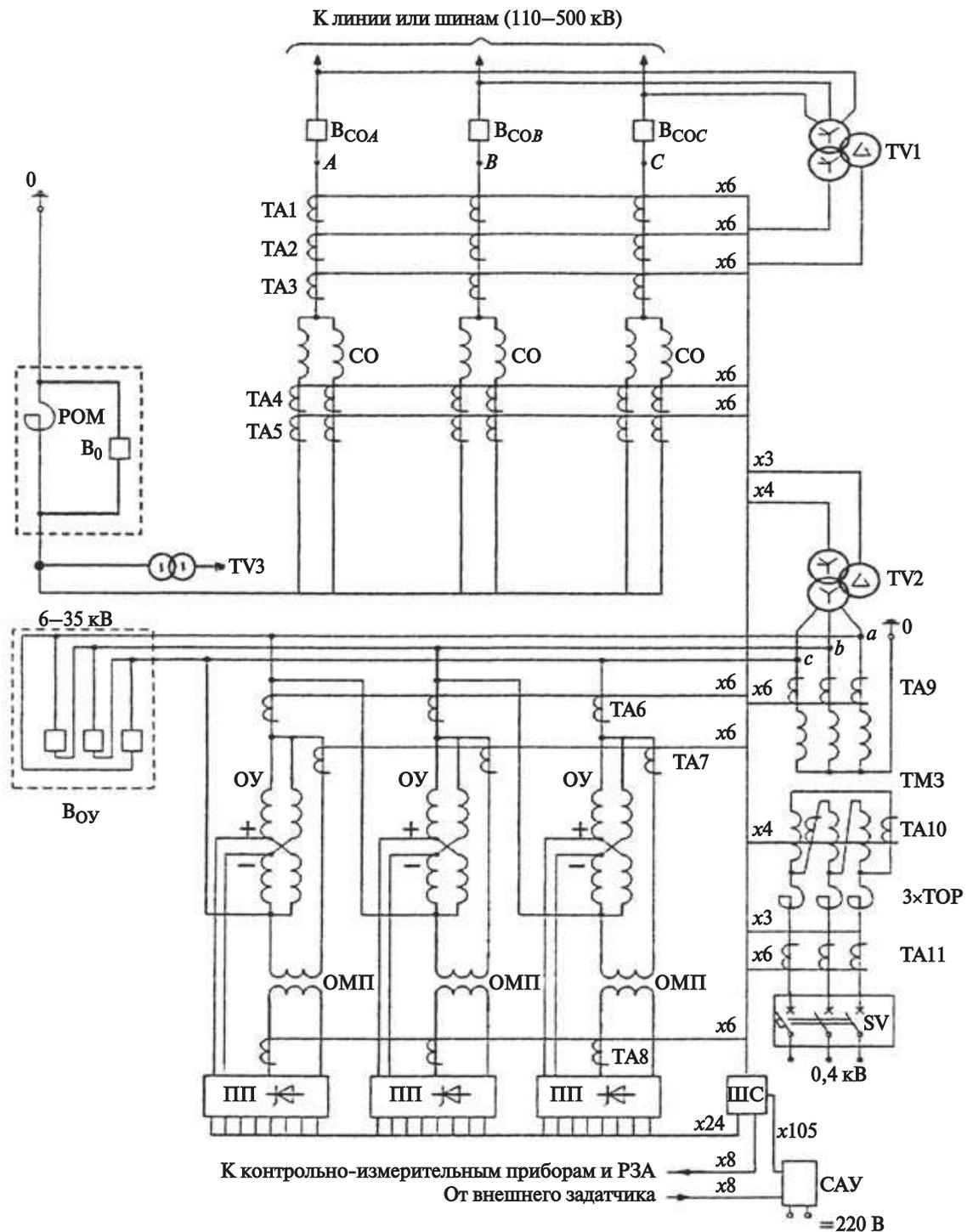


Рис. 2. Обобщенная электрическая схема реактора РТУ-180000/500: *CO* — сетевые обмотки; *OU* — обмотки управления; *OМП* — преобразовательный трансформатор; *ПП* — полупроводниковый преобразователь; *TM3* — трансформатор с токоограничивающим реактором ТОР в каждой фазе; *ШС* — шкаф соединений; *TA1–TA11* — трансформаторы тока; *САУ* — система автоматического управления; *POM* — реактор в нейтрали *CO*; выключатели: *B_{co}* — сетевой; *B_{ou}* — обмотки управления (применяются при гашении тока дуги в паузе ОАПВ или при кратковременной двукратной перегрузке реактора по мощности); *B₀* — шунтирующий реактор в нейтрали *CO*, применяется при гашении тока дуги в паузе ОАПВ; *SV* — контактор; *TV1–TV3* — трансформаторы напряжения

Номинальная мощность трансформатора *ОМП* питания преобразователя *ПП* в цепи подмагничивания — менее 1% номинальной мощности реактора. Каждый трансформатор *ОМП* размещается внутри бака электромагнитной части, а преобразователь *ПП* — в масляном навесном баке.

Маломощный трехфазный трансформатор для предварительного подмагничивания *ТМЗ* с токоограничивающими реакторами *ТОР* размещены в отдельном баке с трансформаторным маслом.

Система автоматического управления (САУ) — электронное устройство на базе микропроцессоров выполнено в виде шкафа и размещено в помещении щита управления подстанции. Реактор РТУ-180000/500 работает с системой мониторинга его основных параметров.

Реактор РТУ-180000/500, так же как и другие реакторы серии РТУ, соответствует Техническим требованиям, разработанным и согласованным организациями и институтами РАО «ЕЭС России», утвержденными руководством ОАО «ФСК ЕЭС», а также соответствуют рекомендациям энергообъединений стран СНГ и дальнего зарубежья.

На серию реакторов РТУ в установленном порядке разработаны, согласованы, утверждены и впервые с 16.04.2004 г. введены в действие Общие технические условия ТУ 3411-001-53950285-2004 «Реакторы управляемые трехфазные масляные тип РТУ мощностью от 32000 до 180000 кВ·А классов напряжения 110, 220, 330 и 500 кВ».

В конце 2005 г. введены в эксплуатацию также еще два трехфазных УШР: типа РТУ-63000/110 и типа РТУ-100000/220 (см. таблицу).

Введением в эксплуатацию УШР 500 кВ завершён первый наиболее трудный этап внедрения УШР всех классов напряжения 110, 220, 330 и 500 кВ. В настоящее время вопрос о целесообразности расширения внедрения УШР можно ставить не в теоретической, а чисто практической плоскости, опираясь на

уже имеющийся и с каждым днем увеличивающийся опыт их эксплуатации. Основанием для такого утверждения является тот факт, что в различных энергосистемах работают уже девять мощных УШР пяти типов (см. таблицу).

Тип УШР	Место установки (подстанция)	Введение в эксплуатацию
РТУ-25000/110	«Кудымкар» Пермэнерго	Сентябрь 1999 г.
РТУ-25000/110	«Игольская» Васюганского региона ОАО «Томскнефть»	Июль 2004 г.
РТУ-25000/110	«Двуреченская» Васюганского региона ОАО «Томскнефть»	Сентябрь 2004 г.
РТУ-25000/110	«Катыльгинская» Васюганского региона ОАО «Томскнефть»	Ноябрь 2004 г.
РТУ-63000/110	«Советск» МЭС Северо-Запада	Декабрь 2005 г.
РТУ-100000/220	«Чита» МЭС Сибири	Апрель 2002 г.
РТУ-100000/220	«Хабаровская» МЭС Востока	Декабрь 2005 г.
РТУ-180000/330	«Барановичи» Брестэнерго (Белоруссия)	Июль 2003 г.
РТУ-180000/500 (трехфазная группа реакторов типа РОДУ-60000/500)	«Таврическая» МЭС Сибири	Декабрь 2005 г.

Некоторые специалисты до последнего времени были убеждены в том, что УШР имеют органические недостатки — несинусоидальность потребляемого тока и малое быстродействие. Анализ результатов проведенных испытаний реакторов типа РТУ в сетях показал, что ток искажения реактора при но-

минальной мощности очень мал, в промежуточных режимах (даже без при подключения к реактору конденсаторной батареи фильтра, что практикуется на всех эксплуатируемых УШР) не превышает 3,5%. Важно подчеркнуть, что для эксплуатации имеет значение процентное искажение напряжения сети в точке подсоединения реактора, а вовсе не значение тока искажения реактора (а часто эти совершенно различные величины ошибочно отождествляются). Проценты искажения напряжения определяются далеко не УШР, в существенно большей степени они зависят от характера потребителей сети, от соотношения сопротивлений реактора и сети. Измерения в сети всех УШР показали, что дополнительное искажение напряжения сети (в процентах) при включении реактора не только много ниже искажения тока реактора (в процентах), но и вообще ниже уровня чувствительности регистрирующей аппаратуры¹. Опыт эксплуатации всех УШР показал, что полученных параметров быстродействия вполне достаточно для их нормальной эксплуатации. При использовании полной мощности преобразователя (для обеспечения режимов с форсировкой подмагничивания), которая составляет около 1% мощности реактора, время набора или сброса мощности по осциллограмме переходного процесса составляет 0,3 с. Для поддержания номинальной мощности реактора и ее набора от режима холостого хода в течение 3–5 с необходима мощность преобразователя всего около 0,15–0,20%.

Теоретические расчеты и уже накопленный опыт эксплуатации показали, что реакторы типа РТУ, аналогично обычному трансформаторному оборудованию, способны кратковременно подвергаться значительным перегрузкам (по напряжению, току, мощности). Это возникает в нормированных режимах перегрузки до 110–130% номинальной мощности и в режиме кратковременного увеличения мощности до 200%. Перегрузки по току и мощности возникают в эксплуатации реакторов также при набросах напряжения, что связано с тем, что

в переходных режимах УШР является практически линейным реактором с предшествующей набросу напряжения индуктивностью и увеличение его тока пропорционально увеличению напряжения. Такое качество УШР очень важно для эксплуатации.

Технические характеристики и экономические показатели всех эксплуатируемых УШР типа РТУ не имеют аналогов в мировом электромашиностроении. По конструкции, условиям и простоте эксплуатации управляемые реакторы сопоставимы с обычным трансформаторным и реакторным оборудованием, а по функциональным возможностям являются автоматически регулируемые электротехническими комплексами, на новом уровне решающими многие вопросы управления и оптимизации режимов работы электрических сетей. Потери в реакторах в постоянном номинальном режиме и расход материалов на изготовление реакторов не превышают (1,5–2)-кратного значения этих же показателей для обычных неуправляемых шунтирующих реакторов, а эксплуатационные потери в реакторах находятся на их уровне.

Результаты внедрения и уже накопленный опыт успешной эксплуатации управляемых шунтирующих реакторов в сетях 110–500 кВ показали, что в настоящее время УШР выполняют все необходимые запросы эксплуатации и созданы все условия для широкого внедрения этих реакторов.

Впервые опубликовано: «Электричество» №8, 2006, с. 65-68.

Техническая экспертиза на проект «Управляемые подмагничиванием шунтирующие реакторы для электрических сетей 35–500 кВ»

Надежная работа современных электроэнергетических систем (ЭЭС) невозможна без широко развитой системы автоматического управления и регулирования. Традиционными объектами такого регулирования являются генерирующие агрегаты электростанций (регулирование частоты и возбуждения), синхронные компенсаторы на подстанциях (регулирование напряжения и потоков реактивной мощности), трансформаторы с регулированием под напряжением – РПН (для обеспечения требуемых значений напряжений в питающих и распределительных сетях), регулируемые источники реактивной мощности (для обеспечения требуемых значений напряжения у потребителей электроэнергии, снижения потерь в распределительных сетях и улучшения качества электроэнергии).

Развитие силовой электроники, с одной стороны, и расширение диапазона рабочих режимов ЭЭС в современных условиях либерализации рыночных отношений электроэнергетике – с другой, привели к целесообразности и даже необходимости оснащения электрических сетей ЭЭС и линий электропередач статическими регулирующими устройствами, которые позволяют управлять потоками мощности в сети, а также стабилизировать динамические режимы ЭЭС. Среди этих устройств большое место занимают статические компенсаторы реактивной мощности, применение которых позволяет увеличивать пропускную способность электропередач, снижать потери в электрических сетях, регулировать напряжения, ограничивать перенапряжения, повышать пределы передаваемой мощности по условиям устойчивости. Широкое применение таких устройств за рубежом (Канада, США, Швеция, Япония и др.) привело к значительной экономии средств на

обеспечение нормального функционирования ЭЭС, а также позволило решить экологические проблемы, связанные с отчуждением территории под дополнительные линии электропередачи. К сожалению, такие устройства не нашли применения в практике формирования системообразующих и питающих сетей ЭЭС России.

В то же время необходимость в таких устройствах на указанных объектах ЕЭС России весьма значительна.

Отсутствие их в последние годы привело в результате резкого снижения нагрузок к значительным повышениям напряжения на линиях электропередач сверхвысокого напряжения, где наблюдались отказы и выход из строя высоковольтного оборудования. Эта последняя проблема остается чрезвычайно актуальной в наши дни, и ее эффективное решение может быть достигнуто применением управляемых подмагничиванием шунтирующих реакторов.

Управляемые подмагничиванием шунтирующие реакторы (УШР) – это мощные (до нескольких сотен МВА) высоковольтные (до 500 кВ) трехфазные ферромагнитные катушки с изменяющимся в широких пределах индуктивным сопротивлением. Изменение индуктивности УШР достигается путем насыщения магнитной системы управляемыми по величине магнитными потоками. В результате достигается плавное регулирование величины потребляемой мощности реактора практически от нуля до номинального значения. Допускается длительная перегрузка на 20% и кратковременная на 40%.

Такие реакторы, регулируя напряжение и потоки реактивной мощности, позволяют снижать потери электроэнергии и активной мощности в сети. В сочетании с батареей конденсаторов они позволяют увеличивать пропускную способность электропередач, стабилизируя их режимы по условиям устойчивости.

С указанных позиций, представленные на экспертизу материалы по управляемым подмагничиванием реакторам

(РТУ-25000/110, РТУ-100000/220 и РТУ-180000/500) свидетельствуют о несомненной полезности и перспективности этих устройств по следующим показателям:

- 1) широкий диапазон плавного регулирования реактивной мощности (практически от нуля до номинального значения);
- 2) шкала номинальных мощностей соответствует практическим требованиям;
- 3) широкая шкала номинальных напряжений (110–500 кВ);
- 4) незначительная установленная мощность устройства управления;
- 5) достаточно высокое быстродействие для стабилизации электромеханических переходных процессов;
- 6) низкие потери активной мощности;
- 7) используется эффективный параметрический способ компенсации высших гармоник тока.

Опыт разработки и применения УШР в действующих электрических сетях и системах электроснабжения промышленных предприятий с 1976 года подтвердил хорошую работоспособность и надежность этих реакторов на напряжение 6–35 кВ. Кроме того, с 1999 года УШР РТУ-25000/110 эксплуатируется на подстанции «Кудымкар» ОАО «Пермэнерго». Введен в опытно-промышленную эксплуатацию на подстанции «Чита» МЭС Сибири реактор РТУ-100000/220-У1.

Судя по оценке полученных результатов зарубежными и отечественными экспертами, широкомасштабное применение управляемых подмагничиванием шунтирующих реакторов может стать одним из приоритетных направлений техперевооружения высоковольтной сети 110–500 кВ. Уникальность данных устройств в том, что по простоте конструкции, надежности и удобству эксплуатации они нисколько не уступают широко применяемым, вот уже около века, обычным шунтирующим реакторам, а по функциональным возможностям соответствуют, в чем-то превосходя, новейшим зарубежным устройствам автоматического регулирования реактивной

мощности. Исходя из соображений технической эффективности, с учетом факторов надежности и простоты эксплуатации, присущих этой технике, не исключена целесообразность замены значительной части обычных шунтирующих реакторов управляемыми подмагничиванием.

Если же учесть фактор надежности и простоты эксплуатации, присущий этой технике, то не исключена вероятность полного вытеснения обычных шунтирующих реакторов. В любом случае емкость рынка управляемых реакторов только для сети 110–500 кВ РАО «ЕЭС России» оценивается в сотни миллионов долларов США.

Суммарный эффект по сети в целом — это значительное снижение потерь электроэнергии, повышение пропускной способности межсистемных связей, улучшение качества электроэнергии до уровня самых жестких международных стандартов. По значимости и масштабности использования управляемые подмагничиванием шунтирующие реакторы стоят в одном ряду с основным электроэнергетическим оборудованием — генераторами и трансформаторами.

На сегодняшний день освоено производство управляемых реакторов типа РТУ со следующими параметрами: 180 МВА, 330–500 кВ; 100 МВА, 220–300 кВ; 63 МВА, 110–220 кВ; 32 МВА, 35–110 кВ. Производителями оборудования, входящего в состав управляемых реакторов, являются ОАО «Запорожтрансформатор» (фазы реакторов) и ОАО «Раменский электротехнический завод «Энергия» (трансформатор-преобразователь, укомплектованный системой управления; нейтраллер; устройство коррекции формы тока). Согласование технических условий на поставку, сопровождение производства, комплектные испытания на месте установки, гарантийное обслуживание выполняет специально организованный для этих целей в октябре 2000 года специализированный научно-инженерный центр — ОАО «Электрические управляемые реакторы».

Заключение

1. Разработан и подготовлен к производству принципиально новый тип устройств автоматической компенсации реактивной мощности, не имеющий аналогов в отечественном и мировом электромашиностроении и крайне необходимый для электрической сети РАО «ЕЭС России» – высоковольтные управляемые подмагничиванием шунтирующие реакторы.

2. По соображениям технической целесообразности, по крайней мере, каждый третий шунтирующий реактор в сети 110–500 кВ должен быть управляемым. Системный эффект от их применения заключается в следующем:

- значительное снижение потерь электроэнергии;
- повышение пропускной способности межсистемных связей;
- улучшение качества отпускаемой электроэнергии.

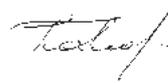
3. Потенциальная емкость рынка данных устройств только для электрической сети 110–500 кВ РАО «ЕЭС России» оценивается в сотни миллионов долларов США. Не исключено, что исходя из показателей стоимости, надежности и удобства эксплуатации данный тип реакторов в перспективе может полностью заменить обычные шунтирующие реакторы.

*Эксперт проекта, заслуженный деятель
науки РФ, заведующий кафедрой
электрических систем МЭИ,
доктор технических наук, профессор*



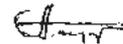
Строев В.А.

*Эксперт проекта, заслуженный
машиностроитель РФ, директор
Всероссийского электротехнического
института им. В.И. Ленина,
доктор технических наук,
профессор*



Козлов В.Б.

*Научный руководитель Центра высоких
технологий МЭИ, член-корреспондент
Российской Академии наук, ректор МЭИ*



Аметистов Е.В.

*Директор Центра высоких технологий МЭИ
доктор технических наук, профессор*



Дмитриев А.С.

Директор ГУНЦРАО «ЕЭС России»



Янин Г.С.



ОАО "СО - ЦДУ ЕЭС"
Филиал
ОБЪЕДИНЕННОЕ ДИСПЕТЧЕРСКОЕ
УПРАВЛЕНИЕ ЭНЕРГОСИСТЕМАМИ СИБИРИ
ОДУ Сибири
Россия, 650020, г. Кемерово ГСП-2
ул. Кузбасская, 29
Тел.: (384-2) 36-78-08. Факс: (384-2) 36-69-26

ОАО "ЭЛУР"

Генеральному директору
Брянцеву А.М.

05.09.03 № 211-29/

№ № _____ от _____

[О РТУ-100000/220 ПС Чита]

Уважаемый Александр Михайлович!

В Объединенной энергетической системе Сибири на ПС "Чита-500" установлен и находится в опытно-промышленной эксплуатации первый в мире управляемый подмагничиванием шунтирующий реактор 220 кВ мощностью 100 Мвар.

Ввод управляемого реактора обеспечил автоматическую стабилизацию напряжения на шинах подстанции и в прилегающей сети, позволил практически исключить коммутации, связанные с регулированием напряжения.

Более года опытно-промышленной эксплуатации данного реактора, а также проведенные в августе 2003 года системные испытания при симметричных режимах работы, неполнофазном режиме и специальном режиме замыкания "на землю" подтвердили надежность и эффективность работы РТУ-100000/220-У1.

Выражаем уверенность, что Ваши разработки, направленные на увеличение мощности и класса напряжения управляемых реакторов, найдут применение в системообразующей сети ОЭС Сибири.

Первый заместитель
генерального директора-
Главный диспетчер

А.Б. Работин

Авторы

Брянцев Александр Михайлович – главный конструктор ООО «Электросетевые компенсаторы», доктор технических наук, профессор Московского энергетического института, академик АЭН РФ, лауреат премии Правительства РФ в области науки и техники. Окончил энергетический факультет Казахского политехнического института в 1973 г. Защитил диссертацию по теме «Магнито-вентильные управляемые реакторы с предельным насыщением магнитной цепи» в 1992 г.



Базылев Борис Иванович – главный конструктор общества с ограниченной ответственностью «Источники реактивной мощности», кандидат технических наук лауреат премии Правительства РФ в области науки и техники. Окончил электромеханический факультет Смоленского филиала МЭИ в 1997 г. Защитил диссертацию по теме «Разработка и оптимизация конструкции управляемых подмагничиванием дугогасящих реакторов серии РУОМ для электрических сетей 6, 10 кВ» в



Бики Меньгерт Акошевич – генеральный конструктор ОАО «Запорожтрансформатор», кандидат технических наук. Окончил электроэнергетический факультет Львовского политехнического института в 1956 г. Защитил диссертацию по теме «Исследование электромагнитных процессов и технико-экономических показателей сглаживающих реакторов предельных параметров» в 1980 г.



Бродовой Евгений Николаевич окончил факультет электрификации сельского хозяйства Казахского сельскохозяйственного института в 1973 г. Защитил кандидатскую диссертацию на тему «Однофазный управляемый реактор с коррекцией формы и активной составляющей рабочего тока» в 1984 г. в Московском энергетическом институте. Доцент кафедры ТОЭ и заведующий лабораторией магнито-вентильных реакторов Алма-Атинского энергетического института.

Брянцев Михаил Александрович – генеральный директор общества с ограниченной ответственностью «Электросетевые компенсаторы», лауреат премии Правительства РФ в области науки и техники. Окончил факультет автоматики и вычислительной техники МЭИ в 2002 г.





Долгополов Андрей Геннадьевич – директор НИЦ «Регулируемые электротехнические комплексы» ГУП «Всероссийский электротехнический институт им. В.И. Ленина», доктор технических наук, доктор электротехники АЭН РФ. Окончил Новосибирский электротехнический институт в 1973 г. Защитил диссертацию по теме «Управляемые дугогасящие и шунтирующие реакторы с предельным насыщением магнитной цепи для электрических сетей высокого напряжения» в 2000 г.



Долгополов Сергей Геннадьевич – ведущий инженер ООО «Энергия-Т» (г. Тольятти). Окончил электроэнергетический факультет МЭИ в 1977 г.



Дубровина Ольга Михайловна – ведущий научный сотрудник ОАО «Электрические управляемые реакторы», кандидат технических наук, доцент. Окончила электротехнический факультет политехнического института (г. Тольятти) в 1979 г. Защитила диссертацию по теме «Энергетические процессы в индуктивно связанных системах с массивными элементами при импульсных воздействиях» в 1984 г.



Дягилева Светлана Викторовна – заместитель главного инженера общества с ограниченной ответственностью «Источники реактивной мощности», кандидат технических наук. Окончила Московский энергетический институт в 2007 году. Защитила диссертацию по теме «Управляемые реакторы с самоподмагничиванием» в 2010 году.



Евдокунин Георгий Анатольевич – профессор С.-Петербургского ГТУ, доктор технических наук, чл.-корр. АЭН РФ. Окончил электромеханический факультет Ленинградского политехнического института в 1968 г. Защитил диссертацию по теме «Электромагнитные переходные процессы в линиях электропередач повышенной натуральной мощности» в 1984 г.



Елагин Владимир Николаевич – ведущий инженер ВЭИ. Окончил электромеханический факультет Одесского политехнического института в 1969 г.

Жакутова Сауле Вакеновна – главный специалист ОАО «КЕ-ГОС», кандидат технических наук. Окончила электро- энергетический факультет Алма-Атинского Энергетического института в 1989 г. Защитила диссертацию по теме «Управляемые реакторы магнитно-вентильного типа с улучшенной формой потребляемого тока» в 1995 г.



Зайцев Анатолий Иванович – ведущий инженер ООО «Энергия-Т» (г. Тольятти). Окончил радиотехнический факультет Казанского авиационного института в 1970 г.



Зенова Валентина Петровна – старший научный сотрудник ВЭИ. Окончила электромеханический факультет МЭИ в 1960 г.



Зильберман Самуил Моисеевич – генеральный директор Сибирских межсистемных электрических сетей РАО «ЕЭС России». Окончил электротехнический факультет Красноярского политехнического института в 1968 г.



Карымов Ринат Рамильевич – технический директор ООО «Источники реактивной мощности», кандидат технических наук. Окончил Новосибирский электротехнический институт в 1980 году. Защитил диссертацию по теме «Методика расчёта установившихся режимов энергосистем, содержащих передачи и вставки постоянного тока» в 1989 году.



Лейтес Леонид Вениаминович – окончил электромеханический факультет МЭИ в 1955 г. Защитил докторскую диссертацию по теме «Развитие теории и методов электромагнитных расчетов силовых трансформаторов и реакторов с учетом несинусоидальности токов и напряжений и нелинейности характеристик стали» в 1988 г.





Липатов Юрий Александрович — депутат Государственной Думы РФ пятого созыва, председатель комитета по энергетике, кандидат экономических наук, лауреат премии Правительства РФ в области науки и техники. Окончил факультет авиаприборостроения Московского авиационно-технологического института в 1976 г. Защитил диссертацию по теме «Управление технологическим освоением производства наукоемкой продукции в промышленных организациях с акционерной формой собственности» в 2000 г.



Лурье Александр Иосифович — ведущий научный сотрудник ВЭИ, кандидат технических наук, доктор электротехники, чл.-корр. АЭН РФ. Окончил электромеханический факультет МЭИ в 1958 г. Защитил диссертацию по теме «Исследование и применение математического моделирования магнитных полей рассеяния трансформаторов и реакторов на электропроводящей бумаге» в 1965 г. Лауреат премии Правительства РФ в области науки и техники.



Маклецова Елена Евгеньевна — заместитель генерального директора общества с ограниченной ответственностью «Электросетевые компенсаторы», лауреат премии Правительства РФ в области науки и техники. Окончила физический факультет Казахского государственного университета в 1968 г. Защитила диссертацию по теме «Исследование зависимости термодиффузионного разделения бинарных смесей газов от температуры и концентрации» в 1973 г.



Негрышев Алексей Александрович — генеральный директор ООО «Источники реактивной мощности». Окончил Владимирский государственный технический университет в 1996 году.



Паниbrateц Анатолий Николаевич — первый заместитель генерального директора ВЭИ по научной работе, кандидат технических наук. Окончил электромеханический факультет Одесского политехнического института в 1972 г. Защитил диссертацию по теме «Исследования и расчеты электродинамической стойкости при коротких замыканиях мощных силовых трансформаторов» в 1999 г.

Спиридонов Юрий Павлович – исполнительный директор ОАО «Электрические управляемые реакторы». Окончил теплоэнергетический факультет МЭИ в 1980 г.

Уколов Сергей Владимирович – начальник КБ ОАО «Запорожтрансформатор». Окончил электромеханический факультет Запорожского машиностроительного института в 1975 г.

Чашкина Светлана Юрьевна – инженер ОАО «Электрические управляемые реакторы». Окончила факультет финансового менеджмента Государственного университета управления в 2002 г.

Чижевский Юрий Леонидович – окончил электротехнический факультет Запорожского машиностроительного института в 1967 г. Начальник бюро реакторов ЗТЗ.



Содержание

Предисловие	3
Брянцев А.М. Управляемые подмагничиванием электрические реакторы как элемент электроэнергетической системы	5
Брянцев А.М. Подмагничиваемые ферромагнитные устройства с предельным насыщением участков магнитной системы	11
Брянцев А.М. Основные уравнения и характеристики магнитно-вентильных управляемых реакторов с сильным насыщением магнитной цепи.	24
Бики М.А., Бродовой Е.Н., Брянцев А.М., Лейтес Л.В., Лурье А.И., Чижевский Ю.Л. Электромагнитные процессы в мощных управляемых реакторах.	36
Брянцев А.М., Долгополов А.Г., Евдокунин Г.А., Липатов Ю.А., Лурье А.И., Маклецова Е.Е. Управляемые подмагничиванием шунтирующие реакторы для сети 35–500 кВ	59
Пекелис В.Г., Чашкина С.Ю. К вопросу об эффективности применения управляемых шунтирующих реакторов большой мощности.	76
Жакутова С.В. Управляемые шунтирующие реакторы для компенсации реактивной мощности и регулирования напряжения в электрических сетях ЕЭС республики Казахстан	88
Брянцев А.М., Долгополов А.Г., Лурье А.И., Зильберман С.М., Бики М.А., Уколов М.А. Трехфазный шунтирующий управляемый реактор мощностью 100 МВА, 220 кВ на подстанции «Чита» МЭС Сибири	98
Долгополов А.Г., Долгополов С.Г., Зайцев А.И., Шипицин В.П. Три года промышленной эксплуатации управляемого подмагничиванием трехфазного шунтирующего реактора 110 кВ, 25000 кВА на подстанции «Кудымкар» Пермэнерго	117
Брянцев А.М., Долгополов А.Г., Дубровина О.М. Способы и алгоритмы управления мощностью трехфазного управляемого шунтирующего реактора с подмагничиванием	129
Базылев Б.И., Брянцев М.А., Спиридонов Ю.П. Вопросы проектирования управляемых подмагничиванием дугогасящих реакторов для электрических сетей 6–10 кВ	143
Лурье А.И., Панибратец А.Н., Зенова В.П., Елагин В.Н., Базылев Б.И. Серия нейтралеров ФМЗО	

для работы с управляемыми подмагничиванием дугогасящими реакторами серии РУОМ в распределительных сетях с изолированной нейтралью	155
Лурье А.И., Панибратец А.Н., Зенова В.П. Электродинамическая стойкость при КЗ управляемых подмагничиванием дугогасящих реакторов типа РУОМ	168
Долгополов А.Г. Способы автоматической настройки дугогасящих реакторов с подмагничиванием.	186
Брянцев А.М., Лурье А.И., Долгополов А.Г., Евдокунин Г.А., Базылев Б.И. Управляемые подмагничиванием дугогасящие реакторы с автоматической компенсацией емкостного тока замыкания на землю для сетей 6–35 кВ	200
Брянцев А.М., Долгополов А.Г., Лурье А.И. Введен в эксплуатацию уникальный управляемый подмагничиванием шунтирующий реактор мощностью 180 МВА, 330 кВ на подстанции «Барановичи»	223
Долгополов А.Г. Измеритель емкостного тока замыкания на землю для электрических сетей напряжением 6, 10 и 35 кВ	235
Брянцев А.М., Долгополов А.Г., Лурье А.И., Базылев Б.И., Зайцев А.И., Соколов Ю.В., Ахметжанов Н.Г., Уколов С.В. Впервые в сети 500 кВ введен в эксплуатацию новый управляемый подмагничиванием шунтирующий реактор мощностью 180 МВА.	247
Брянцев А.М., Брянцев М.А., Базылев Б.И., Дягилева С.В., Карымов Р.Р., Лурье А.И., Маклецова Е.Е., Негрышев А.А. Регулируемые источники реактивной мощности с управляемыми подмагничиванием шунтирующими реакторами и батареями конденсаторов.	256
Техническая экспертиза на проект «Управляемые подмагничиванием шунтирующие реакторы для электрических сетей 35–500 кВ»	274
Авторы.	280
Содержание	285