МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ ПО ВЫБОРУ РЕЖИМА ЗАЗЕМЛЕ-НИЯ НЕЙТРАЛЕЙ В СЕТЯХ НАПРЯЖЕНИЕМ 6 - 10 КВ ПРЕДПРИЯТИЙ ОАО «ГАЗПРОМ»

ООО «ВНИИГАЗ» Челазнов А.А.

В настоящее время институтом «ВНИИГАЗ» разработан и представлен в виде СТО руководящий документ «Методические указания по выбору режима заземления нейтралей в сетях напряжением 6 - 10 кВ предприятий ОАО «Газпром»».

В системах электроснабжения промышленных объектов ОАО «Газпром» сети напряжением 6 и 10 кВ работают с изолированной нейтралью. Релейная защита от однофазных замыканий на землю в таких сетях в ряде случаев не способна селективно отключить аварийное присоединение и выполняется с действием на сигнал. При этом вся сеть напряжением 6 и 10 кВ длительно находится под воздействием дуговых перенапряжений на время поиска повреждения согласно [2-5].

В настоящее время в России происходит процесс отказа от изолированного режима заземления нейтрали в сетях напряжением 6 и 10 кВ. Предлагаются новые комплектные устройства для высокоомного или низкоомного резистивного заземления нейтрали, позволяющие устранить недостатки сети с изолированной нейтралью. Применение резистивного заземления нейтрали позволяет избавиться от опасных перенапряжений и повышает быстродействие и селективность релейной защиты.

Необходимость применения резистивного заземления нейтрали особенно остро стоит в питающих сетях 6 и 10 кВ электроприводных компрессорных станций с мощной двигательной нагрузкой.

Указанные проблемы явились причиной разработки стандарта, определяющего режим заземления нейтрали в сетях напряжением 6 и 10 кВ дочерних обществ и организаций ОАО «Газпром».

Разработанный стандарт не отменяет действие норм ПУЭ [1], однако, в части выбора режима заземления нейтрали сетей различного назначения, структуры и параметров оборудования для регулирования режима заземления нейтрали, является уточняющим документом.

Возникновение дуговых перенапряжений наиболее вероятно при перемежающейся дуге и сравнительно небольших токах ОЗЗ, не превышающих 10 А. Значение амплитуды перенапряжений при этом может достигать 3,5-3,8 фазного напряжения U_{ϕ} . При увеличении тока ОЗЗ дуговые перенапряжения снижаются. Это связано с тем, что дуга носит более спокойный характер, а при больших токах вообще не обрывается. При токах ОЗЗ от 10 до 20 А перенапряжения не превышают 3 U_{ϕ} . При токах ОЗЗ от 20 до 50 А перенапряжения не превышают 2,7 U_{ϕ} . Параметры переходного процесса при возникновении однофазного дугового замыкания в сети с изолированной и заземленной нейтралью через ДГР определяются емкостью фаз, индуктивными сопротивлениями источника питания, трансформатора и ДГР, а также сопротивлением дуги. Основными факторами, определяющими максимум перенапряжений при ОДЗ, являются: напряжение на аварийной фазе в момент первичного зажигания дуги U₃, момент погасания дуги и напряжение повторного зажигания дуги U_п.

Повышение перенапряжений при дуговом замыкании на землю обусловлено тем, что вторичный пробой происходит при ненулевом значении напряжения на нейтрали сети, которое зависит от условий гашения дуги после первого пробоя и составляет (0,5-1,4) U_{ϕ}. Максимальные величины перенапряжений возникают, если наблюдается погасание дуги при переходе через нулевое значение свободной составляющей тока дуги. При быстром погасании дуги происходит заряд емкостей неповрежденных фаз до напряжения, превышающего фазное, и появляется напряжение на нейтрали. Последующие зажигания дуги в момент максимума напряжения аварийной фазы приводят к поэтапному нарастанию напряжения (эскалации напряжения) на нейтрали и к перенапряжениям на неповрежденных фазах.

Высокоомное резистивное заземление нейтрали сети 6 и 10 кВ

Главной целью высокоомного резистивного заземления нейтрали сети является ограничение дуговых перенапряжений и феррорезонансных явлений при одновременном обеспечении длительной работы сети с ОЗЗ на время поиска и отключения поврежденного присоединения оперативным персоналом.

Снижение напряжения на нейтрали и ограничение перенапряжений при дуговом замыкании на землю достигается за счет уменьшения постоянной времени разряда емкости здоровых фаз во время бестоковой паузы t_{Π} с помощью специально подключенного резистора R_N (рис. 1), обеспечивающего уменьшение активного сопротивления цепи протекания тока нулевой последовательности. Резистор R_N подключается к сети с помощью трансформатора со схемой соединения обмоток Y/Δ одним из двух способов.

Первый способ – резистор включается между нулевой точкой обмотки высокого напряжения ТЗН и контуром заземления (рис. 1а).

Второй способ – нейтраль обмотки высокого напряжения ТЗ соединяют с землей, а резистор включается во вторичную обмотку трансформатора в разомкнутый треугольник (рис. 1б), при этом магнитопровод ТЗ должен быть броневой конструкции.

Схема подключения резистора определяется структурой сети и параметрами установленного оборудования. В сетях 6 и 10 кВ наиболее приемлемы варианты подключения резистора к нейтрали ТЗН или специальных фильтров нулевой последовательности типа ФМЗО. При этом мощность устройств определяется исходя из необходимости длительной работы в режиме однофазного замыкания и обеспечения апериодического процесса разряда емкости фаз в течение бестоковой паузы t_{Π} .



Рис. 1. Схемы подключения резистора к нейтрали сети

Для обеспечения полного разряда емкостей фаз за время t_П, равное 0,008 – 0,010с, сопротивление резистора выбирают из условия, чтобы активная составляющая тока замыкания на землю I_R была равна или больше емкостной составляющей I_C

$$\mathbf{I}_R \ge \mathbf{I}_C \tag{1}$$

Исходя из этого условия, сопротивление резистора для схемы на рисунке 1а, $R_{N_{\rm j}}$ Ом, вычисляют по формуле

$$\mathsf{R}_{\mathsf{N}\leq}\frac{\mathsf{U}_{\mathsf{B}\mathsf{H}}}{\sqrt{3}\cdot\mathsf{I}_{\mathsf{C}}},\tag{2}$$

а сопротивление резистора для схемы на рисунке 16, R_Δ, Ом, вычисляют по формуле

$$\mathsf{R}_{\Delta} \le \frac{27 \cdot \mathsf{U}_{\mathsf{BH}}}{\sqrt{3} \cdot \mathsf{K}^2 \cdot \mathsf{I}_{\mathsf{C}}},\tag{3}$$

где U_{BH} – линейное напряжение стороны высшего напряжения трансформатора, B; I_C – емкостный ток O33, A;

К - коэффициент трансформации ТЗ, вычисляемый по формуле

$$K = U_{BH} / U_{HH}, \qquad (4)$$

где U_{HH} – линейное напряжение стороны низшего напряжения трансформатора, В. Расчетную мощность трансформатора заземления нейтрали и резистора R_N или R_Δ, S, BA, вычисляют по формуле

$$S \ge U_{BH^2} / 3 \cdot R_N = (3 \cdot U_{HH})^2 / R_\Delta$$
(5)

Значение тока, протекающего через резистор в режиме ОЗЗ для схемы на рисунке 1а, I_R, А, вычисляют по формуле

$$I_{R} = \frac{U_{BH}}{\sqrt{3} \cdot R_{N}}$$
(6)

Значение тока, протекающего через резистор для схемы на рисунке 1б, I_{Δ} , A, вычисляют по формуле

$$I_{\Delta} = \frac{3 \cdot U_{HH}}{R_{\Delta}} \tag{7}$$

Ток I⁽¹⁾ в месте O33 равен геометрической сумме емкостного тока сети и активного тока, создаваемого устройством заземления нейтрали. Значение тока I⁽¹⁾, А, вычисляют по формуле

$$I^{(1)} = \sqrt{I_{\rm R}^2 + I_{\rm C}^2}$$
(8)

и с учетом формулы (1)

$$\mathbf{I}^{(1)} \ge \sqrt{2} \cdot \mathbf{I}_{\mathsf{C}} \,. \tag{9}$$

При увеличении сопротивления резистора по сравнению со значением, вычисленным по формуле (2), напряжение на нейтрали за время бестоковой паузы снижается не до нуля, а до конкретной величины ΔU_N , что приводит к увеличению уровня дуговых перенапряжений *К*п.

Значение сопротивления резистора, вычисленное по формулам (2, 3), является избыточным по рассеиваемой мощности. Более точно сопротивление резистора в нейтрали, обеспечивающего разряд емкостей фаз за время t_{Π} , вычисляют с учетом активных потерь в сети исходя из величины тока замыкания на землю и требуемого уровня снижения дуговых перенапряжений. Расчет производят по специализированной программе расчета электромагнитных переходных процессов в соответствии с [13, 14].

Низкоомное резистивное заземление нейтрали сети 6 и 10 кВ

Главной целью низкоомного резистивного заземления нейтрали сети является быстрое отключение ОЗЗ релейной защитой и максимальный охват обмоток электрических машин (двигателей, генераторов, трансформаторов) защитой от ОЗЗ. При этом также обеспечивается подавление перенапряжений и феррорезонансных явлений.

Низкоомное резистивное заземление нейтрали сети осуществляют с помощью специального трансформатора заземления нейтрали ТЗН со схемой соединения обмоток Y/Δ, согласно рис. 1а. Резистор R_N включают между нулевой точкой обмотки ВН и контуром заземления.

Сопротивление резистора выбирают наименьшим, исходя из двух условий:

предотвращение перенапряжений при O33 (2), резистор должен создавать ток не менее емкостного тока O33;

обеспечение селективного срабатывания защит на отключение ОЗЗ.

Селективное отключение может быть обеспечено подключением к нейтрали сети резистора с сопротивлением, вычисляемым по формуле

$$\mathsf{R}_{\mathsf{N}} \le \frac{\mathsf{U}_{\mathsf{BH}}}{\sqrt{3} \cdot \mathsf{I}_{\mathsf{C.3.макс}}},\tag{10}$$

где I_{С.3. МАКС} – максимальный ток срабатывания защиты O33.

Выбранный из этих условий резистор, как правило, создает активный ток, существенно превышающий емкостный. Если емкостный ток значительно меньше активного $I_C \ll I_R$, то ток ОЗЗ можно вычислять по формуле

$$I_3 \approx I_R = \frac{U_H}{\sqrt{3} \cdot R_N},\tag{11}$$

где U_H - линейное напряжение сети.

При ОЗЗ в обмотке, соединенной по схеме звезда, ток ОЗЗ I₃, А с учетом (11) вычисляют по формуле

$$I_{3} = \left(1 - \frac{W}{100}\right) \cdot \frac{U_{H}}{\sqrt{3} \cdot R_{N}},\tag{12}$$

где W - число витков обмотки статора от зажимов до точки замыкания,% от общего числа витков поврежденной фазы

Для обмотки, соединенной треугольником, наименьший ток замыкания на корпус в средней точке обмотки I₃, A, вычисляют по формуле

$$I_3 = 0.5 \frac{U_H}{\sqrt{3} \cdot R_N}$$
(13)

При O33 в обмотках высоковольтных электродвигателей для предотвращения выгорания активной стали статора должно быть обеспечено быстрое отключение электродвигателя защитой от замыканий на землю.

Число витков обмотки защищенной от ОЗЗ W, %, вычисляют по формуле

$$W = \left(1 - \frac{I_{C3}}{I_R}\right) \cdot 100$$
 (14)

где I_{C3} – ток срабатывания защиты от O33, А.

I_R - ток в заземляющем резисторе, А.

Увеличить зону защиты витков обмотки статора от ОЗЗ можно, увеличивая активный ток резистора, либо снижая ток срабатывания защиты в пределах допустимых значений, вычисляемых коэффициентом чувствительности защит.

В зависимости от способа выбора заземляющего резистора и значения тока O33 заземляющий трансформатор для низкоомного резистивного заземления нейтрали сети и резистор должны быть рассчитаны либо на кратковременную, либо на длительную работу в режиме O33, в течение которой не должно наблюдаться превышение их нормируемых температурных параметров.

Ток срабатывания защиты присоединений от ОЗЗ I_{C3}, А, вычисляют по формуле

$$I = K_{H} \cdot K_{\delta} \cdot I_{C}, \tag{15}$$

где К_н - коэффициент надежности, принимается равным 1,2;

Кб - коэффициент, учитывающий бросок емкостного тока;

 I_{C} - емкостный ток ТТНП защищаемого присоединения при ОЗЗ на секции ЗРУ – 6 и 10 кВ.

При возникновении режима длительного O33 (например, при отказе в работе защиты), защита нулевой последовательности T3H с выдержкой времени действует на отключение выключателя T3H, переводя тем самым сеть в режим работы с изолированной нейтралью. Если выключатель T3H не отключился, эта защита может действовать на отключение выключателя ввода и секционного выключателя (если он включен).

Если резистор и трансформатор ТЗН выбраны термостойкими, то отключать ТЗН в режиме длительного ОЗЗ не нужно. Если используется резисторная установка с автоматическим регулированием тока ОЗЗ, то при отказе устройств РЗ резисторная установка переводится в режим неотключаемого ОЗЗ (режим высокоомного резистивного заземления нейтрали сети).

При необходимости ТЗН оснащают автоматикой, обеспечивающей такой режим работы, при котором сеть 6 и 10 кВ должна быть заземлена через один трансформатор ТЗН, и ток замыкания на землю не превышал максимально допустимого значения.

Заземление нейтрали сети 6 и 10 кВ через дугогасящий реактор

Заземление нейтрали сети через ДГР приводит к компенсации емкостных токов в месте замыкания и к снижению величин дуговых перенапряжений. Однако остается опасность возникновения больших кратностей перенапряжений при неточной настройке дугогасящего реактора, а также при сочетании ОДЗ и неполнофазных режимов, возникающих при запаздывании в отключении или отказе отдельных полюсов выключателя.

Выбор индуктивного сопротивления реактора осуществляется по методике, изложенной в [3].

При резонансном заземлении нейтрали сети после возникновения ОЗЗ и погасании тока дуги, происходят возможные повторные пробои на напряжении меньшем или равном фазному, что приводит к перенапряжениям на неповрежденных фазах, не превышающим 2,4U_ф.

При неточной настройке ДГР процесс выравнивания напряжений фаз после погасания дуги носит характер биений, частота которых определяется степенью расстройки компенсации и добротностью колебательного контура. При точной настройке ДГР или небольшой перекомпенсации, расстройка и возникновение биений при ОЗЗ возможны при отключении присоединения с большим емкостным током подпитки. Опасность биений состоит в том, что повторное замыкание может произойти при напряжении, близком к максимуму, что вызывает перенапряжения на здоровых фазах.

При расстройке компенсации от 15 % до 30 % дуговые перенапряжения достигают $(2,8\div3,0)$ [·]U_ф, что с точки зрения ограничения перенапряжений делает применение ДГР неэффективным.

Устройства релейной защиты от O33, основанные на токовом принципе, не функционируют в условиях полной компенсации тока однофазного замыкания на землю. Для работы наиболее массовых устройств релейной защиты необходимо, чтобы ток O33 был больше тока срабатывания защиты I_{C3}, поэтому сети с ДГР часто эксплуатируют с перекомпенсацией емкостного тока O33. В этом случае для обеспечения селективной работы защиты от O33 должно выполняться условие

$$I_{3} = I_{L} - I_{C} > I_{C3}$$
(16)

то есть ток замыкания должен быть больше тока срабатывания защиты.

При частой коммутации присоединений рекомендуется применять автоматическую подстройку индуктивности дугогасящего реактора. Автоматическая настройка реактора позволяет снизить ток O33 до значений, определяемых точностью работы автоматики и принятой степенью отстройки от резонанса в нормальном режиме. Подключение реакторов с автоматической настройкой степени компенсации применяется в схемах, допускающих длительное существование режима с неустраненным ОЗЗ. При использовании дугогасящих реакторов с автоматической подстройкой должна быть предусмотрена специализированная защита от ОЗЗ или индикация присоединения с ОЗЗ.

Комбинированное заземление нейтрали в сетях напряжением 6 и 10 кВ

Значение сопротивления этого резистора R^{*}_N, Ом, позволяющего устранить биения, выбирают исходя из соотношения

$$\mathsf{R}_{\mathsf{N}}^{*} = \mathsf{U}_{\Phi} \,/\,\Delta\mathsf{I},\tag{17}$$

где ΔI – ток расстройки компенсационного реактора, А.

Определенное по формуле (17) значение сопротивления резистора R^{*}_N, подключенного параллельно ДГР, приводит к полному устранению биений после погасания дуги и снижению перенапряжений при повторных пробоях до уровня U_{макс}≈2,4U_{ф макс.} Однако, чаще всего, мощность такого резистора является избыточной.

Уточнение значения сопротивления резистора, позволяющего снизить перенапряжения до заданной величины, осуществляется расчетным путем с учетом всех влияющих факторов по специализированным программам, изложенным в [13,14]. В этом случае параметры резистора рассчитывают исходя из необходимости обеспечения:

ограничения перенапряжений в режиме O33 до заданной величины Кп (обычно до уровня испытательного напряжения при профилактических испытаниях вращающихся машин);

ограничения напряжений, возникающих на нейтрали в нормальном режиме за счет несимметрии параметров схемы;

увеличения активной составляющей тока замыкания на землю до уровня, обеспечивающего селективную работу защит на токовом принципе;

исключения опасных феррорезонансных явлений.

При подключении параллельно ДГР резистора с сопротивлением

$$R_{N} = (1.5...2.0) \cdot U_{\Phi} / \Delta I$$
 (18)

максимальные перенапряжения не превышают уровня U_{макс} ~2.6U_{ф макс}.

Рекомендуемые режимы заземления нейтрали сетей напряжением 6 и 10 кВ

На выбор варианта режима заземления нейтрали сети влияют следующие её характеристики:

величина однофазного тока замыкания на землю Іс.

электрическая прочность изоляции электрооборудования;

наличие вращающихся электрических машин;

возможность осуществления отключения присоединения с однофазным замыканием на землю (резервируемость нагрузки присоединений);

возможность организации селективной защиты от однофазного замыкания на землю;

электробезопасность;

наличие явно выведенной нейтрали сети;

наличие ЭСН, работающей автономно, или параллельно с энергосистемой.

Применительно к схемам сетей 6 и 10 кВ при выборе режима заземления нейтрали сети необходимо использовать градацию электрических сетей по двум наиболее важным признакам – току замыкания на землю и наличию вращающихся машин. Наличие вращающихся машин является принципиальным фактором, поскольку предполагает обязательное отключение присоединения с двигателем (или генератором), на котором произошло ОЗЗ, и накладывает более жесткие требования к допустимым величинам перенапряжений согласно [6]. В табл. 1 приведены рекомендуемые способы заземления нейтрали сетей 6 и 10 кВ в зависимости от тока замыкания на землю.

			Рекомендуемый режим заземления нейтрали сети			
Значение		V	при действии релейной	при действии релейной		
Эначение		Характеристика	защиты на сигнал	защиты на отключение		
Ic		сети	(без отключения присое-	присоединения с ОЗЗ		
			динения с ОЗЗ)			
Ι <5 Δ	Δ*	РУ 6 и 10 кВ элек-	Высокоомное заземление	Заземление нейтрали сети		
10_0 11	11	троприводных КС;	нейтрали сети І _R ≈І _{С.}	через резистор с током,		
		распределитель-	В схемах электропривод-	достаточным для обеспе-		
		ные сети 6 и 10 кВ	ных КС обязательна	чения селективного от-		
		ЭСН;	гальваническая развязка	ключения ОЗЗ. Требуемая		
		питающие высоко-	вдольтрассовых ВЛ с	величина тока резистора		
		вольтные сети бу-	шинами 10 кВ	определяется типом ис-		
		ровых установок;		пользуемых защит от ОЗЗ.		
		сети 6 и 10 кВ		В схемах электропривод-		
		электроснабжения		ных КС обязательна галь-		
		подземных храни-		ваническая развязка		
		лищ газа		вдольтрассовых ВЛ с ши-		
		DV 6 y 10 vD papa		Нами ТО КВ		
I _c ≤5 A	Б*	РУОИ ПОКВ Газо-	высокоомное заземление	заземление неитрали сети		
	*	туроинных кС,	неитрали сети I _R ≈I _{C.}			
		тем электросияб-				
		тем электроснао-		чения селективного от-		
		промыслов и		величина тока резистора		
		промыслов и		определяется типом ис-		
		промилощидок		пользуемых защит от 033		
5 A . X		Распрелелитель-	Высокоомный резистор в	Заземление нейтрали через		
$3A < I_c$	A	ные сети 6 и 10 кВ	нейтрали генератора бло-	резистор с током, доста-		
I _c <20A		ЭСН;	ка генератор-	точным для обеспечения		
		сети 6 и 10 кВ с	трансформатор;	селективного отключения		
		комбинированным	высокоомный резистор в	ОЗЗ. Требуемая величина		
		питанием от энер-	нейтрали ТЗН (для не	тока резистора определя-		
		госистемы и ЭСН	блочных схем);	ется типом используемых		
			точная компенсация тока	защит от ОЗЗ		
			ОЗЗ настраиваемым ду-			
			гогасящим реактором в			
			нейтрали сети с подклю-			
			ченным параллельно ре-			
			актору высокоомным ре-			
			зистором (в составе реак-			
			тора рекомендуется ис-			
			пользовать устройство			
			определения поврежден-			
			ного присоединения)			

Т а б л и ц а 1 –Выбор режима заземления нейтрали сетей 6 и 10 кВ

Продолжение таблицы 1

			Daromaninyani ili pawiny popolynomic notizzoni cozzi					
			Рекомендуемыи режим заземления неитрали сети					
Значение			при действии релейной	при действии релейной				
		Характеристика сети	защиты на сигнал	защиты на отключение				
Ic			(без отключения присоедине-	присоединения с ОЗЗ				
			ния с ОЗЗ)					
5A <i< td=""><td>Б</td><td>Сети 6 и 10 кВ пита-</td><td>Высокоомный резистор в ней-</td><td>Заземление нейтрали</td></i<>	Б	Сети 6 и 10 кВ пита-	Высокоомный резистор в ней-	Заземление нейтрали				
J11 ~1c		ния жилых поселков и	трали ТЗН.	сети через резистор с				
I _c <20A		промзоны	Точная компенсация тока ОЗЗ	током, достаточным				
			настраиваемым дугогасящим	для обеспечения селек-				
			реактором в нейтрали сети с	тивного отключения				
			подключенным параллельно	ОЗЗ. Требуемая вели-				
			реактору высокоомным рези-	чина тока резистора				
			стором (в составе реактора ре-	определяется типом ис-				
			комендуется использовать	пользуемых защит от				
			устройство определения по-	033				
			врежденного присоединения)					
I _c ≥20A	Α	Сети 6 и 10 кВ газопе-	Точная компенсация тока ОЗЗ	Резистор в нейтрали				
· ·		рерабатывающих за-	настраиваемым дугогасящим	сети с ограниченным				
		водов.	реактором в нейтрали сети с	временем протекания				
		Разветвленные сети 6	подключенным параллельно	тока. Ток резистора из-				
		и 10 кВ с комбиниро-	реактору высокоомным рези-	меняется от десятков до				
		ванным питанием от	стором (в составе реактора ре-	сотен ампер и зависит				
		энергосистем и элек-	комендуется использовать	от типа защит от ОЗЗ				
		тростанций СН	устройство определения по-	Применение раздели-				
			врежденного присоединения)	тельного трансформа-				
			Применение разделительного	тора				
			трансформатора	-				
I _c ≥20A	Б	Разветвленные сети 6	Точная компенсация тока ОЗЗ	Резистор в нейтрали				
		и 10 кВ питания жи-	настраиваемым дугогасящим	сети с ограниченным				
		лых поселков и про-	реактором в нейтрали сети с	временем протекания				
		МЗОНЫ	подключенным параллельно	тока. Ток резистора из-				
			реактору высокоомным рези-	меняется от десятков до				
			стором (в составе реактора ре-	сотен ампер и зависит				
			комендуется использовать	от типа защит от ОЗЗ				
			устройство определения по-	Применение раздели-				
			врежденного присоединения)	тельного трансформа-				
			Применение разделительного	тора				
			трансформатора					
А [*] - с вращающимися высоковольтными машинами								
Б** - без вращающихся машин								

На газотурбинных КС необходимо применять заземление нейтрали сетей 6 и 10 кВ через резистор с сопротивлением, выбранным по формуле (10). Отключение поврежденного участка при ОЗЗ должно осуществляться с минимальной выдержкой времени. Если быстрое отключение недопустимо по режимным соображениям, то следует применять высокоомное заземление нейтрали сети с сопротивлением, выбранным по формуле (2). При этом поиск и отключение поврежденного участка с ОЗЗ выполняется эксплуатационным персоналом.

В электрических сетях с электродвигателями защита от замыканий на землю всех присоединений должна действовать на отключение с минимальной выдержкой времени.

В схемах электроприводных КС обязательна гальваническая развязка вдольтрассовых ВЛ с шинами 6 и 10 кВ.

Заземление нейтрали сети в схемах электроприводных КС должно осуществляться через резистор, позволяющий обеспечить быстродействующее селективное отключение ОЗЗ. Сопротивление резистора в нейтрали определяется по формуле (10).

С целью снижения термического воздействия дуги на изоляцию статорных обмоток высоковольтных двигателей может быть использована регулируемая резисторная установка. В этом случае резистор включают в рассечку треугольника специального заземляющего трансформатора Y/ Δ (рис. 1 б), с возможностью регулирования величины сопротивления резистора. Управление величиной сопротивления резистора в зависимости от величины напряжения нулевой последовательности (или тока O33) позволяет исключить нежелательное повышение активного тока O33 при замыканиях вблизи высоковольтных выводов обмотки двигателя или трансформаторов и обеспечить приемлемую селективность релейной защиты при замыкании вблизи нейтральной точки обмотки. Допускается использование специального регулируемого резистора при его подключении к нейтрали трансформатора заземления нейтрали сети (рис. 1 а).

Для секций шин КС и подстанций с нагрузкой, отключение которой в режиме O33 недопустимо, ограничение дуговых перенапряжений осуществляется подключением к нейтрали сети резистора, сопротивление которого определяют по формуле (2). Резистор должен иметь исполнение, позволяющее длительную эксплуатацию в режиме O33. При этом поиск и отключение поврежденного участка с O33 выполняется эксплуатационным персоналом. Активный ток, создаваемый резистором, используется для определения поврежденного присоединения с действием на сигнал.

В схемах распределительных подстанций технологического назначения, не содержащих мощную двигательную нагрузку, энергообъектах, питаемых от автономных электростанций, должно применяться заземление нейтрали сетей 6 и 10 кВ через резистор с сопротивлением, выбранным по формуле (10).

На блоках генератор-трансформатор необходимо применять заземление нейтрали генераторов через резистор с сопротивлением, выбранным по формуле (10).

На сборных шинах генераторного напряжения при токах замыкания на землю Із≤10 А необходимо применять ТЗН с сопротивлением в нейтрали, выбранным по формуле (10), с действием защиты на отключение.

Для обеспечения селективного отключения присоединения с ОЗЗ при токах Iз≥10 A допускается применять регулируемый резистор заземления нейтрали сети. В этом случае к нейтрали постоянно подключается резистор с сопротивлением, определяемым по формуле

$$\mathsf{R}_{\mathsf{N}_{\mathsf{Д}}\mathsf{J}} \leq \frac{\mathsf{U}_{\mathsf{B}\mathsf{H}}}{\mathsf{I}_{\mathsf{N}_{\mathsf{J}}\mathsf{I}}},\tag{19}$$

где $R_{N_{ZJT}}$ – резистор, сопротивление которого выбирается из условия длительной работы в режиме O33;

 $I_{N_{\pi\pi}}$ – длительно допустимый ток ОЗЗ (5А для статорной изоляции).

Подключение такого резистора обеспечивает ограничение дуговых перенапряжений при возникновении O33. После возникновения O33 сопротивление резистора в нейтрали уменьшается до значения, определяемого формулой (10), что обеспечивает возможность селективного отключения присоединения с O33. После выдержки времени, достаточной для срабатывания защиты от O33, сопротивление резистора в нейтрали увеличивается до значения, определяемого формулой (19), что обеспечивает возможность длительной работы резистора в режиме O33 при отказе релейной защиты. Такой алгоритм позволяет ограничить дуговые перенапряжения и обеспечить селективное отключение токов O33.

При питании сети 6 и 10 кВ от ЭСН, работающей автономно, или параллельно с системой через разделительный трансформатор, не допускается включение заземляющего резистора в нейтраль генератора, кроме случая блочных схем.

Если сеть питается не только от генераторов, но и от других источников энергии (например, от энергосистемы через понизительные трансформаторы 110/6 и 10 кВ), то следует применять ТЗН, чтобы обеспечить заземление нейтрали сети в режиме, когда генераторы остановлены.

При питании энергообъекта от энергосистемы или работе ЭСН параллельно с энергосистемой, изменение режима нейтрали объекта должно быть согласовано с энергосистемой или установлен разделительный трансформатор.

Согласно ПУЭ [1] при токах ОЗЗ, превышающих 20 А в сети 10 кВ, и 30 А в сети 6 кВ, должна применяться компенсация емкостного тока замыкания на землю. В таких схемах должны быть предусмотрены меры по ограничению дуговых перенапряжений в условиях подключения к нейтрали дугогасящих реакторов. Подключение ДГР должно быть согласовано с функционированием релейной защиты от однофазных замыканий на землю. Осуществление селективного отключения ОЗЗ в реактированной сети возможно только при осуществлении перекомпенсации в соответствии с условием (16), использовании специальных защит, основанных на наложении тока с частотой 25, 100 Гц или создании активной составляющей в токе однофазного замыкания.

Перенапряжения в сети с ДГР возникают при разбалансе в настройке дугогасящего реактора, превышающем 15 %. Такой разбаланс возможен при поиске ОЗЗ методом поэтапного отключения присоединений. В этой ситуации необходимо применять реакторно-резистивное заземление нейтрали.

Исключение перенапряжений при разбалансе ДГР и создание условий для применения селективной защиты с определением и последующим плановым отключением O33 осуществляется подключением параллельно ДГР резистора с сопротивлением, определяемым исходя из максимального ожидаемого значения тока небаланса ΔI по формуле (18).

Список использованных источников

[1] Правила устройства электроустановок. Раздел 1 «Общие правила». Утвержден Приказом Министерства энергетики РФ от 08.07.2002 № 204 «Об утверждении глав Правил устройства электроустановок» [Текст]: С-П.: Издательство ДЕАН, 2002 год, 102 с.

[2] М.В. Костенко, И.М. Богатенков, Ю.А. Михайлов, Ф.Х. Халилов Перенапряжения при дуговых замыканиях на землю, включениях и отключениях индуктивных элементов [Текст]: Итоги науки и техники. ВИНИТИ. Сер. "Электрич. станции и сети", том 17, 105 с.
[3] Руководство по защите электрических сетей 6-1150 кВ от грозовых и внутренних перенапряжений [Текст] / под научной редакцией Н.Н. Тиходеева, 2-ое издание, Санкт-Петербург, ПЭИПК Минтопэнерго РФ, 1999. - 153 с.

[4] Зильберман В.А., Эпштейн И.М., Петрищев А.С., Рождественский Г.Г. Влияние способа заземления нейтрали сети собственных нужд блока 500 МВт на перенапряжения и работу релейной защиты [Текст]: М.: Электричество, 1987, № 12.

[5] Васюра Ю.Ф., Гамилко В.А., Евдокунин Г.А., Утегулов Н.И. Защита от перенапряжений в сетях 6-10 кВ [Текст]: М.: Электротехника, 1994, № 5/6.

[6] Объем и нормы испытаний электрооборудования [Текст]: РД 34.45-51.300-97 / под ред.
Б.А. Алексеева, Ф.Л. Когана, Л.Г. Мамиконянца. – 6-е изд. - М.: НЦ ЭНАС, 1998. – 256 с.

[7] Сирота И.М., Богаченко А.Е., Каневский Я.М. Опыт работы защиты от замыканий на землю статорных цепей генераторов, работающих непосредственно на сборные шины и электродвигателей высокого напряжения [Текст]: М.: Электрические станции, 1993, № 7.
[8] О частичном заземлении нейтрали в электрических сетях напряжением 6-10 кВ

[Текст]: ЦП-980-89, Мингазпром, ПО «Союзоргэнергогаз», СУ «Леноргэнергогаз», 1989.

[9] Евдокунин Г.А., Гудилин С.В., Корепанов А.А. Выбор способа заземления нейтрали в сетях 6-10 кВ [Текст]: Электричество, №12, 1998.

[10] О повышении надежности сетей 6 кВ собственных нужд энергоблоков АЭС [Текст]: Циркуляр Ц-01-97(Э), М.: Росэнергоатом, 1997.

[11] Методические указания по повышению надежности сетей 6 кВ собственных нужд энергоблоков (частичное заземление нейтрали) [Текст]: М.: Атомэнергопроект, 1997.

[12] Евдокунин Г.А. Основные характеристики различных способов заземления нейтрали сетей 6-35 кВ [Текст]: опубл. в сборнике статей и информации кафедры релейной защиты и автоматики ПЭИпк «Защита от однофазных замыканий на землю в электроустановках 6-35 кВ», Санкт-Петербург, 1999.

[13] Евдокунин Г.А., Коршунов Е.В., Сеппинг В.А., Ярвик Я.Я. Метод расчета на ЭВМ электромагнитных переходных процессов в ферромагнитных устройствах с произвольной структурой магнитной и электрической цепей [Текст]: Электротехника, 1991, № 2.

[14] Комплекс программ МАЭС для расчета переходных процессов в сложных электроэнергетических системах [Текст]: отчет / Сибирский НИИ энергетики; рук. темы Наумкин И.Е., отв. исп. Челазнов А.А.- инв.№ 02814009723.-Новосибирск.1981. - 200с.

ПЕРЕНАПРЯЖЕНИЯ В СЕТИ 6 ... 35 кВ С ИЗОЛИРОВАННОЙ, КОМПЕНСИРОВАННОЙ И ЗАЗЕМЛЕННОЙ ЧЕРЕЗ РЕЗИСТОР НЕЙТРАЛЯМИ

Короткевич М.А., Протас А.М.

(Учреждение «Научно-исследовательский институт пожарной безопасности и проблем чрезвычайных ситуаций» МЧС Республики Беларусь, г. Минск)

В Республике Беларусь в электрических сетях напряжением 6...35 кВ, работающих с изолированной нейтралью или компенсацией емкостных токов, главное преимущество которых наиболее эффективно реализуется в воздушных сетях и состоит в возможности обеспечения бесперебойного электроснабжения потребителей в течение определенного времени при однофазных замыканиях на землю, постепенно внедряется заземление нейтрали через резистор и немедленное отключение линий с возникшими на них однофазными замыканиями на землю.

Рассмотрим уровни перенапряжений, имеющие место при металлических и дуговых замыканиях на землю в сети с различными способами заземления нейтрали.

Сеть с изолированной нейтралью.

При металлическом замыкании фазы на землю, напряжение замкнувшейся фазы считается равным нулю, а напряжение смещения нейтрали U_N достигает фазного значения. Тогда напряжение поврежденных фаз относительно земли становятся равными линейным значениям и остаются такими до прекращения однофазного замыкания на землю.

Относительно протекания процесса повторных дуговых зажиганий на землю в литературе существуют различные мнения, связанные с продолжительностью горения дуги (половина периода промышленной или собственной частоты), возникающих уровнях перенапряжений на поврежденных и здоровых фазах, а также значений напряжений смещения нейтрали в момент первого и повторного зажиганий заземляющей дуги.

Укажем наиболее часто встречающиеся оценки отмеченных параметров (табл. 1). При этом объяснения процесса горения дуги по всем указанным в таб. 1 теориям, начинается с того, что первое зажигание дуги происходит при максимальном отрицательном значении напряжения поврежденной фазы. Повторные же зажигания дуги представляются в виде металлических замыканий. Так как высокочастотный ток в переходном процессе больше емкостного тока частотой 50 Гц, то обрыв дуги совершается в момент перехода через нуль высокочастотного тока, т.е. в момент максимума напряжения высокочастотных колебаний.

По теории У. Петерена [1], частота собственных колебаний при зажигании дуги f₁ определяется суммарной индуктивностью цепи замыкания на землю (1,5L) и емкостями неповрежденных фаз 2C.

При учете затухания в контуре с сопротивлением г и междуфазных емкостей C_{M} , предельные значения перенапряжений достигают 3,9 $U_{\phi M}$, а наибольшее напряжение на поврежденной фазе равно 3,6 $U_{\phi M}$.

Представление повторных зажиганий дуги в виде металлических замыканий освобождает от необходимости учета у дуги вольт-амперной зависимости и позволяет рассматривать напряжение на дуге с четко выраженными пиками гашения и зажигания.

Из табл. 1 видно, что после каждого гашения дуги по теории У. Петерсена имеет место постоянное нарастание напряжения смещения нейтрали. Восстановление напряжения на поврежденной фазе после гашения дуги имеет колебательный характер с высокочастотным пиком, превышающим величину фазного напряжения. После полупериода перенапряжения изменяют свой знак.

Напряжен	Напряжен Напряжение фаз по отношению к номинальному фазному напряжению в							Периодич-	Примечание
ия фаз U _A , момент времени							ость горения	ность	
U _B , U _C и	Предшеству-	Замы-	Погасания	Предшеству-	Повтор-	Повтор-	заземляющей	повторных	
нейтрали	ющего	кания	заземля-	ющий	ного	ного	дуги, с	зажиганий	
U _N	замыкания	фазы на	ющей дуги	повторному	зажига-	погаса-		дуги, с	
		землю		зажиганию дуги	ния дуги	ния дуги			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
UA	0,5	2,5	2,17	1,17	-0,5	-4,17			Теория
UB	0,5	2,5	2,17	1,17	-0,5	-4,17	$1/2f_1$	0.01	Петерсена [1]
U _C	-1,0	0	0,67	2,67	0	-3,6		0,01	
U _N	0	1,67	1,67	1,67	-0,3	-2,78			
UA	0,5	2,5	-1,5	-0,5	-0,5	3,5			Теория Д. Петерса,
UB	0,5	2,5	-1,5	-0,5	-0,5	3,5	0.01	0.02	Х. Слепяна [1]
U _C	-1,0	0	0	0	-2,0	0	0,01	•,•=	
U _N	0	0	-1,0	-1,0	-1,0	-1,0			
UA	1,0	0	0	1,0	0	0			По данным [2]
UB	0,5	1,5	2,3	-0,5	-1,5	-3,5	1/2f1	0.01	
U _C	0,5	1,5	2,3	-0,5	-1,5	-3,5		·,· ·	
U _N	0	1,0	1,5	0	-1,0	-2,3			

Таблица 1 – Изменение напряжений смещения нейтрали, поврежденных и неповрежденных фаз дуговых замыканий в сетях с изолированной нейтралью

Так как электрическая прочность промежутка в месте повреждения ограничена, то ограничены колебания напряжений на емкостях неповрежденных фаз и напряжения смещения нейтрали. Следовательно, значения дуговых перенапряжений тоже имеют свой предел.

По теории Дж. Петерса и Х. Слепяна, максимальное перенапряжения на здоровых фазах достигают 3,5U_{фм}; на поврежденной (-2U_{фм}); напряжение смещения нейтрали после каждого гашения дуги (-U_{фм}). Перенапряжения знака не изменяют.

С учетом затуханий свободных колебаний, максимальные перенапряжения не превышают (3,0-3,1U_{фм}).

В соответствии с [2] максимальные значения напряжения поврежденных фаз при первом зажигании дуги составляет 2,3U_{фм}, при повторном значении -3,5U_{фм}.

Данные табл. 1 указывают на различные в оценках изменения напряжения в переходных процессах при дуговых замыканиях на поврежденных фазах (от 0 до $(-3,6U_{\phi})$), неповрежденных фазах (от 0,5U_{ϕ} до $(-4,1U_{\phi})$), нейтрали (от 0 до $(-2,78U_{\phi})$).

Для нормальной изоляции перенапряжения большой опасности не представляют, но они охватывают всю сеть и продолжаются до тех пор, пока не ликвидируется дуговое замыкание перемежающего характера. При наличии элементов сети с ослабленной изоляцией, дуговые перенапряжения могут приводить к междуфазным перекрытиям, вызывающим их аварийное отключение.

Сеть с компенсированной нейтралью.

Рациональным режимом работы дугогасящих реакторов считается режим их резонансной настройки, т.е. когда имеет место резонанс (равенство) емкостных токов линии и сдвинутого по отношению к нему на 180° индукционного тока, создаваемого катушкой реактора.

Максимальная длительность работы реактора при наибольшем токе и номинальном напряжении не должна превышать 6 часов.

Считается, что резонансная настройка дугогасящего реактора обеспечит минимальный ток в месте замыкания, минимальную скорость восстановления напряжения на поврежденной фазе после гашения дуги и минимальный уровень дуговых перенапряжений.

Однако в практике эксплуатации электрических сетей обеспечить режим резонансной настройки дугогасящих аппаратов не представляется возможным. Это связано с тем, что емкость сети, подключенная к данной секции шин напряжением 10 или 35 кВ центров питания или подстанций непрерывно изменяется за счет отключения отдельных линий для плановых и аварийных ремонтов, а также подключения новых линий или включения линий после выполнения на них работ технического обслуживания и ремонта. В условиях непрерывного изменения емкости сети и отсутствия системы плавной автоматической настройки компенсации, резонанс емкостных токов линий и индукционного тока реактора не может быть оперативно обеспечен в каждый момент времени.

Расстройка полной компенсации приводит к увеличению тока в месте повреждения и опасности появления значительных перенапряжений. Так, в электрической сети одного города за три года было зафиксировано 36 случаев одновременного повреждения нескольких (от 2 до 14 участков) питающих или распределительных линий напряжением 10 кВ, отходящих от одной и той же секции шин центра питания из-за перенапряжений на шинах 10 кВ распределительных пунктов, возникших при однофазном замыканиях на кабельных линиях в условиях расстройки компенсации емкостных токов дугогасящими реакторами. Особенно вероятны такие перенапряжения при несимметрии емкостных проводимостей линий или появления фазных режимов (например, недовключения или неодновременного включения в цепи заземляющих трансформаторов контактов фаз выключателей, обрыве токоведущего проводника. Ток расстройки на практике в ряде случаев, оказывается достаточным и для поддержания горения заземляющей дуги.

При применении дугогасящих реакторов основные недостатки сети с изолированной нейтралью те только не устраняются, но и дополняются специфическими недостатками, а именно увеличением в (20...100) раз напряжения смещения нейтрали при несимметрии фазных проводимостей, большей опасностью для изоляции неполнофазных режимов, более сложной релейной защитой и ограниченной продолжительностью работы реактора (до 6 часов).

Сеть с заземленной через резистор нейтралью.

Так как в настоящее время сети напряжением (6-10) кВ и 35 кВ достаточно надежны (имеется резервирование как на данном, так и на более высоком или более низком напряжениях, средства автоматического ввода резерва и т.п.), то будем рассматривать лишь возможность немедленного автоматического отключения однофазных замыканий.

Следовательно значение электрического сопротивления резистора должно выбираться исходя из необходимости гашения дуги, возникшей в месте повреждения, путем отключения места повреждения и дальнейшего восстановления диэлектрических свойств изоляции за время бестоковой паузы системы автоматического повторного включения.

Включение резистора в изолированную нейтраль сети приводит к появлению активного тока замыкания и увеличению в (1,2...2,0) раза тока замыкания на землю, а также к снижению напряжения смещения нейтрали, имеющее место из-за несимметрии емкостей фаз сети.

Однако при учете индуктивного сопротивления заземляющего трансформатора и большого активного сопротивления в месте однофазного замыкания, соответствующего обрыву провода с касанием его земли, ток замыкания на землю снижается более чем в два раза по сравнению с током замыкания в случае металлического соединения фазного провода с землей.

До отключения однофазного замыкания на землю (расчетной продолжительностью до 10 с) в сети с нейтралью, заземленной через резистор, также как и в сети с изолированной нейтралью, будет происходить горение дуги и перенапряжения по значению такие же как при первом зажигании дуги, будут также воздействовать на изоляцию.

Нами показано [3], что апериодическое затухание высокочастотных колебаний на поврежденных фазах реальной сети достигается при сопротивлении резистора в нейтрали не менее 100 и 400 Ом (соответственно в сети с кабельными и воздушными линиями напряжением 10 кВ) и 200 Ом (в сети с воздушными линиями напряжением 35 кВ).

Подключенный к сети резистор разрядит ее емкость за время, меньшее полупериода промышленной частоты, что указывает также на отсутствие возможности возникновения феррорезонансных явлений в цепи измерительных трансформаторов напряжения.

Тем не менее, в сети с резистором в нейтрали не обеспечивается эффективное заземление нейтрали. Поэтому фазную изоляцию следует выполнять также как и в сети с изолированной или компенсированной нейтралью, на линейное напряжение. Однако применение резисторов для заземления нейтрали сети не требует модернизации системы заземления и не приводит к утяжелению условий работы коммутационных аппаратов. Количество отключений линий из-за однофазных и междуфазных замыканий в случае заземления нейтрали через резистор возрастает примерно в 2,5 раза по сравнению с работой сети и изолированной нейтралью при одновременном снижении в большее число раз продолжительности воздействия на изоляцию перенапряжений в случае однофазных замыканий на землю.

На трехфазной модели-тренажере городской кабельной электрической сети напряжением 10 кВ для каждого из указанных видов рабочего заземления нейтрали нами фиксировались с помощью электронного осциллографа и персонального компьютера параметры электрического режима при однофазных замыканиях на землю (фазные и междуфазные значения напряжения, тока замыкания на землю и ток в нейтрали сети). При

этом оказалось, что значения перенапряжений в сети с изолированной и компенсированной нейтралями не превышали указанных [1] в соответствии с теорией Дж. Петерса и Х. Слепяна. В сети с заземлением нейтрали через резистор перенапряжения не происходили 2,3U_{фм}, т.е. были такими же, как и при первом зажигании дуги.

Литература

1. Лихачев Ф.А. Замыкания на землю в сетях с изолированной нейтралью и с компенсацией емкостных токов. –М.: Энергия, 1974. – 152 с.

2. Защита сетей 6...35 кВ от перенакпряжений: Под ред. Ф.Х. Халилова, Г,А, Евдокунина, А.И. Таджибаева. –СПб.: Энергоатомиздат, Санкт-Петербургское отделение, 2002. -272 с.

3.Короткевич М.А. Эксплуатация электрических сетей /М.А. Короткевич. –Минск: Вышэйшая школа, 2005. – 364 с.

Опыт эксплуатации автоматических систем компенсации емкостного тока замыкания на землю

Кричко В.А., Миронов И.А. (Филиал ОАО «Инженерный центр ЕЭС»-«Фирма ОРГРЭС», г.Москва)

В «Правилах технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации» [1] четко прописаны основные требования к режимам заземления нейтрали сетей 6-35 кВ через дугогасящие реакторы. Так в п.5.11.10 ПТЭ сказано:

«Дугогасящие аппараты должны иметь резонансную настройку.

Допускается настройка с перекомпенсацией, при которой реактивная составляющая тока замыкания на землю должна быть не более 5A, а степень расстройки – не более 5 %. Если установленные в сетях 6-20 кВ дугогасящие реакторы имеют большую разность токов смежных ответвлений, допускается настройка с реактивной составляющей тока замыкания на землю не более 10 A. В сетях 35 кВ при емкостном токе замыкания на землю менее 15A допускается степень расстройки не более 10%.

Работа с недокомпенсацией емкостного тока, как правило, не допускается. Разрешается применение настройки с недокомпенсацией лишь временно при отсутствии дугогасящих реакторов необходимой мощности и при условии, что аварийно возникающие несимметрии емкостей фаз не могут привести к появлению напряжения смещения нейтрали, превышающего 70% фазного напряжения.»

А в п.5.11.12 ПТЭ сказано, что: «В сетях 6-10 кВ, как правило, должны применяться плавнорегулируемые дугогасящие реакторы с автоматической настройкой компенсации.

При применении дугогасящих реакторов с ручным регулированием тока показатели настройки должны определяться по измерителю расстройки компенсации. Если такой прибор отсутствует, показатели настройки должны выбираться на основании результатов измерений тока замыкания на землю, емкостных токов, тока компенсации с учетом напряжения смещения нейтрали».

В 2004-2005г.г. ОРГРЭС провел опрос около 50 энергосистем России на предмет уровня оснащенности сетей 6-35 кВ дугогасящими реакторами. На основании данных из 43 энергосистем России, собранных ОРГРЭС суммарное количество сетей (секций) 6-35 кВ на начало 2005г. в данных энергосистемах составило 25264 штук. Следует отметить, что в данном статистическом исследовании данные энергосистем Москвы и Санкт-Петербурга не рассматривались ввиду их особой специфики.

Общее количество сетей, в которых согласно п.5.11.8 ПТЭ необходимо применять компенсацию емкостного тока, составило 2632 штук (т.е. около 10,4% от общего числа сетей). Причем в этих сетях установлено 2419 дугогасящих реакторов, что составляет 91,9% от общей потребности в них.

По данным ОРГРЭС в России в сетях 6-35 кВ с компенсацией емкостного тока применяется 1986 ступенчатых дугогасящих реакторов (75,5% от общего числа ДГР) и 433 плавнорегулируемых реакторов (24,5%).

То, что почти ³/₄ установленных на сегодняшний день дугогасящих реакторов составляют ступенчатые ДГР, объясняет тот факт, что в п.5.11.10 ПТЭ до сих пор допускаются такие «странные» расстройки компенсации. Вернее тем, что почти 95% ступенчатых реакторов – это реакторы типа ЗРОМ или РЗДСОМ, которые на протяжении последних 50 лет выпускались по устаревшим ТУ, в которых было предусмотрено только 5 ответвлений. В то время, как например, в Германии еще 50-е годы прошлого столетия ступенчатые дугогасящие реакторы выпускались с 16 отпайками.

Большинство плавнорегулируемых реакторов (403шт. или ~93,1%) составляют плунжерные реакторы типа РЗДПОМ (производства ПК «ХК Электрозавод», ЦРМЗ «Мосэнерго» и др. энергоремонтные з-ды) или аналогичные западного производства (ZTC, GEUF и т.п.).

Автоматическими регуляторами оснащены (находятся в работоспособном состоянии) 223 плавнорегулируемых реактора, что составляет 51,5% от потребности.

Этот факт объясняется тем, что до последнего времени плунжерные реакторы типа РЗДПОМ не комплектовались автоматическими регуляторами на заводеизготовителе. На сегодняшний день этот недостаток преодолен и все дугогасящие реакторы типа РЗДПОМ, поступающие в эксплуатацию, комплектуются автоматическими микроконтроллерными регуляторами МИРК-4 (ООО «МиКрО-Инжиниринг», г.Москва).

Как показывает практика, многие из установленных на плунжерных ДГР автоматических регуляторов (РНДК, БАНК, БАРК, УАРК и т.п.) проработали по 20-30 лет, выполнены на устаревшей элементной базе и зачастую представляют собой единичные опытные (а не серийные) экземпляры устройств. Поэтому реально уровень автоматизации плунжерных дугогасящих реакторов намного ниже 50%. Поэтому для замены устаревших автоматических регуляторов можно также предложить новые микроконтроллерные регуляторы МИРК-4.

Чуть менее 7% от обследованных плавнорегулируемых реакторов - это дугогасящие реакторы с подмагничиванием (РДП, КДР, РУОМ, РЗДУОМ).

Как показывает опыт эксплуатации, внедрение дугогасящих реакторов с подмагничиванием типа РЗДУОМ (СКТБ «Энергоремонт») или РУОМ, РОУ (Раменский з-д «Энергия») обходится в 2,5-3 раза дороже внедрения аналогичного по мощности плунжерного дугогасящего реактора типа РЗДПОМ.

Первые образцы дугогасящих реакторов с подмагничиванием (типа КДР или РДП) были установлены ещё в начале 70-х годов прошлого столетия. Однако все они управляются в ручном режиме, и до сих пор ни на одном образце реактора с подмагничиванием типа КДР или РДП не установлено ни одного автоматического регулятора (за исключением нескольких образцов, установленных в сетях 6-10 кВ целлюлозно-бумажных комбинатов, на которых применено ступенчатое регулирование тока компенсации).

Как показала практика эксплуатации дугогасящих реакторов с подмагничиванием, основной их проблемой является отсутствие правильно и надежно работающих систем автоматического управления. За время с первых попыток создания автоматических систем управления ДГР с подмагничиванием [2-4] были перепробованы все известные принципы регулирования (амплитудный, фазовый, ШИМ-модуляции, непромышленной частоты и т.п.). Однако, на сегодняшний день, ни один из них не дал искомых результатов.

В то время как у плунжерных дугогасящих реакторов принципы автоматического управления остаются неизменными на протяжении последних 50 лет, изменялась только элементная база регуляторов. Особо следует подчеркнуть полное отсутствие в современных публикациях (в отличие от плунжерных реакторов) о дугогасящих реакторах с подмагничиванием экспериментальных осциллограмм дуговых и металлических замыканий на землю. При наличии таких осциллограмм все заинтересованные специалисты сами бы смогли оценить реальные, а не декларируемые параметры реакторов с подмагничиванием - нелинейность вольт-амперной характеристики, процент гармоник в токе компенсации, время выхода на резонансную настройку и т.п.

На рис.1 приведена осциллограмма металлического замыкания в сети 10 кВ ПС №94 ММК со ступенчатым дугогасящим реактором РЗДСОМ-380/10кВ. Как видно из осциллограммы, ток компенсации ступенчатого ДГР устанавливается практически через два периода промышленной частоты. За счет линейности вольт-амперной характеристики (рис.2), ток компенсации при ОЗЗ аналогично устанавливается за 1,5-2 периода и у плунжерного ДГР.



Рис.1. Возникновение ОЗЗ в сети 10 кВ ПС №94 ММК с дугогасящим реактором РЗДСОМ-380/10кВ.



Рис.2. Вольт-амперная характеристика плунжерного дугогасящего реактора РЗДПОМ-480/10 кВ.

На рис.3 приведено отключение металлического ОЗЗ в сети 10 кВ ПС №94 ММК с дугогасящим реактором РЗДСОМ-380/10кВ.



Рис.3. Отключение ОЗЗ в сети 10 кВ ПС №94 ММК с дугогасящим реактором РЗДСОМ-380/10кВ.

Из осциллограммы рис.3 по соотношению частоты собственных колебаний напряжения на нейтрали $3U_0$ после отключения ОЗЗ и промышленной частоты можно определить степень расстройки компенсации (по 10 периодам) [5]:

$$v = 1 - \left(\frac{f_0}{f}\right)^2 = 1 - \left(\frac{nT}{nT_0}\right)^2 = -0.16$$

Как показали результаты обследования, в случае эксплуатации в качестве плавнорегулируемого реактора с подмагничиванием типа РУОМ (РЗДУОМ, РОУ) энергопредприятия постоянно сталкиваются с определенными трудностями в автоматическом управлении данными реакторами. По состоянию на конец 2005г. из 30 обследованных реакторов с подмагничиванием с автоматическими регуляторами (РУОМ, РЗДУОМ, РОУ) только 7 постоянно работают в автоматическом режиме. На остальных реакторах с подмагничиванием автоматика представляет собой или опытные образцы, которые до конца не введены в работу, или выведена эксплуатацией из работы по причине её частых сбоев.

Анализ принципов автоматического управления реакторами с подмагничиванием, показал, что в большинстве образцов регуляторов заложен неверный подход. Так, например, в реакторах типа РУОМ в нормальном режиме работы обмотка подмагничивания не обтекается током, а его индуктивность составляет какое-то минимальное базовое значение и не совпадает с емкостным сопротивлением сети. При возникновении металлического замыкании на землю автоматика за счет форсированного увеличения тока подмагничивания подстраивает индуктивность РУОМ в резонанс с емкостью сети. Ввиду инерционности насыщения магнитной системы реактора с подмагничиванием это происходит за 10-15 периодов промышленной частоты. В качестве примера на рис.4 приведено дуговое замыкание в сети 10 кВ ПС №94 ММК со ступенчатым дугогасящим реактором РЗДСОМ-380/10 кВ, а на рис.5 дуговое замыкание на землю в сети 6 кВ Вологодской ТЭЦ с плунжерным дугогасящим реактором РЗДПОМ-300/6кВ и автоматическим регулятором МИРК-3М.



Рис.4. Дуговое замыкание на землю в сети 10 кВ ПС №94 ММК со ступенчатым дугогасящим реактором РЗДСОМ-380/10 кВ.

Из осциллограммы рис.3 видно, что повторные зажигания дуги в сети с расстройкой компенсации v= -16% происходят с частотой в 2,5 периода. Максимальные перенапряжения при этом составляют 2,6 U_{d} .



Рис.5. Дуговое замыкание на землю в сети 6 кВ Вологодской ТЭЦ с плунжерным дугогасящим реактором РЗДПОМ-300/6кВ

Как видно из осциллограммы рис.5 при резонансной настройке РЗДПОМ-300/6кВ в сети 6 кВ Вологодской ТЭЦ произошло погасание единичного «клевка» и повторных пробоев в дальнейшем не возникало. Это объясняется тем, что за счет резонансной настройки напряжение на поврежденной фазе восстанавливается очень медленно (~25 периодов промышленной частоты) и за это время успела произойти полная деионизация в месте повреждения.

При дуговых замыканиях автоматика ДГР с подмагничиванием (из-за инерционности выхода на рабочий режим) блокирует его работу. Следовательно, РУОМ при дуговом замыкании работает как обычный ступенчатый реактор с очень большой расстройкой компенсации (~ 30÷40%). Т.е. для реакторов с подмагничиванием теряется смысл самого названия «дугогасящий», так как при такой расстройке компенсации ду-

говое замыкание может происходить каждый полупериод. И существует большая вероятность того, что за счет эскалации перенапряжений произойдет пробой на другой фазе и возникнет КЗ раньше, чем на поврежденной фазе дуговое замыкание перейдет в металлическое.

Автоматические регуляторы реакторов типа РЗДУОМ настраивают ДГР с подмагничиванием в нормальном режиме работы сети. Основная проблема заключается в том, что в них заложен принцип регулирования по амплитудно-фазовым характеристикам конура нулевой последовательности. Хорошо известно, что реакторы с подмагничиванием имеют нелинейную зависимости тока компенсации от тока подмагничивания $I_{\kappa}=f(I_{n})$ (рис.6), а также нелинейную вольт-амперную характеристику $U=f(I_{\kappa})$ (рис.7) в начальной части в районе 0,05-0,15 U_{ϕ} и в районе 0,9-1,1 U_{ϕ} .



Рис.5. Зависимость тока компенсации от тока подмагничивания *I*_к=f(*I*_п) дуго-гасящего реактора с подмагничиванием РЗДУОМ(РЗДПОМ)-1000/10 кВ для разных напряжений на реакторе.



Рис.7. Вольт-амперные характеристики *U*=f(*I*_к) дугогасящего реактора с подмагничиванием РЗДУОМ(РЗДПОМ)-1000/10 кВ для различных токов подмагничивания.

Поэтому регуляторы, использующие фазовый принцип работы, неприменимы для реакторов с подмагничиванием, а могут применяться только для плунжерных реакторов, обладающих достаточной линейностью ВАХ.

Также довольно серьезной проблемой реакторов с подмагничиванием является их вклад в ток замыкания довольно значительной составляющей токов высших гармоник, которая может составлять до 10-15% от емкостного тока. Этот факт, а также увеличенные активные потери при максимальных токах подмагничивания, создают условия для длительного горения заземляющих дуг. А при металлическом замыкании на землю (даже в случае резонансной настройки) остаточный ток в месте замыкания (ак-

тивная составляющая + высшие гармоники) имеет довольно значительную величину, что сводит на нет все преимущества компенсации емкостного тока.

Следует также отметить, что за рубежом дугогасящие реакторы с подмагничиванием не нашли применения по причине их большой стоимости по сравнению с плунжерными реакторами.

Совместное использование ступенчатых и плунжерных дугогасящих реакторов

Как уже отмечалось выше, компенсация емкостного тока не внедрена примерно в 10% сетей от общего количества сетей, в которых она требуется. В многочисленных статьях, опубликованных в последнее время по этому вопросу, отмечается также тот факт, что в сетях с компенсацией емкостного тока зачастую уже не хватает мощности установленных дугогасящих реакторов. И на этом основании предлагается вообще отказаться от компенсации емкостного тока (!?). Но, как указывалось выше в п.5.11.10 ПТЭ, разрешается временная работа с недокомпенсацией, при отсутствии дугогасящих реакторов необходимой мощности. И решение этого вопроса в последние 15-20 лет скорее лежало не в технической, а экономической области.

Сегодня в энергосистемах идет планомерное постепенное внедрение плунжерных дугогасящих реакторов необходимой мощности, с учетом перспективного развития сетей. Для подстанций, на которых ранее были установлены ступенчатые дугогасящие реакторы, рядом проектных институтов разработан и внедряется способ параллельной установки ступенчатого и плунжерного реакторов с автоматическим регулированием (рис.8).



Рис.8. Схема параллельного подключения ступенчатого и плунжерного дугогасящих реакторов в сетях 6-10 кВ

В зависимости от режимов в конкретной сети в качестве добавочного плавнорегулируемого реактора могут быть предложены РЗДПОМ-190/10 (пределы регулирования тока компенсации 5-25 A), РЗДПОМ-480/10(12-63 A) или РЗДПОМ-760/10(30-130 A).

Совместное использование дугогасящих реакторов и резисторов в нейтрали.

Этот способ был предложен авторами [5,7] и в последнее время также успешно внедряется. Однако эффективность данного способа может быть снижена из-за неправильного выбора дугогасящего реактора и резистора. Наиболее правильным решением является установка плунжерного дугогасящего реактора с автоматическим настройкой в резонанс (рис.9).



Рис.9. Схема подключения дугогасящего реактора типа РЗДПОМ и высоковольтного резистора.

Тогда при дуговых замыканиях на землю будут проявляться все положительные стороны резонансной настройки компенсации емкостных токов [6]:

- снижение перенапряжений до безопасных для изоляции значений 2,2-2,4 U_d;
- надежное гашение заземляющей дуги;
- снижение скорости восстановления напряжения на поврежденной фазе.

При металлическом замыкании на землю параллельно дугогасящему реактору подключается резистор на время достаточное для срабатывания защиты от замыкания на землю.

В случае применения параллельного включения ступенчатого ДГР и резистора эффективность компенсации емкостного тока резко падает, т.к. основной упор делается на резистор и селективную работу защит от ОЗЗ, и соответственно, не ведется настройка компенсации.

Применение параллельного включение дугогасящего реактора с подмагничиванием и резистора представляется вообще нецелесообразным. Как было показано выше, автоматика ДГР с подмагничиванием при дуговых замыканиях блокируется, а при металлическом ОЗЗ начинает подстраивать ток компенсации к резонансному значению. Из-за возникающих при этом на нейтрали сети колебаний защиты от ОЗЗ будут работать неселективно, и, соответственно, пропадет весь эффект от внедрения резистора.

Внедрение современных дугогасящих реакторов

Во многих европейских странах с резонансным заземлением нейтрали (Германия, Чехия, Австрия, Словакия, Венгрия, Италия) применяется очень интересное решение – совместное использование ДГР и резистора. В сетях среднего напряжения этих стран эксплуатируются ДГР со специальной вторичной обмоткой, к которой может быть подключен низковольтный резистор. При дуговых замыканиях на землю проявляются все положительные стороны компенсации емкостных токов, то есть настроенная автоматикой в резонанс ДГР снижает перенапряжения до приемлемого с точки зрения эксплуатации уровня. При металлическом замыкании на землю к специальной дополнительной обмотке дугогасящего реактора подключается резистор на время достаточное для срабатывания защит от замыкания на землю.

К этому типу ДГР относятся плунжерные дугогасящие реакторы типа ASR(ZTC) фирмы EGE (Чехия). Для управления таким реактором может применяться микроконтроллерный регулятор МИРК-5 (ООО «Микро-Инжиниринг», Россия) [7].



Рис. 10. Схема подключения резистора с «низкой» стороны (применение дугогасящего реактора типа ASR фирмы EGE)

Внедрение современных микроконтроллерных регуляторов для автоматической настройки плунжерных дугогасящих реакторов.

Для автоматической настройки плунжерных дугогасящих реакторов ООО «МиКрО-Инжиниринг» (г.Москва) разработан микроконтроллерный автоматический регулятор МИРК-4 (взамен регулятора МИРК-3, выпускавшегося более 10 лет). В соответствии с ТУ 3425-001-40093098-2005 ООО «МиКрО-Инжиниринг» изготавливает также шкаф управления плунжерными реакторами типа РЗДПОМ с встроенным регулятором МИРК-4.

Микроконтроллерный регулятор МИРК-4 за счет использования современного микроконтроллера и цифровой обработки входных сигналов обладает большей чувствительностью и помехозащищенностью, чем старые регуляторы типа УАРК, РНДК, БАНК и др. Одновременное определение резонансной настройки по амплитуде и фазе напряжения смещения нейтрали полностью исключает ложное срабатывания регулятора. Цифровая обработка сигналов позволяет очень точно производить все необходимые регулировки (зоны нечувствительности, задержки срабатывания и т.д.).

Наличие в МИРК-4 дополнительного порта (USB) позволяет оперативно получать информацию о степени расстройки компенсации, срабатывании ДГР, времени возникновения замыкания на землю и токе компенсации ДГР, которая записывается в файл журнала событий и может передаваться на компьютер диспетчера.

Для управления ДГР со специальной вторичной обмоткой, к которой может быть подключен низковольтный резистор (типа ASR фирмы EGE, Чехия) ООО «МиКрО-Инжиниринг» разработал регулятор МИРК-5.

В настоящее время в энергосистемы России и СНГ поставлено и эксплуатируется сроком до 10 лет около 200 штук регуляторов МИРК-3 и МИРК-4.

Выводы

1. В электрических сетях 6-35 кВ, в которых согласно п.5.11.8 ПТЭ необходима компенсация емкостного тока замыкания на землю, наиболее целесообразно применять плунжерные дугогасящие реакторы с автоматической настройкой в резонанс.

2. Не рекомендуется внедрение в сетях 6-35 кВ дугогасящих реакторов с подмагничиванием ввиду недоработанности их автоматических регуляторов (не обеспечивают резонансную настройку) и плохих метрологических характеристик самих реакторов с подмагничиванием (большие активные потери на максимальных токах подмагничивания, большой процент высших гармоник в токе компенсации).

3. Для автоматической настройки в резонанс плунжерных дугогасящих реакторов целесообразно применять современные микроконтроллерные автоматические регуляторы типа МИРК-4 и МИРК-5 (ООО «МиКрО-Инжиниринг», г.Москва).

4. Для «резистивно-индуктивного» способа заземления нейтрали сетей 6-35 кВ необходимо применять только плунжерные дугогасящие реакторы. Применение совместно с резистором ступенчатых ДГР и дугогасящих реакторов с подмагничиванием на порядок менее эффективно.

Литература

1. «Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации», СПО ОРГРЭС, Москва, 2003 г. (введены в действие с 30 июня 2003г.)

2. К.Д. Вольпов, Л.И. Дорожко, М.С. Либкинд, Г.И. Тарасов, «Экспериментальные исследования дугогасящей катушки нового типа», «Электрические станции», 1969г., №9.

3. С.Б. Белло, О.А. Петров, В.И. Пястолов, «Опыт эксплуатации автоматического компенсирующего устройства», «Электрические станции», 1971г., №8.

4. Д.И. Степанчук, В.Ф. Солдатов, О.Н. Меркулов, Е.Г. Солонин, В.П. Кухта, «Исследования дроссельной дугогасящей катушки с продольным подмагничиванием», «Электрические станции», 1976г., №5.

5. И.Миронов, «Режим заземления нейтрали в сетях 6-35 кВ», Новости электротехники, №6(24), 2004г.

6. Лихачев Ф.А., «Замыкания на землю в сетях с изолированной нейтралью и с компенсацией емкостных токов» - М.: Энергия, 1971г.

7. Миронов И.А., Кричко В.А., «Автоматические устройства настройки компенсации емкостного тока замыкания на землю в сетях 6-35 кВ», ЭЛЕКТРО-ИНФО, №4, 2005г.

ОБ ОДНОМ РЕЖИМЕ РАБОТЫ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СЕТЕЙ СРЕДНЕГО НАПРЯЖЕНИЯ

Шалин А.И. (ООО «ПНП БОЛИД», Новосибирск) Кондранина Е.А. (Новосибирский государственный технический университет) Михель А.А. (ОАО «Газпром», Москва)

Введение

В течение десятков лет специалисты обсуждают вопрос о наиболее целесообразных режимах заземления нейтралей распределительных сетей среднего класса напряжения (6-35 кВ). Имеются солидные монографии [1, 2, 3], опубликованы десятки статей. Позиции авторов сильно отличаются: от агрессивного утверждения, что только выбранный им способ заземления является единственно правильным до философских рассуждений «каждому своё».

Мы хотели бы рассмотреть случай, в рамках которого, на наш взгляд, вполне сочетается дугогасящий реактор с заземляющим резистором. Аналогичный режим применительно к устройствам релейной защиты рассматривается авторами в [4].

1. Расчётный режим – однофазное КЗ на стороне высшего напряжения питающего трансформатора

На рис.1 показана упрощенная схема сети и расчётная схема нулевой последовательности.



Рис. 1. Возникновение напряжения нулевой последовательности в сети среднего напряжения при K3 на землю в сети высшего напряжения при двухстороннем заземлении нейтралей силового трансформатора:

а – упрощенная схема сети; б – схема замещения нулевой последовательности

Питание схемы осуществляется со стороны высшего напряжения трёхобмоточного трансформатора, изображённого на рис.1,а. В рассматриваемом случае используется трансформатор с высшим напряжением 230 кВ, средним – 38 кВ, низшим – 11 кВ. Мощность трансформатора – 25 МВА. Со стороны 35 кВ трансформатор питает реальную сеть, содержащую как воздушные, так и кабельные линии. Ёмкостный ток однофазного замыкания в этой сети близок к 15 А. В соответствии с требованиями ПУЭ в сети должен быть установлен дугогасящий реактор (ДГР).

При однофазном коротком замыкании на землю в сети 220 кВ в сеть 35 кВ поступает напряжение нулевой последовательности. Поскольку ток нулевой последовательности в этой сети может протекать только последовательно через ДГР и ёмкость сети, получаем расчётную схему нулевой последовательности, изображённую на рис.1,б. Здесь $\overline{Z}_{T.CH}$ - сопротивление обмотки со стороны 35 кВ, $\overline{Z}_{T.BH}^{I}, \overline{Z}_{T.HH}^{I}$ - аналогичные сопротивления сторон высшего и низшего напряжений, приведённые к стороне 35 кВ.

Предположим, что заземляющий резистор в схеме отсутствует, а ДГР настроен в

резонанс. Тогда при последовательном соединении ДГР и ёмкости сети может возникнуть резонанс напряжений, в результате чего в сети 35 кВ могут появиться весьма большие перенапряжения. Активные утечки по изоляции, наличие активных сопротивлений линий, обмоток силовых трансформаторов и других элементов могут в какой-то степени снизить перенапряжения. Для объективного рассмотрения вопроса нами была смоделирована в пакете МАЭС реальная трёхфазная сеть со всеми её особенностями и проведены расчёты.



Рис.2. Осциллограмма фазных напряжений при наличии в сети ДГР, настроенного в резонанс

На рис.2 приведена полученная в результате расчётов в пакете МАЭС осциллограмма фазных напряжений на шинах 35 кВ и напряжения в нейтрали сети. В начале процесса напряжение сети было близко к номинальному – 35 кВ, затем произошло КЗ на землю на стороне 230 кВ и напряжение на нейтрали сети 35 кВ начинает нарастать. Возрастание напряжений идёт постепенно, что характерно для процесса резонанса. Максимума фазные напряжения достигают примерно через 0,3 секунды после возникновения КЗ. Максимальное амплитудное значение фазного напряжения составляет примерно 150 кВ, что соответствует кратности перенапряжений, равной 5,27. Максимальное амплитудное напряжение на нейтрали приближается к 124 кВ.

В рассматриваемом примере отсутствуют высокочастотные составляющие в напряжениях сети 35 кВ. Если реальная нагрузка будет генерировать эти составляющие и возникнет резонанс на высоких гармониках, то уровень перенапряжений ещё возрастёт.

Реальная продолжительность рассматриваемого режима вполне может достигать 0,5 секунды если КЗ произошло, например, в зоне действия второй ступени защиты от КЗ на землю на стороне 230 кВ. Таким образом, приведённая на рис.2 осциллограмма напряжений соответствует возможному реальному процессу. Из рис.2 видно, что напряжение на одной из фаз в процессе резонанса стало равным напряжению нейтрали. Это и понятно: на рис.1,а одна из фаз трансформатора в результате КЗ оказалась закороченной. Фазовый угол между фазными напряжениями приблизился к нулю из-за того, что напряжение на нейтрали во много раз превысило напряжение «здоровых» фаз относительно нейтрали, а в третьей фазе напряжение равно напряжению на нейтрали.

Из рис.2 очевидно, что ДГР, «спасающий» сеть 35 кВ при однофазных замыканиях в ней от перенапряжений, оказался не только не способным защитить её от перенапряжений в рассматриваемом режиме, но и «спровоцировал» экстремальный рост перенапряжений, чрезвычайно опасный для изоляции электрооборудования.

Спасти ситуацию может заземляющий резистор, включённый в нейтраль питающе-

го трансформатора параллельно ДГР.



Рис.3. Осциллограмма напряжений при включении параллельно ДГР заземляющего резистора сопротивлением 2 кОм

На рис.3 приведена осциллограмма напряжений при включении параллельно ДГР заземляющего резистора сопротивлением 2 кОм. Максимальное фазное напряжение при этом достигает 41,3 кВ, что соответствует кратности перенапряжений 1,45.



Рис.4. Осциллограмма напряжений при работе сети 35 кВ с изолированной нейтралью

На рис.4 для сравнения приведена осциллограмма напряжений при работе сети 35 кВ с изолированной нейтралью. Максимальные фазные напряжения в рассматриваемом случае не превышают номинальных значений.

В настоящей работе мы не рассматриваем традиционные режимы ОЗЗ в сети 35 кВ и перенапряжения, которые в таких режимах возникают. Очевидно, что в соответствии с ПУЭ в рассматриваемой сети может оказаться целесообразным установить ДГР (если от шин 35 кВ запитано две или большее количество линий). Но и при ОЗЗ в сети 35 кВ за-

земляющий резистор, включённый параллельно ДГР, тоже окажется полезными – в случае расстройки компенсации он снизит уровень перенапряжений.

2. Воздействия на релейную защиту

Рассматриваемый режим может оказать весьма негативные воздействия на поведение релейной защиты от замыканий на землю в сети 35 кВ. В процессе развития резонанса напряжений нулевой последовательности недопустимо возрастают значения как напряжения $3U_0$ на измерительной и релейной аппаратуре, так и значения токов нулевой последовательности в присоединениях к шинам 35 кВ. При этом возможны ложные срабатывания мгновенно действующих защит и отключение неповреждённых присоединений.

Заключение

При работе сети, например, напряжением 35 кВ в режиме с полной компенсацией ёмкостного тока, большую опасность могут представить однофазные короткие замыкания на стороне высшего напряжения питающего трёхобмоточного трансформатора. Вследствие развивающегося процесса резонанса напряжений перенапряжения в сети 35 кВ могут достигать недопустимо больших значений. Снизить уровень перенапряжений до допустимого значения может заземляющий резистор, включённый параллельно дугогасящему реактору.

Литература

- 1. Черногубовский З.П. Заземление нейтрали электрических систем высокого напряжения. Ленинград, 1934. 201 с.
- 2. Вильгейм Р., Уотерс М. Заземление нейтрали в высоковольтных системах. М.: Госэнергоиздат, 1959. 415 с.
- 3. Сирота И.М., Кисленко С.Н., Михайлов А.М. Режимы нейтралей электрических сетей. – Киев, Наукова Думка, 1985. 264 с.
- Шуин В.А., Гусенков А.В. Защиты от замыканий на землю в электрических сетях 6-10 кВ. (Библиотечка электротехника). – М.: НТФ «Энергопрогресс», 2001. – Вып. 11(35). – 104 с.

Применение резистивного заземления нейтрали сети 35 кВ электроснабжения острова Ольхон

М.В. Ильиных, И.Л. Дрожжина, Л.И. Сарин (ООО «ПНП Болид», Новосибирск)

Развитие инфраструктуры на о.Ольхон (озеро Байкал) потребовало создание надежного электроснабжения данного острова. На стадии проектной проработки было принято решение о создании схемы электроснабжения по сети 35 кВ с использованием существующей ВЛ 110 кВ от подстанции Еланцы 110/35/10 до берега озера Байкал, организацией подводного кабельного перехода 35 кВ по дну Байкала и сооружением ВЛ и подстанции 35 кВ Хужир на о.Ольхон.

Электроснабжение подстанции Еланцы 110/35/10 осуществляется со стороны ВЛ 110 кВ Баяндай-Еланцы через трехобмоточный трансформатор 10 MBA;

ВЛ 35 кВ, находящаяся на материке до пролива Ольхонские ворота, подвешена по одной цепи двухцепных опор и состоит из трёх участков:

- одна цепь длиной 40,15 км на двухцепных железобетонных опорах ПБ110-8;

- одна цепь 11,51 км на двухцепных железобетонных опорах ПБ35-4.1;
 - одна цепь 1,25 км на двухцепных металлических опорах ПС110-108ва.

По трассе данной ВЛ выполнена транспозиция проводов фаз.

На тех же опорах вторая цепь запитана на 10 кВ – ВЛ 10 кВ Еланцы-Черноруд 2, протяженностью по магистали 51,77 км. В районе опоры №84 подключена отпайка 10 кВ общей протяжённостью 28,9 км на опорах П10-1Д.

Через пролив Ольхонские Ворота прокладываются два параллельных кабеля фирмы Ribok длиной около 2-х километров каждый. Сечение жилы кабеля составляет 70 мм². Удельная ёмкость фазы кабеля относительно земли равна 0,143 мкФ/км. Кабели предполагается проложить в общей трубе по дну озера.

От перехода через пролив по острову Ольхон до подстанции Хужир 35/10 кВ проложена двухцепная воздушная ЛЭП - ЛЭП 2 и ЛЭП 3 длиной 32,12 км на металлических опорах ПС110-10ва.

Сечение проводов ВЛ 35 кВ – 120 мм². Грунт по трассе ЛЭП представлен в основном деревянистыми песками, супесью, щебнем, гранитом.

Режим нейтрали сети 35 кВ электроснабжения о. Ольхон первоначально, как и для подавляющего числа сетей 35 кВ, был принят с изолированной нейтралью. Это позволяет сохранять работоспособность присоединений при длительных однофазных замыканиях (O3) на землю и дает возможность эксплуатационному персоналу определить место повреждения.

Как общеизвестно, работа сети в режиме изолированной нейтрали сопровождается возникновением специфических для этого режима перенапряжений, к основным из которых относятся дуговые перенапряжения. Их доля среди всех видов аварий значительна (до 80%). Такие перенапряжения часто существуют в виде переходных процессов при перемежающейся дуге и опасны для электроустановок высокими кратностями перенапряжений Unep=(3÷3,8)Uф, своей продолжительностью и широтой охвата сети, электрически связанной с местом повреждения.

Перенапряжения приводят к перекрытию или пробою дефектной или ослабленной (загрязненной и увлажненной) изоляции оборудования. Кроме того, воздействие перенапряжений на изоляцию способствует накоплению и развитию дефектов, что приводит к снижению уровня изоляции и повышает вероятность ее повреждения при последующих воздействиях перенапряжений.

В данной сети наибольшие опасения вызывает возможное повреждение подводного кабеля 35 кВ под действием перенапряжений при однофазных замыканиях на землю в

сети. Пробой изоляции подводных участков кабелей неизбежно будет сопровождаться огромными финансовыми затратами на ее восстановление.

В связи с этим необходимо максимальным образом исключить воздействие на изоляцию кабелей перенапряжений при однофазных дуговых замыканиях на землю.

Существенное ограничение перенапряжений при ОДЗ может быть достигнуто изменением режима нейтрали сети.

Мировой и отечественный опыт эксплуатации сетей среднего класса напряжения с различным режимом заземления нейтрали показывает, что переход к резистивному заземлению нейтрали позволяет кардинально решить проблемы дуговых и феррорезонансных перенапряжений. Все это дает возможность снизить повреждаемость изоляции оборудования.

В седьмой редакции ПУЭ в главе 1.2 «Электроснабжение и электрические сети» в параграфе 1.2.16 и главе 4.2 «Распределительные устройства и подстанции напряжением выше 1 кВ» в параграфе 4.2.166 определено следующее: «Электрические сети 3-35 кВ должны работать с изолированной, заземленной через резистор или дугогасящий реактор нейтралью».

Резистивное заземление нейтрали сети создает условия для быстрого и надежного определения места повреждения.

В данной работе для анализа перенапряжений при ОДЗ в сети 35 кВ электроснабжения о. Ольхон использован комплекс программ VMAЭС, предназначенный для расчета электромагнитных переходных процессов в электроэнергетических схемах.

На рис.1. приведена упрощенная схема электроснабжения острова Ольхон, для которой выполнялись расчеты перенапряжений.

Кратности возможных перенапряжений при ОДЗ в сети 35 кВ оценивались по формуле: Кп=Uм/ Uф.мах,

где Uм - максимальное значение напряжения в переходном процессе;

Uф.мах - амплитуда наибольшего рабочего фазного напряжения.

Uм определялось из амплитудных значений перенапряжений на фазах "В" и "С" при ОДЗ на фазе"А".



Рис. 1. Упрощенная схема электроснабжения острова Ольхон

Величины перенапряжений, возникающих при дуговых замыканиях, во многом определяются параметрами расчетной схемы. К основным из них необходимо отнести индуктивные и активные эквивалентные сопротивления элементов сети (питающая система, трансформаторы) и величину емкостного тока замыкания на землю секций.

Был выполнен расчет емкостного тока однофазного замыкания на землю для рассматриваемой сети.

Известно, что ёмкость фазы кабеля относительно земли равна 0,143 мкФ/км. Тогда ёмкостный ток одного кабеля можно определить следующим образом:
$I_{CKAE} = 3 \frac{U_{HOM}}{\sqrt{3}} \omega C_{y\partial} L_{KM} = 3 \frac{35 \cdot 10^3}{\sqrt{3}} 314 \cdot 0,143 \cdot 10^{-6} \cdot 2 = 5,45 A$

Ёмкостный ток двух кабелей будет равен 10,9 А.

Для проведения расчетных исследований был выполнен уточненный расчет емкостного тока для ВЛ с учетом расположения проводов на реальных опорах. Были рассчитаны значения ёмкостей фаз относительно земли, междуфазные и межцепные ёмкости для каждого из видов опор, используемых в проекте.

Расчетный суммарный емкостный ток сети, с учетом габаритов расположения проводов на опорах, составил 19,2 А.

Параметры различных элементов сети были введены в программу VMAES, с помощью которой проводился расчет собранной модели сети 35 кВ Еланцы-Хужир. В модели сети так же учтены межцепные емкости, сеть 10 кВ ПС Еланцы.

Для определения величины возможных перенапряжений при однофазном замыкании на землю в различных местах рассматриваемой сети 35 кВ проведен комплекс расчетов.

Наиболее близкие к реальным условиям горения дуги описываются гипотезой Белякова Н.Н. По этой гипотезе исход гашения дуги в месте однофазного замыкания определяется условиями соревнования напряжения, восстанавливающегося после гашения дуги, и напряжения электрической прочности. В последующих расчетах при моделировании дуги использована эта гипотеза.

В сети с изолированной нейтралью при дуговых замыканиях при быстром погасании дуги происходит заряд емкостей здоровых фаз и сдвиг напряжения нейтрали, максимального приводящий к соответсвующему возрастанию напряжения на поврежденной фазе. Первое зажигание может возникнуть в любой момент времени, однако наиболее высокие перенапряжения возникают при зажигании дуги в момент максимума напряжения на поврежденной фазе. Величина перенапряжений определяется моментами гашения и зажигания дуги и носит случайный характер. За счет колебательного характера переходного процесса, обусловленного перезарядом фазной емкости при зажигании и погасании дуги, максимум перенапряжений после первого зажигания дуги достигает (2,4 ÷ 2,5)Uф. Последующие зажигания дуги происходят при ненулевом значении напряжения на нейтрали, в результате чего перенапряжения на здоровых фазах могут достигать (3,0 ÷ 3,8)Uф.

Такие наихудшие условия развития дуговых перенапряжений были приняты в качестве расчетных. Коэффициент успокоения сети, учитывающий активные потери в сети, принимался равным 5%.

Расчет возможных перенапряжения проводился для случаев возникновения однофазных дуговых замыканий в различных местах сети (1-8; рис. 1). Расчеты показывают, что учет междуфазных и межцепных емкостей двухцепных ВЛ приводит к снижению величин перенапряжений при ОДЗ. При этом эффект учета межцепных емкостей оказывается более существенным, чем междуфазных емкостей. Приведенные расчеты показывают, что для получения достоверных результатов при ОДЗ в двухцепных ВЛ необходимо принимать во внимание всю систему емкостей сети, при этом для учета распределенности параметров сети ВЛ и КЛ моделировались в виде цепочки П-схем замещения.

При однофазном дуговом замыкании на землю в рассматриваемой сети 35 кВ электроснабжения о. Ольхон согласно расчета возможно возникновение опасных для изоляции оборудования перенапряжений.

На рис.2- 4 приведены характерные расчетные осциллограммы перенапряжений при ОДЗ на фазе А (Фаза А – черный, Фаза В – синий, Фаза С – красный; напряжение на нейтрали – зеленый; значения напряжений в В, время в секундах). Под осциллограммами

показаны значения напряжений в момент времени, отмеченные на осциллограммах красной курсорной линией.

При первом пробое максимум перенапряжений на фазе C достигает $U_M = (2,3 \div 2,5)U\varphi$. Второй пробой в максимум фазы A приводит к перенапряжениям величиной (2,98 $\div 3,84)U\varphi$.

Все применяемые способы ограничения перенапряжений основаны на использовании методов и средств, способствующих стеканию зарядов на землю, появляющихся в трехфазной сети, например, при дуговых замыканиях на землю и приводящих к появлению напряжения смещения нейтрали.

Теоретические исследования и опыт эксплуатации показывают, что уменьшить величину дуговых перенапряжений и число замыканий на землю без значительного увеличения тока замыкания на землю, можно за счет включения в нейтраль сети высокоомного резистора.

Включение в нейтраль сети резисторов имело цель устранить недостатки работы сети с изолированной нейтралью и дало возможность: 1) определения места повреждения и действия защиты на сигнал или отключение в сети с высокоомным заземлением нейтрали; 2) ограничения перенапряжений до допустимого уровня для оборудования, что позволяет предотвратить развитие аварии; 3) исключение опасных феррорезонансных явлений, обусловленных насыщением магнитопроводов трансформаторов напряжения.



u117 — 14512.306641u94 — -15724.79199u93 — -33040.84375u4 — -31840.650391

Рис. 2. Осциллограмма перенапряжений в месте ОДЗ в т.4 в конце ВЛ 35 кВ на подходе к ПС Хужир.



u120 — -63638.61328u5 — -12877.61914u14 — -33601.562500

Рис. 3. Осциллограмма перенапряжений в т.1 в начале ЛЭП 1при ОДЗ в т.4 в конце ВЛ 35 кВ на подходе к ПС Хужир.



u96 — -28902.05273u95 — 15407.178711u92 — 12542.067383

Рис. 4. Осциллограмма перенапряжений в т.7 в конце ЛЭП 3 при ОДЗ в т.4 в конце ЛЭП 2 на подходе к ПС Хужир.

Ограничение перенапряжений при дуговых замыканиях в случае резистивного заземления нейтрали осуществляется за счет уменьшения постоянной времени разряда емкости здоровых фаз за время бестоковой паузы и снижения напряжения на нейтрали до значения, исключающего эскалацию перенапряжений при последующих пробоях ослабленной изоляции аварийной фазы.

Уменьшение номинала резистора приводит к увеличению тока однофазного замыкания на землю, что обеспечивает, с одной стороны, быстрый разряд емкости фаз и уменьшение напряжения на нейтрали, с другой стороны – повышение энергии, рассеиваемой резистором. В зависимости от параметров схемы существует оптимальное значение сопротивления, обеспечивающее эффективное снижение напряжения на нейтрали при минимальном выделении энергии на резисторе. Обоснованный выбор сопротивления заземляющих высокоомных резисторов минимизирует затраты.

Результаты расчетов показывают, что для снижения уровня перенапряжений до величины 2,7Uф в сети 35 кВ электроснабжения о. Ольхон необходимо подключение в нейтраль сети защитного резистора номиналом 2000 Ом.

На рис. 5 приведена расчетная осциллограмма процесса при ОДЗ в сети 35 кВ электроснабжения о. Ольхон с нейтралью заземленной через резистор 2000 Ом.

Заземление нейтрали сети через резистор 2000 Ом создаст дополнительный активный ток 10,1 А. При емкостном токе замыкания на землю 20 А, полный ток замыкания на землю увеличится на 2,4 А.

Для улучшения условий ограничения перенапряжений и более надежной работы селективной релейной защиты от замыканий на землю принято решение выполнить заземление сети распределенно путем установки на ПС Еланцы 110/35/10 в нейтраль трансформатора 10 МВА резистора 4000 Ом и на ПС Хужир в нейтраль каждого трансформатора 4 МВА резистор 8000 Ом. Подключение резисторов к нейтрали трансформатора осуществляется через разъединитель.

Проведенные расчеты также показывают за счет наличия межцепной емкости между линиями 35 и 10 кВ, выполненных на одних и тех же опорах, происходит существенное влияние процессов в сети 35 кВ на процессы в сети 10 кВ.

При однофазном замыкании на землю в сети 35 кВ на сеть 10 кВ наводится напряжение, что может привести к значительное смещению напряжения на нейтрали и ложному срабатыванию релейной защиты по 3U0 в сети 10 кВ.

На рис. 6а показан процесс при устойчивом замыкании на землю в сети 35 кВ. При этом в сети 10 кВ, имеющей связь через межцепные емкости с сетью 35 кВ, в нормальном режиме работы наводится напряжение, что приводит к значительному смещению нейтрали сети и несимметрии фазных напряжений (рис. 6б). Амлитудные значения по фазам составили Ua=6238 B, Ub=11062 B, Uc=9004 B, на нейтрали U0=2887 B.

Проведенные расчеты показывают, что снизить влияние процессов наведенных в сети 10 кВ от ОДЗ в сети 35 кВ можно реализовав следующие мероприятия:

1. участок ВЛ 10 кВ выполнить наотдельных опорах 10 кВ;

2. выполнить заземление нейтрали сети 35 кВ через резистор 2000 Ом и резистивное заземление нейтрали сети 10 кВ.



Рис. 5. Осциллограмма перенапряжений в месте ОДЗ в т.4 при заземлении нейтрали сети 35 кВ через резистор 2000 Ом.



а) Устойчивое замыкание на землю в сети 35 кВ



б) Наведенное напряжение в нормальном режиме работы сети 10 кВ Рис. 6 Напряжения в фазах сети и на нейтрали при ОЗЗ в сети 35 кВ

Система электроснабжения острова Ольхон была введена в эксплуатацию летом 2005 года. На ПС Еланцы и ПС Хужир были установлены и введены в эксплуатацию резисторы типа РЗ номиналами 4000 и 8000 Ом, серийно выпускаемые ООО"ПНП Болид".

На рис.7 приведена фотография резистора РЗ-4000-102-35, установленного на подстанция Еланцы ВЭС «Иркутскэнерго».



Рис. 7 Резистор РЗ-4000-102-35 на ПС Еланцы

Заключение

Считаем необходимым и экономически целесообразным рекомендовать применение для снижения уровня возникающих перенапряжений при дуговых замыканиях на землю в сети 6-35 кВ электроснабжения ответственных потребителей, крупных промышленных предприятий постоянно включенные в нейтраль высокоомные резисторы типа РЗ, рассчитанных на возможность длительной работы в режиме однофазного замыкания на землю.

Резистор типа РЗ, производства ПНП БОЛИД, рассчитан на время воздействия наибольшего фазного напряжения не менее 6 часов, что позволяет обходиться без устройств автоматики и защиты для его отключения

Применение высокоомного резистивного заземления нейтрали позволяет эффективно ограничивать перенапряжения при ОДЗ, не ухудшает условия гашения дуги. Активный ток, создаваемый резистором, как правило, оказывается достаточным для селективной работы токовой защиты, которая может действовать как на сигнал, так и на отключение в зависимости от условий обеспечения надежности и безопасности электроснабжения.

СИСТЕМНЫЙ ПОХОД К ОБЕСПЕЧЕНИЮ НАДЕЖНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ ИЗОЛЯЦИИ ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ В ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ СРЕДНЕГО НАПРЯЖЕНИЯ

К.П.Кадомская, Новосибирский государственный технический университет

Системный подход к сооружению и эксплуатации электроэнергетических объектов. Надежная эксплуатация изоляции электрооборудования высокого напряжения может быть обеспечена лишь при наиболее полном учете условий её эксплуатации на всех стадиях сооружения электроэнергетических объектов: при их проектировании, конструировании электроэнергетического оборудования, технологии его изготовления, организации обслуживания в эксплуатации. В эту систему должны быть также включены диагностика и мониторинг изоляции в период её эксплуатации.

При таком подходе к проектированию и эксплуатации изоляционных конструкций оборудования высокого напряжения любому проектному решению должны предшествовать исследования воздействий на изоляцию в процессе её эксплуатации не только в нормальном эксплуатационном режиме, но и в разного рода аномальных режимах и процессах, связанных с коммутациями в электрической сети (под коммутацией в широком смысле этого слова следует понимать любое внезапное изменение схемы или параметров сети, например, замыкание токоведущих частей на землю), а также грозовыми поражениями объектов. Такие исследования разумно производить путем математического моделирования исследуемых процессов. При этом достоверность используемых математических моделей обычно контролируется путем сравнения результатов компьютерных исследований с результатами регистрации перенапряжений или специально поставленных экспериментов в действующих электрических сетях.

Следует также отметить, что при проектировании и конструировании электроэнергетических объектов должны учитываться также и электромагнитная совместимость электроэнергетической техносферы с биосферой и окружающей средой. Экологические аспекты должны учитываться при анализе влияния сооружаемых объектов на биосферу и окружающую среду при их эксплуатации в нормальном режиме. Аномальные режимы обычно кратковременны и могут не учитываться при электромагнитной совместимости электроэнергетических анализе объектов с биосферой Так, например, снижение напряженности электростатического И электромагнитного полей по трассам двухцепных ВЛ 35 и 110 кВ может быть достигнуто с помощью соответствующей фазировки проводов цепей. Следует также отметить, что повышение пропускной способности ВЛ ВН за счет компактизации их конструкций также приводит к снижению интенсивности электростатических и магнитных полей по их трассам.

Внутренние перенапряжения в электрических сетях 6-35 кВ различного назначения и их ограничение.

Сети этих классов напряжения эксплуатируются, как правило, либо при изолированной нейтрали сети, либо при заземлении нейтрали через дугогасящий реактор (ДГР). В последнее время находят достаточно широкое применение и сети с резистивным заземлением нейтрали (при так называемых низкоомном или высокоомном резисторах). Классификация перенапряжений в сетях 6-35 кВ приведена на рис.1. Перенапряжения первой группы, охватывающие все электрооборудование, примыкающее к РУ, существенно зависят от способа заземления нейтрали сети. Перенапряжения второй группы за счет относительно небольшой протяженности сетей

и соответственно их относительно небольшой емкости практически не зависят от способа соединения нейтрали электрической сети с землей.



Рис.1. Классификация внутренних перенапряжений перенапряжений в сетях 6-35 кВ

Однофазные дуговые замыкания на землю (ОДЗ). Эскалация перенапряжений при однофазных дуговых замыканиях на землю (ОДЗ) в случае изолированной нейтрали сети возникают за счет повторных зажиганий дуги, сопровождающихся повышением напряжения на изолированной нейтрали сети (рис.2,а). В случае заземления нейтрали через ДГР напряжение на нейтрали носит колебательный характер, что не всегда обеспечивает приемлемый уровень перенапряжений на изоляции оборудования относительно земли. При оснащении нейтрали сети ДГР эскалации не наблюдается лишь при степени компенсации емкостного тока сети, близком к единице (рис.2,б). При оснащении сети ТН электромагнитного типа напряжение на нейтрали сети носит колебательный нелинейный характер, что также приводит к снижению уровня перенапряжений, но не исключает удовлетворения условий существования опасных феррорезонансных явлений, обусловленных насыщением магнитопроводов ТН.. Оснащение же нейтрали сети резистором не приводит к эскалации перенапряжений за счет разряда емкости сети через резистор после погасания дуги (рис.2,г), а также, как правило, исключает возможность возникновения опасных феррорезонансных явлений.

Так как ДГР применяются для ограничения токов замыкания на землю в схемах, в которых защита от замыканий на землю срабатывает, в основном, "на сигнал", то если к шинам РУ подходит несколько фидеров, то защита, как правило, является неселективной, так как факт замыкания на землю устанавливается с помощью трансформатора напряжения (TH), фиксирующего появление напряжения на нейтрали сети. Поочередное отключение фидеров для нахождения поврежденного фидера может привести к дополнительному замыканию на землю вследствие возникновения коммутационных перенапряжений. В этой связи резистивное заземление нейтрали позволяет организовать селективную и чувствительную защиту, так как активный ток течет лишь по поврежденному фидеру. При однофазном замыкании на землю (O33) в сети с резистивным заземлением нейтрали по неповрежденным фидерам текут лишь емкостные токи. В некоторых схемах они могут достигать значений, превышающих допустимую тепловую стойкость оборудования. В этом случае можно использовать параллельное соединение в нейтрали резистора и ДГР. Переходные же процессы при ОДЗ в таких схемах будут определяться практически лишь резистором нейтрали.



Рис.2. Процессы, сопровождающих дуговые замыкания на землю; а – нейтраль сети изолирована, б- нейтраль заземлена через ДГР, в – нейтраль сети изолирована, на шинах РУ установлены ТН, г – нейтраль сети заземлена через резистор

Установка ТН типов ЗНОЛ, ЗНОМ и НТМИ для контроля изоляции может привести при любых повышениях напряжения и выполнении условий феррорезонанса на субгармонических к опасным токам в обмотках высшего напряжения ТН. Поскольку устойчивый феррорезонанс - достаточно длительный процесс, то при этом может нарушиться тепловая стойкость ТН, что приводит к их возгоранию. Такие опасные условия возникают, как правило, при изолированной нейтрали сети или какого-либо локального участка сети, эксплуатируемого в некотором режиме при изолированной нейтрали. Предельными стационарными токами для ТН 6 и 10 кВ являются токи 0.2-0.3 А, а для TH 35 кВ – 0.12-0.13 А. Как уже указывалось выше, при оснащении нейтрали

сети резисторами условия возникновения опасного феррорезонанса, обусловленного насыщением магнитопроводов ТН электромагнитного типа, нарушаются. В случае же эксплуатации сети в режиме изолированной нейтрали для исключения опасных феррорезонансных явлений целесообразно устанавливать антирезонансные ТН электромагнитного типа Раменского электротехнического завода – НАМИ. На рис.3 показана эффективность НАМИ в схеме, в которой при оснащении ее ТН типа НТМИ возникают вследствие выполнения условий феррорезонанса при ОДЗ повышенные токи в обмотке ВН ТН.



Рис.3. Токи в обмотке ВН ТН при ОДЗ в сети 6 кВ

Таким образом, наиболее эффективным средством для исключения эскалации перенапряжений при ОДЗ и нарушения условий существования феррорезонанса за счет насыщения магнитопроводов ТН служит оснащение нейтрали сети резистором, величина сопротивления которого выбрана, исходя из разряда емкости сети через резистор за половину периода промышленной частоты. Для избежания опасных феррорезонансных явлений при изолированной нейтрали сети целесообразно устанавливать в сети антирезонасные ТН типа НАМИ. В таких схемах также необходимо устанавливать нелинейные ограничители перенапряжений, позволяющие ограничить перенапряжения до заданного уровня при их соответствующей энергоемкости, определяемой как сумму энергии, поглощаемой варисторами ОПН в течение процесса, сопровождающего дуговые замыкания на землю.

Коммутационные перенапряжения в сетях 6-35 кВ. Влияние коммутационной способности выключателей. Поскольку сети среднего напряжения (особенно сети 6 и 10 кВ, содержащие электрические машины) характеризуются за счет относительно небольшой протяженности малыми емкостями, то при коммутациях в таких сетях способ заземления нейтрали сети практически не сказывается на величинах коммутационных перенапряжений. Перенапряжения, возникающие при коммутациях присоединений, характеризующихся высокими частотами собственных колебаний, в таких сетях могут превысить уровень изоляции изношенного электрооборудования, а также вращающихся машин, обладающих относительно низкими уровнями электрической прочности как главной, так и витковой изоляции. В этой связи коммутации вращающихся машин и трансформаторов целесообразно осуществлять с помощью выключателей, в которых не возникают повторные зажигания дуги между контактами в процессе отключения. В последнее время в электрических сетях сетях сетях сетях среднего

напряжения широко внедряются вакуумные и элегазовые выключатели (ВВ и ЭГВ). При этом в сетях собственных нужд электрических станций 6 кВ, как правило, устанавливаются вакуумные выключатели, а в сетях генераторного напряжения блоков электрических станций 13.8 – 24 кВ – элегазовые выключатели, зачастую входящие в состав элегазовых генераторных комплексов (ЭГК), включающих в себя помимо выключателей и другие аппараты: трансформаторы тока, трансформаторы напряжения, разъединители, дополнительные емкости и защитные аппараты типа ОПН. В настоящее время в сетях генераторного напряжения, содержащих укрупненные блоки с генераторами относительно небольшой мощности, стали устанавливаться и вакуумные выключатели. Элегазовые выключатели обладают достаточно высокой коммутационной способностью: начальная скорость восстановления электрической прочности в их дугогасительных камерах (ДГК) составляет 4-6 кВ/мкс. Поэтому, как правило, коммутация отключения токов короткого замыкания ЭГВ в цепях блоков не приводит к повторным зажиганиям дуги в их ДГК. Физика гашения дуги в вакууме совсем иная, чем в газовой среде. В настоящее время начальные скорости восстановления электрической прочности в вакуумных дугогасительных камерах (ВДК) выключателей таких фирм как SIEMENS или ABB достаточно высоки. Так, в стандарте IEEE Std C37.013 на коммутационную способность BB это значение составляет 0.425 кВ/мкс, фирма ABB гарантирует 0.32 кВ/мкс. Начальные скорости восстановления электрической прочности межконтактных промежутков в ВДК Российских фирм-изготовителей согласно экспериментальным результатам в полевых условиях по отключению заторможенных двигателей, проводимых в разное время на различных объектах каф. ТиЭВН НГТУ, существенно меньше – 40-60 кВ/мс. Если восстановления электрической ориентироваться на скорости прочности. гарантируемые стандартом IEEE Std C37.013 и фирмой ABB, то отключение заторможенных ЭД не должно сопровождаться повторными зажиганиями дуги и. следовательно, никаких защитных мер для обеспечения надежной эксплуатации как главной, так и витковой изоляции ЭД, при этой коммутации не понадобится. В случае же скорости порядка 40-60 кВ/мкс будут наблюдаться повторные зажигания дуги в ВДК, которые даже при условии оснащения ЭД ОПН могут привести к нарушению электрической прочности витковой изоляции ЭД. Отключение заторможенного ЭД, сопровождающееся повторными зажиганиями в ВДК ВВ, проиллюстировано на рис.4.



Рис.4. Процессы при отключении ЭД вакуумным выключателем; а – осциллограмма в реальной сети 10 кВ, б – компьютерная осциллограмма

На рис.5 приведена компьютерная осциллограмма напряжения на первых витках ЭД, отключение которого сопровождается повторными зажиганиями дуги в ВДК.



Рис.5. Напряжение на первых витках ЭД при его отключении вакуумным выключателем, сопровождающемся повторными зажиганиями дуги в ВДК

Исследования, проведенные И.Л.Дегтяревым, показали, что наиболее неблагоприятными с точки зрения возникающих при эскалации перенапряжений являются присоединения с ЭД мощностью 500 ÷ 2000 кВт, коммутируемые короткими кабелями.

Уменьшения скорости восстановления напряжения на контактах ВВ при отключении заторможенных двигателей можно добиться путем увеличения входной емкости ЭД с помощью подключения на его зажимы *RC*-цепочки, безындуктивная емкость которой приводит к снижению частоты собственных колебаний, и, следовательно, к снижению скорости нарастания напряжения на контактах ВДК.

Наиболее тяжелые условия с точки зрения коммутационной способности генераторных выключателей возникают при отключении первого полюса выключателя в случае трехфазного к.з. между генератором и выключателем (точка КЗ на рис.6).



Рис.6. Принципиальная схема блока

При к.з. в точке КЗ через выключатель протекает наибольший ток, определяемый мощностью других блоков станции и системы, примыкающей к РУ ВН, процессы же характеризуются большой частотой, определяемой, в основном, схемой замещения силового трансформатора блока, обладающего относительно небольшой входной емкостью. В схемах некоторых блоков начальная скорость восстановления напряжения может превысить величину, гарантированную стандартом IEEE Std C37.013- 425 кВ/мс. Так, на рис. 7 приведен процесс восстановления напряжения на контактах первого полюса генераторного выключателя на одном из укрупненных блоков, на который нанесена требуемая характеристика восстановления электрической прочности

межконтактного промежутка ВДК Из рисунка видно, что отсутствие повторных зажиганий будет наблюдаться при скорости восстановления электрической прочности в ВДК не менее 5 кВ/мкс.



Рис.7. Процессы при отключении первого полюса выключателя при трехфазном к.з. в точке КЗ в сети генераторного напряжения укрупненного блока одной из ГЭС.

Изложенное позволяет заключить, что основной характеристикой ВДК, определяющей наличие или отсутствие повторных зажиганий дуги, а, следовательно, и надежность коммутации, является начальная скорость восстановления электрической прочности между контактами ВДК после первого погасания дуги при отключении тока промышленной частоты

Таким образом, в комплекс мер защиты от внутренних перенапряжений сетей 6-35 кВ входят:

- Резисторы в нейтрали сети или в достаточно редких случаях параллельное соединение ДГР и резистора (в зависимости от величины тока ОЗЗ);
- ОПН, требуемые параметры которых зависят от электрическойо прочности изоляции наиболее «слабого» в этом отношении элемента оборудования, от способа организации релейной защиты при ОЗЗ, а также от режима заземления нейтрали сети;
- *RC*-цепочки (необходимость установки которых зависит от характеристик коммутирующей аппаратуры);
- Повышение надежности эксплуатации сети с изолированной нейтралью может быть достигнуто путем установки антирезонансных трансформаторов напряжения типа НАМИ;
- Применение выключателей (особенно в сетях, содержащих элементы электрооборудования с витковой изоляцией- генераторы, электрические двигатели, трансформаторы), коммутирующих присоединения без повторных зажиганий дуги в дугогасительных камерах.

Защита от грозовых перенапряжений. Как правило, РУ электрических сетей 6-35 кВ питаются по ВЛ высокого напряжения (ВЛ ВН) 110-500 кВ, подверженных ударам молнии. В частности, сети генераторного напряжения связаны с РУ ВН с помощью силовых трансформаторов. Поэтому удар молнии в воздушные перемычки между РУ и трансформатором приводит к возникновению в сети генераторного напряжения опасных грозовых перенапряжений. Повышение надежности электрического питания

энергообъектов может быть обеспечено с помощью установки ОПН на опорах ВЛ 35-500 кВ. Такая мера защиты особенно актуальна в случае двухцепных электропередач. При ударе молнии в провод одной из цепей двухцепной ВЛ на проводах второй цепи могут возникнуть высокие кратности импульсных перенапряжений, что приводит к отключению обеих цепей и нарушению электроснабжения питаемых ими потребителей. На рис.8 приведен эскиз установки ОПН на опоре.



Рис.8. Эскиз установки ОПН на опоре

ОПН может быть присоединен к проводу либо наглухо, либо с помощью искрового промежутка. При глухом присоединении ОПН необходимо выбрать его энергоемкость таким образом, чтобы ОПН эксплуатировался без потери тепловой стойкости в течение всего срока службы его эксплуатации. При искровом присоединении ОПН необходимо обеспечить координацию пробивного напряжения ИП1 с электрической прочностью изолирующей подвески. Выбор того или иного способа присоединения ОПН к проводу определяется конкретными условиями. Требуемые токовые и энергетических характеристики подвесных ОПН, а также их расстановка по трассе и на проводах опор зависят от целого ряда факторов:

- От грозопоражаемости трассы ВЛ,
- От характеристик грунта, определяющих сопротивление заземления опор,
- От требуемой надежности эксплуатации ВЛ ВН и т.д.

При установке ОПН на опорах необходимо оценивать не только надежность эксплуатации ВЛ, но и надежность эксплуатации ОПН. Без сомнения оснащение ВЛ ВН, питающих РУ сетей 6-35 кВ промышленных объектов, подвесными ОПН повысит надежность эксплуатации этих объектов

Следует отметить, что на двухцепных опорах с вертикальной подвеской фаз средние фазы можно не оснащать ОПН, так как вероятность их поражения молнией мала из-за их экранирования верхними фазами. При анализе мест расстановки ОПН на опорах следует учитывать как прямые удары молнии в провода (прорыв молнии сквозь тросовую защиту), так и удар молнии в опору или в трос вблизи опоры, при которых также возникают перенапряжения на проводах ВЛ. В своей диссертации А.С.Зубков дает следующие рекомендации по установке на опорах защитных аппаратов :

- для защиты фаз ВЛ от перенапряжений, вызванных ударами молний в опору или в трос вблизи опоры, требуются ОПН с малой энергоемкостью (первой группы).

 для защиты фаз ВЛ от перенапряжений, вызванных ударами молний в фазные провода в пролете, достаточно установить ОПН с большой энергоемкостью (3ей –4-ой групп) лишь на верхних фазах.

Заключение

- При проектировании строящихся или реконструируемых объектов необходимо проводить тщательное компьютерное моделирование всех аномальных режимов и процессов с целью выбора как защитной, так и коммутационной аппаратуры. В ряде случаев может возникнуть необходимость выдвинуть новые требования к этим аппаратам, которые могут быть выполнены их производителями
- В настоящее время в электрических сетях активно внедряется современная коммутационная и защитная аппаратура. В качестве дугогасительных и изоляционных сред в электрических аппаратах среднего напряжения вместо масла и воздуха внедряются вакуум и элегаз. Вместо разрядников с искровым присоединением внедряются безыскровые ОПН на основе высоконелинейных оксидно-цинковых варисторов. Эти аппараты позволяют обеспечить существенно более простую их эксплуатацию. Высокий коммутационный ресурс вакуумных и элегазовых выключателей позволяет их эксплуатировать без ремонта в течение длительного времени. Однако, высокие коммутационные и защитные устройства этих аппаратов требуют более ответственного подхода к их выбору. Например, неотключаемый аппарат ОПН при неправильном выборе его характеристик может выйти из строя при превышении в течение некоторого времени допустимого напряжения в точке его подключения в нормальном эксплуатационном режиме. Неправильный выбор вакуумного выключателя может привести к перекрытию витковой изоляции вращающихся машин или трансформаторов.
- Поскольку каждый объект в какой-то мере уникален, то его проектирование, в том числе и выбор системы заземления нейтрали, коммутационных и защитных аппаратов и их характеристик должен производиться с учетом всех эксплуатационных ситуаций, в том числе и нештатных. В настоящее время задача компьютерного исследования электромагнитных переходных процессов в каждом конкретном случае может быть решена достаточно легко, так как соответствующие исследовательские организации (в том числе ряд кафедр вузов) обладает комплексом программ для исследования электромагнитных переходных процессов в электрических сетях при достаточно достоверном моделировании коммутационной, измерительной и защитной аппаратуры, а также устройств релейной защиты и автоматики.

Комплексный подход к выбору средств ограничения перенапряжений в сетях 6,10 кВ крупных промышленных предприятий целлюлозобумажной и металлургической промышленности

Ильиных М.В., Сарин Л.И. (ООО"ПНП БОЛИД" г.Новосибирск)

Крупные современные промышленные предприятия питаются от районных электрических сетей по ВЛ 110-220 кВ, а в ряде случаев имеют в своем составе одну или несколько собственных ТЭЦ. Связь системы электроснабжения предприятий с энергетической системой осуществляется через главную понизительную подстанцию (ГПП).

У данных предприятий имеется собственная большая разветвленная распределительная сеть 6-35 кВ протяженностью 100 и более километров, зачастую обеспечивающая энергоснабжение более мелких предприятий.

Распределительные сети 6-10 кВ – в основном радиальные и выполняются практически всегда кабельными линиями.

Состав потребителей электроэнергии на крупных предприятиях имеет достаточно широкий спектр. Из основных - это мощные двигатели 6-10 кВ приводов технологических механизмов производства и собственных нужд ТЭЦ 6-10 кВ, вентильные преобразователи для питания проводов картонно- и бумагоделательных машин, листовых и сортовых станов, в электроплавильных цехах – печи ДСП, руднотермические печи.

Кроме того, как видно из состава потребителей электроэнергии, ряд оборудования имеет нелинейную характеристику и является источниками высших гармоник.

Наличие мощного дорогостоящего оборудования, обеспечивающего непрерывность производственного цикла, выдвигает особые требования к бесперебойности электроснабжения и надежности работы электрооборудования.

Основные виды перенапряжений характерные для сетей 6-35 кВ:

- Перенапряжения при ОДЗ
- Перенапряжения при коммутации выключателями индуктивных элементов
- Перенапряжения при феррорезонансных явлениях
- Перенапряжений при резонансных явлениях в сети с ДГР
- Перенапряжений при ультрагармоническом резонансе
- Атмосферные перенапряжения

К наибольшим перенапряжениям в сети с изолированной и компенсированной нейтралью приводят однофазные замыкания на землю с перемежающейся дугой и коммутация индуктивных элементов [1-5].

Следует отметить, что перенапряжения при ОДЗ и различных феррорезонансных и резонансных явлениях охватывают целиком всю электрически связанную сеть. Данные перенапряжения существенно зависят от способа заземления нейтрали сети.

В большинстве случаев величина емкостного тока однофазного замыкания на землю для секций подстанций крупного предприятия находится в пределах 20-80 A, но в тоже время существуют отдельные секции с малыми величинами емкостных токов от 1 до 5 A. В связи с этим сети данных классов напряжений работают в режиме компенсированной нейтрали (нейтраль сети заземлена через дугогасящий реактор) либо изолированной нейтрали.

Наличие в сети элементов с нелинейными характеристиками и источников высших гармоник способствуют возникновению опасных для изоляции электрооборудования резонансных и феророрезоннансных процессов.

При наличии ВЛ 6-10 кВ, связывающих ГПП с подстанциями сторонних потребителей, на сеть воздействуют и атмосферные перенапряжения. Грозовые перенапряжения могут также трансформироваться через силовые трансформаторы со

стороны ВЛ 110-220 кВ. Защита от грозовых перенапряжений в данной статье не рассматривается.

Перенапряжения при ОДЗ

Наибольшая доля среди всех аварийных повреждений (до 80%) связана с возникновением дуговых перенапряжений при однофазных замыканиях на землю. Такие перенапряжения часто существуют в виде переходных процессов при перемежающейся дуге и опасны для электроустановок высокими кратностями перенапряжений Unep=(3÷3,5)Uф, своей продолжительностью и широтой охвата сети, электрически связанной с местом повреждения [6].

Дуговые перенапряжения приводят к перекрытию или пробою дефектной или ослабленной (загрязненной и увлажненной) изоляции оборудования. Кроме того, воздействие перенапряжений на изоляцию способствует накоплению и развитию дефектов, что приводит к снижению уровня изоляции и повышает вероятность ее повреждения при последующих воздействиях перенапряжений.

Перенапряжения при коммутации выключателями индуктивных элементов (электрических двигателей, трансформаторов)

Опасные перенапряжений для изоляции оборудования, особенно электрических двигателей, могут возникать в период включения и отключения выключателей [1,7].

В процессе выполнения технических операций производятся включения и отключения отдельных присоединений с помощью выключателей, коммутирующих электродвигатели вместе с соответствующими питающими кабелями. Кроме того, возможны коммутации электродвигателей в процессе ABP, отключения заторможенных электродвигателей и др. Все эти коммутационные операции сопровождаются перенапряжениями различной кратности и частоты.

Источником, создающим перенапряжения в сети, может являться сам выключатель. Уровень и вероятность появления этих перенапряжений существенно зависят от типа и качества настройки коммутационной аппаратуры.

Опасные коммутационные перенапряжения могут возникнуть как при включении выключателя, так и при его отключении даже в том случае, если выключатель работает идеально: т.е. замыкание контактов происходит мгновенно (без предпробоев), а размыкание - в нуле тока промышленной частоты (без повторных зажиганий и гашений дуги).

В реальных условиях работа выключателя может существенно отличаться от идеальной. При этом могут возникать следующие явления:

срез тока до его нулевого значения:

пробой межконтактного промежутка в процессе включения и отключения;

гашение дуги высокочастотного тока переходного процесса.

Все выключатели обнаруживают эти характеристики в различной степени (масляные, воздушные, элегазовые, вакуумные). Особенно это присуще вакуумным выключателям. Вакуумные выключатели создают нестабильную дугу при высокочастотном характере изменения тока с последующим очень быстрым его прерыванием.

Перенапряжения на зажимах двигателя при срезе тока с последующей эскалацией могут достигать (6÷7)U_Ф и даже более.

Эскалация перенапряжений возможна при отключении, как коротких, так и длинных кабельных присоединений, при отключении как маломощных, так и мощных двигателей.

С увеличением мощности двигателя и уменьшением длины кабеля растет количество повторных зажиганий дуги в выключателе, что приводит к увеличению перенапряжений на двигателе.

Высокие частоты собственных колебаний, сопровождающие процессы при отключениях двигателей ВВ, могут привести к повреждению витковой изоляции двигателей. Наибольшие витковые перенапряжения возникают в начале и конце обмотки. Следует отметить, что в практике эксплуатации при отключении двигателя вакуумными выключателями достаточно часто наблюдается повреждение именно витковой изоляции статора.

Перенапряжения в сети 6 кВ при феррорезонансных явлениях

На секциях шин, работающих в режиме разземленной нейтрали, достаточно часто создаются условия возникновения феррорезонанса [8]. Толчком для феррорезонанса может являться любое аварийное и коммутационное перенапряжение. На напряжении 6 кВ таким толчком может быть кратковременное однофазное замыкание на землю, в результате которого происходит смещение нейтрали и повышение напряжения здоровых фаз до линейного. В сетях с изолированной или заземленной через дугогасящий реактор нейтралью феррорезонанс может развиваться при наличии индуктивности с насыщающимся сердечником, включенной параллельно фазной емкости сети на землю. Такой индуктивностью может служить обмотка трансформатора напряжения, реже обмотка силового трансформатора блока или трансформатора собственных нужд

Устойчивый феррорезонанс возможен при выполнении условий равенства реактивных параметров схемы на конкретном уровне перенапряжений и выполнении условий по балансу энергии. При попадании значения емкости шин в резонансный диапазон феррорезонансные перенапряжения имеют максимальное значение и достигают величин Uмакс≥ 3Uф.

Перенапряжений при резонансных явлениях в сети с ДГР

При установке ДГР схема сети представляет собой резонансный контур, в котором возможны значительные повышения напряжения на индуктивности катушки [1].

Повышение напряжения на реактированной нейтрали в нормальном режиме происходит за счет резонанса напряжений в контуре: емкость линии – индуктивность ДГР. В цепь протекания токов входит индуктивность трансформатора, в нейтраль которого подключен ДГР.

При резонансном заземлении и большой добротности реактора q=Xp/Rp напряжение на нейтрали может быть определено упрощенно по выражению U_N≈q·U_{Nxx}.

Поскольку добротность ДГР весьма велика (50-100), то даже при небольшой несимметрии сети при точной настройке катушки (или при попадании настройки катушки в резонанс), на нейтрали и, следовательно, на фазах могут возникнуть опасные перенапряжения.

В нормальном режиме эксплуатации смещение нейтрали может возникнуть в основном из-за различия емкости фаз ВЛ.

Значительное смещение нейтрали может возникнуть при попадании схемы в резонанс в случаях возникновения неполнофазных режимов подключении всей емкости сети, например, неполнофазном включении и отключении фаз выключателя линии.

Перенапряжений при ультрагармоническом резонансе

Существование высших гармоник в электрической сети в сочетании с возникновением однофазного дугового замыкания (ОДЗЗ) или неполнофазного режима в электрической сети 6-10 кВ может привести к появлению ультрагармонического резонанса, сопровождающегося значительным повышением напряжения в ряде случаев до (4÷5)Uф и более, с последующим пробоем изоляции.

Защита от внутренних перенапряжений

Ограничение внутренних перенапряжений можно проводить различными способами: использовать заземляющие дугогасящие реакторы, резистивное заземление нейтрали, ОПН и разрядники вентильные (РВ), резисторы, шунтирующие дугогасящие промежутки выключателей, RC-цепочки ограничивающие коммутационные перенапряжения отключении вакуумными выключателями ненагруженных при трансформаторов и электродвигателей, управление моментом замыкания контактов выключателя при включении и отключении и т.д.

В табл.1 приведены уровни перенапряжений в сетях 6-35 кВ при коммутациях и однофазных дуговых замыканиях на землю и устройства для их ограничения.

При рассмотрении вопросов защиты от перенапряжений при ОДЗ следует отметить, что традиционное применение в отечественных сетях 6-35 кВ исключительно схем с изолированной и компенсированной нейтралью не во всех случаях является оправданным. Мировой практикой накоплен большой опыт эксплуатации сетей среднего класса напряжения с различным режимом заземления нейтрали. Активно-индуктивное заземление нейтрали позволяет сохранить преимущества схем с компенсированной нейтралью, связанные с ограничением токов однофазного замыкания на землю. Вместе с тем кардинально решается проблема дуговых и феррорезонансных перенапряжений. Все это дает возможность сократить значительную часть повреждений изоляции оборудования.

В седьмой редакции ПУЭ глава 1.2.16 разрешается применять заземление нейтрали сети через резистор, что позволяет кардинально решить проблемы дуговых и феррорезонансных перенапряжений, сокращая повреждения изоляции высоковольтного оборудования.

Резистивное заземление создает условия для быстрого и надежного определения места повреждения.

В качестве мер защиты оборудования от коммутационных перенапряжений могут быть использованы нелинейные ограничители перенапряжений и RC-цепочки.

Для надежной защиты изоляции двигателей от перенапряжений и ОПН и RCцепочку необходимо устанавливать непосредственно на выводах двигателя.

В случае больших длин кабеля установка ограничительных аппаратов непосредственно за выключателем присоединения (в начале кабеля), может оказаться неэффективной, так как за счет волновых процессов в протяженном кабеле напряжение на двигателе превышает напряжение в месте установки ограничительного аппарата на 20÷30%.

При установке ОПН развитие процесса коммутационных перенапряжений выключателя со срезом тока и многократным пробоем межконтактного промежутка показывает, что ОПН ограничил перенапряжения по максимальному уровню, т.е. защитил корпусную изоляцию двигателя до допустимого значения. Однако, поскольку ОПН «подключается» лишь при определенном повышении напряжения на двигателе, он практически не сказывается на начальной стадии процесса, характеризующейся достаточно высокими частотами, а, следовательно, и возможными значительными перенапряжениями на витковой изоляции двигателя.

Применение же RC-цепочки существенно влияет на изменение частоты собственных колебаний процесса при отключении тока промышленной частоты. Поэтому вероятность повторных зажиганий дуги в ВДК при оснащении двигателя RC-цепочкой снижается. Конденсаторы снижают волновое сопротивление цепи, ограничивая перенапряжения, вызванные срезом тока. Резисторы способствуют затуханию высокочастотного тока, уменьшают вероятность повторных зажиганий, ограничивают воздействие на другие фазы.

Таблица 1

Уровни коммутационных перенапряжений в сетях 6-35 кВ при коммутациях и однофазных дуговых замыканиях на землю и устройства для их ограничения

n/n	Вид коммутации	Максимальная кратность неограниченных перенапряжений	Рекомендуемый уровень ограничения	Устройства для ограничения перенапряжений	
1	2	3	4	5	
1	Включение ВЛ и КЛ в нормальном симметричном режиме	2,0	-	резисторы, шунтирующие дугогасящие промежутки выключателей	
2	Включение ВЛ и КЛ при наличии в сети ОЗЗ	3,0-3,5	2,6-2,8	ОПН+ Резистор в нейтрали ДГР	
3	Отключение ненагруженных ВЛ и КЛ	4,0-4,3	2,6-2,8	ОПН + Резистор в нейтрали	
4	Отключение ненагруженных трансформаторов	5,0-6,0	3,0-4,3	ОПН	
5	Отключение двойного замыкания на землю	3,3	2,6-3,0	Релейная защита ОПН	
6	Включение электродвигателей при нормальном режиме сети 6-10 кВ	3,0-3,1	2,6-2,8	ОПН + Резистор в нейтрали	
7	Включение электродвигателей при наличии в сети 6-10 кВ ОЗЗ	3,4	2,6-2,8	ДГР Резистор в нейтрали РВ RC-цепочка	
8	Включение электродвигателей в процессе АВР и АПВ в сети 6-10 кВ	4,2	2,6-2,8	ОПН + Резистор в нейтрали	
9	Отключение вращающихся электродвигателей 6-10 кВ	4,0-5,0	2,6-2,8	ОПН + Резистор в нейтрали	

Продолжение табл. 1

1	2	3	4	5
10	Отключение заторможенных электродвигателей 6-10 кВ	5,0-6,0	2,6-2,8	ОПН + Резистор в нейтрали
11	Коммутации вакуумными выключателями индуктивных токов в сети 6—10 кВ: а) Срез тока при отключении заторможенного электродвигателя в конце кабеля;	5,0-8,0		
12	б) то же, но при больших мощности электродвигателя и длине кабеля;	2,6-2,9	2,6-2,8	ОПН + Резистор в нейтрали RC-цепочка
13	в) эскалация напряжения;	6,0-8,0		
14	г) виртуальный срез тока	крайне высокие кратности, но очень малая вероятность реализации		
15	ОДЗ в сетях с изолированной нейтралью	3,0-3,5	2,4-2,6	Резистор в нейтрали
16	ОДЗ в сетях с резонансно заземленной нейтралью	2,7-3,5	2,4-2,6	Резистор в нейтрали

Если же при относительно низкой скорости восстановления электрической прочности в ВДК даже при установке RC-цепочки произойдет повторное зажигание дуги, то на дальнейший характер процесса, характеризующийся весьма высокими частотами собственных колебаний, RC -цепочка практически не оказывает влияния.

В связи с этим параметры RC-цепочки должны выбираться исходя из условия отсутствия повторного зажигания дуги в ВДК.

ОПН или RC-цепочки, установленные непосредственно у зажимов двигателя, позволят избежать возможных опасных перенапряжений, возникающих как при отключениях, так и включениях присоединений с двигателями.

RC-цепочка, в отличие от ОПН, позволяет существенно ограничить крутизну импульса, а, следовательно, и возможные значительные перенапряжения на витковой изоляции двигателя.

Следует отметить также, повсеместный переход от разрядников к нелинейным ограничителям перенапряжений (ОПН) породил проблему повышенной аварийности ОПН в сетях 6 ÷ 35 кВ при дуговых однофазных замыкания на землю. Длительные воздействия дуговых перенапряжений при отсутствии средств их подавления приводят к необходимости применения ОПН с высоким уровнем ограничения, что снижает их эффективность при коммутационных перенапряжениях. В противном случае, при неквалифицированном подходе к выбору ОПН, они не выдерживают режима ОДЗ и выходят из строя, зачастую с развитием аварии.

Опыт эксплуатации ограничителей в сетях с разземленной нейтралью показывает случаи повреждения ОПН в режиме длительного однофазного замыкания. Такие случаи приведены в информационных материалах Башкирэнерго, Челябэнерго, Саратовэнерго, Кузбассэнерго, Новосибирскэнерго.

В сетях, работающих в режиме разземленной нейтрали, режимы длительного дугового замыкания могут привести к тепловой нестабильности ОПН. В этом случае использование ОПН возможно только при совместном подключении к нейтрали резисторов для ограничения дуговых перенапряжений.

Общие положения по комплексному подходу к выбору средств ограничения перенапряжений в сетях крупных промышленных предприятий в сетях 6-35 кВ

На основании всего выше изложенного предлагается следующий комплексный подход к выбору средств ограничения перенапряжений в сетях 6-35 кВ:

1. Проведение детального анализа сети Заказчика в различных режимах, определение емкостных токов однофазного замыкания на землю, режима ведения его компенсации, выполнение экспериментальных и расчетных исследований возможных перенапряжений.

2. Организация эффективной система защиты от перенапряжений с помощью следующих мероприятий взаимно дополняющих друг друга:

• оснащение нулевой точки сети высокоомным резистором для исключения опасных перенапряжений при ОДЗ, охватывающих все оборудование сетей, а также - эффективного подавления различных резонансных и феррорезонансных процессов, (при больших величинах емкостных токов однофазного замыкания на землю резистор устанавливается параллельно ДГР);

• оснащение присоединений с двигателями, трансформаторами защитными аппаратами (ОПН или RC-цепочками), устанавливаемыми преимущественно непосредственно у защищаемых объектов для обеспечения надежной эксплуатации корпусной и витковой изоляции.

В процессе эксплуатации должно осуществляться грамотное техническое обслуживании электротехнического оборудования, в том числе и релейной защиты, с контролем всех требуемых его настроек и параметров.

Исходя из выше изложенного при выборе аппаратов для защиты от перенапряжений в сети 6 кВ, содержащих электрические двигатели, может быть принят следующий ряд уровней ограничения перенапряжений (в долях амплитуды наибольшего фазного рабочего напряжения для сети генераторного напряжения Uфм амп= $6,3 \cdot \sqrt{2}/\sqrt{3} = 5,14$ кВ):

ограничение перенапряжений при ОДЗ за счет оснащение нулевой точки сети высокоомным резистором - 2,4-2,6 о.е. (12,33-13,34 кВ);

ограничение перенапряжений при коммутации электрических двигателей за счет установки ОПН или RC-цепочек - корпусной изоляции на уровне 2,7-2,8 о.е. (13,8-14,4 кВ) и витковой на уровне 4,3-5,6 о.е (22,1-28,8 кВ).

Номинал резистора должен выбираться из условия снижения напряжения на нейтрали между дуговыми пробоями до значения, исключающего эскалацию перенапряжений при последующих пробоях ослабленной изоляции аварийной фазы.

Номинал резистора должен также выбираться с учетом обеспечения подавления резонансных и феррорезонансных процессов.

В ряде случаев номинал резистора может быть выбран не только по условию ограничения дуговых перенапряжений, но и условию устойчивого срабатывания защит от однофазных замыканий на землю.

В случае установки на двигателях RC-цепочек емкостный ток однофазного замыкания на землю существенно увеличится, что соответственно приведет к уменьшению требуемого номинала резистора для заземления нейтрали сети.

Работы с использованием комплексного подхода к выбору средств ограничения перенапряжений были выполнены для ОАО «Сегежского ЦБК» и ОАО «Металлургический завод им. А.К. Серова»".

Для данных предприятий был выполнен анализ сети для различных нормальных и ремонтных режимов, определены расчетным путем, а также с помощью экспериментальных замеров величины емкостных токов однофазного замыкания на землю, выданы рекомендации по ведению компенсации емкостного тока однофазного замыкания на землю.

Результаты экспериментальных замеров токов ОЗЗ показали наличие в токе значительной доли высших гармоник.

При наличии в токе значительной доли высших гармоник:

- величины тока, полученные с помощью стрелочных и цифровых амперметров, недостоверны и не могут быть использованы для настройки тока компенсации ДГР;

- определение емкостного тока O33 (тока компенсации ДГР) необходимо производить на основании осциллограмм с выделением гармоники 50 Гц и вычисления ее значения.

Настройка тока компенсации ДГР должна быть проведена по величине тока основной гармоники 50 Гц.

Проведенный анализ переходных процессов в сети ГРУ и СН 6 кВ ОАО «Сегежского ЦБК», сети 6 кВ ГПП-1 и ГПП-2 ОАО «Металлургический завод им. А.К. Серова»" показал, что в процессе эксплуатации возможно возникновения опасных для изоляции электрических машин перенапряжений при ОДЗ и коммутации вакуумных выключателей. В связи с этим разработаны конкретные рекомендации и мероприятия для

ограничения перенапряжений путем применения резистивного заземления нейтрали, ОПН, RC-цепочек, выбраны требуемые величины резисторов и типы ОПН.

Литература

- 1. Защита сетей 6-35 кВ от перенапряжений./Под ред. Халилова Ф.Х., Евдокунина Г.А., Таджибаева А.И.-СПб.: Петербургский энергетический институт повышения квалификации Министерства топлива и энергетики Российской Федерации, 1997, 216с.
- 2. Гиндуллин Ф.А., Гольдштейн В.Г., Дульзон А.А., Халилов Ф.Х. Перенапряжения в электрических сетях 6-35 кВ.- М.: Энергоатомиздат, 1989 г.
- 3. Беляков Н.Н., Кузьмичева К.И., Ивановски А. Ограничение перенапряжений при дуговых замыканиях на землю в сети 6 кВ собственных нужд электростанций с помощью ОПН. Эл. станций, 1991 г. N 4.
- 4. Базуткин В.В., Евдокунин Г.А., Халилов Ф.Х. Ограничение перенапряжений, возникающих при коммутациях индуктивных цепей вакуумными выключателями. Электричество,№2,1994.
- 5. Перенапряжения в электрических системах и защита от них. В.В.Базуткин, К.П.Кадомская, М.В.Костенко, Ю.А.Михайлов. Энергоатомиздат, С-П, 1995,320с.
- 6. Лихачев Ф.А. Замыкания на землю в сетях с изолированной нейтралью с компенсацией емкостных токов.- М.:Энергия, 1971 г.
- 7. Кадомская К.П., Лавров Ю.А., Рейхердт А.А. Перенапряжения в электрических сетях различного назначения и защита от них: Учебник. Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2004. 368с. (Серия «Учебники НГТУ»).
- 8. Поляков В.С. Исследование феррорезонансных явлений и мер их предотвращения в цепи с трансформаторами напряжения. Диссертация к.т.н. / ЛПИ. 1988, 215 с.

АНАЛИЗ ОПЫТА ЭКСПЛУАТАЦИИ СЕТИ 6 кВ ТЭЦ КУЗНЕЦКОГО МЕТАЛЛУРГИЧЕСКОГО КОМБИНАТА С КОМПЕНСИРОВАННОЙ И КОМБИНИРОВАННО ЗАЗЕМЛЕННОЙ НЕЙТРАЛЬЮ

Ильиных М.В., Сарин Л.И., Ширковец А.И. (ООО «ПНП БОЛИД», г. Новосибирск)

Постановка задачи

В статье рассматривается опыт эксплуатации сети 6 кВ ТЭЦ Кузнецкого металлургического комбината (КМК) в период 23.12.2004 – 22.12.2005 г. Указанная сеть в течение многих лет работала в режиме компенсированной нейтрали. Такой режим позволяет сохранять работоспособность присоединений при длительных однофазных замыканиях на землю (ОЗЗ).

Принципиальная схема сети 6 кВ ГРУ ТЭЦ приведен на *рис. 1*. В нормальной схеме все секции объединены через шины Скотта.



Рис. 1. Принципиальная однолинейная схема ГРУ – 6 кВ ТЭЦ КМК с комбинированно заземленной нейтралью

Суммарный емкостный ток однофазного замыкания на землю (O33) приведенной сети составляет 136 А. Согласно п.1.2.16 ПУЭ, п.5.11.8 ПТЭ компенсация ёмкостного тока O33 должна применяться при значениях этого тока более 30 А во всех сетях 6 кВ. Компенсация обеспечивается подключением к нейтрали обмоток 6 кВ трансформаторов T1, T3 и T4 дугогасящих реакторов (ДГР) №№1, 2, 3 типа 3POM-350/6. Из них постоянно подключены только два ДГР. 3POM №1 работает в первом положении (ток компенсации 53,6 А), 3POM №3,4 – на третьей отпайке (88 А и 87 А соответственно).

Тем не менее, наличие компенсации в сети 6 кВ ТЭЦ КМК не позволило в полной мере решить проблему частых повреждений изоляции оборудования (кабелей, двигателей), в том числе и многоместных, при однофазных замыканиях на землю. Поэтому с целью снижения повреждаемости оборудования (в основном присоединений мощных двигателей) было принято решение об установке в нейтраль параллельно каждому ДГР резистора.

Такое комбинированное заземление нейтрали позволяет эффективно ограничивать перенапряжения при ОЗЗ, не ухудшает условия гашения дуги. Активный ток, создаваемый резистором, как правило, оказывается достаточным для селективной работы токовой защиты, которая может действовать как на сигнал, так и на отключение в зависимости от условий обеспечения надежности и безопасности электроснабжения.

Резисторы типа РЗ-300-40-6 были введены в эксплуатацию в конце сентября 2005 г. Резистор для заземления нейтрали сети 6 кВ сопротивлением 300 Ом выполнен из трех блоков по 900 Ом, соединенных параллельно, по 20 резистивных элементов ЭРЗ. Технические характеристики резистора приведены в *табл. 1*. Этот резистор рассчитан на время воздействия наибольшего фазного напряжения не менее 6 часов, что позволяет обходиться без устройств автоматики и защиты для его отключения.

Таблица 1

Nº	Наименование	Знач	Значение	
п.п.	параметра		не более	
1.	Номинальное напряжение сети, кВ	6,0		
2.	Номинальная мощность, кВт	40		
3.	Сопротивление, Ом:	300±10%		
4.	Масса резистора, кг		490	
5.	Габаритные размеры резистора, мм:			
	- длина		1910	
	- ширина		1940	
	- высота		2270	

Технические характеристики РЗ-300-40-6

В конце 2004 года на шинах ГРУ была установлена система для регистрации напряжений в аварийных режимах. В процессе работы данной системы был получен достаточно большой объем фактических осциллограмм переходных процессов при однофазных замыканиях на землю.

Полученные в результате мониторинга сети 6 кВ ТЭЦ осциллограммы напряжений при ОЗЗ, зарегистрированные в течение года, требуют комплексного анализа в части оценки возникающих перенапряжений, времени существования повреждений; характера физических процессов, сопровождающих эти повреждения и т.д. Специфика сети ТЭЦ КМК (кабельная разветвленная сеть с достаточно большим числом присоединений) не всегда позволяет точно определить место замыкания, однако в данной работе такая задача не ставится.

Главной целью настоящего исследования является сравнение особенностей процессов, происходящих при ОЗЗ в сети с компенсированной нейтралью (наличие только дугогасящих реакторов в нейтрали) и после установки резисторов параллельно ДГР. С применением методов статистической обработки результатов по выборке, включающей 239 осциллограмм, показывается, как меняется динамика процессов, вызывающих опасные воздействия на изоляцию сети, в зависимости от способа заземления нейтрали.

Это позволит в дальнейшем более корректно и обоснованно подходить к выбору способа заземления нейтрали сетей номинального напряжения 6-35 кВ.

Следует отметить, что в публикуемых в настоящее время статьях (например, [1]) рассматривается возможность исключения режима эксплуатации сетей 3-35 кВ с изолированной нейтралью. Дело в том, что одной из основных проблем в сетях с таким режимом нейтрали является выход из строя электродвигателей, кабелей и трансформаторов напряжения из-за пробоев изоляции, связанных с перенапряжениями. В сети с компенсированной нейтралью, в частности, при дискретном регулировании ДГР, также велика вероятность возникновения значительных дуговых и феррорезонансных перенапряжений при перемежающемся характере дуги с малым током в месте ОЗЗ.

В настоящее время в России нормативно разрешен режим заземления нейтрали через резистор. Так, в ПУЭ 7 ред. указано, что «...работа электрических сетей 3-35 кВ может предусматриваться как с изолированной нейтралью, так и с нейтралью, заземленной через дугогасящий реактор или резистор». Кроме того, в белорусской энергосистеме уже введен (впервые!) ведомственный документ («Временные методические указания...») по резистивному заземлению нейтрали сетей 6-35 кВ.

В связи с этим весьма актуальным становится обобщение и анализ опыта эксплуатации сетей средних классов напряжения с резонансным, резистивным либо комбинированным способом заземления нейтрали.

Характеристика и оценка повреждаемости сети

Перенапряжения, создаваемые в кабельной сети дуговыми однофазными замыканиями на землю, оказываются наиболее опасными не только вследствие их высоких уровней, но и того, что они многократно воздействуют на всю сеть (сразу на ряд ослабленных мест) и вызывают многоместные повреждения изоляции со значительным эксплуатационным ущербом.

В *табл.* 2 приведены данные по количеству замыканий на землю в исследуемой сети.

Таблица 2

	В нейтрали	В нейтрали ДГР
	только ДГР	и резистор
Всего замыканий на землю	98 (100%)	141 (100%)
Самоликвидировавшиеся после первого пробоя	68 (69,4%)	127(90,1%)
Самоликвидировавшиеся после 2-го и более	20 (20,4%)	14 (9,9%)
пробоев		
Приведшие к отключению оборудования	10 (10,2%)	0

Статистика замыканий на землю в сети 6 кВ ТЭЦ КМК в период 23.12.2004 – 22.12.2005

Согласно полученным осциллограммам напряжений при однофазных замыканиях в различных точках рассматриваемой сети были проведены исследования уровней перенапряжений, длительности горения дуги при однократном ее зажигании, построена гистограмма распределения числа замыканий по месяцам (сезонная зависимость), а также выявлены фидеры, наиболее подверженные воздействию дуговых перенапряжений (*puc.2*).



Рис.2. а) Доля Ó33, приходящихся на каждый фидер до и после установки резистора в нейтраль; б) распределение числа O33 по месяцам

Значительная доля ОЗЗ в рассматриваемой сети – 20,4% от общего числа – самоустраняется после второго пробоя и при отсутствии резистора (*maбл.2*). Это обстоятельство проиллюстрировано на *puc. 3*. В то же время, около 10% замыканий приводят к отключению оборудования, что свидетельствует о возможном нарушении бесперебойного электроснабжения потребителей и соответствующем недоотпуске электроэнергии.



Рис. 3. Осциллограммы фазных напряжений при ОДЗЗ, нейтраль сети 6 кВ компенсирована /фидер 'ЦРП-1' 16 февраля 2005 г. 19:16, Кп=1,85/

Резистивное заземление нейтрали не только приводит к снижению числа однофазных замыканий с повторным зажиганием дуги (замыканий с числом пробоев два – 9,9% от общего числа замыканий; более двух – не было вообще в 141 зарегистрированном случае), но и повышает надежность работы сети.

Для рассматриваемого временного периода число однофазных замыканий при установке резистора в нейтраль сети увеличилось. Этот факт напрямую связан с сезонным увеличением повреждаемости кабельной сети, вызванной неблагоприятным сочетанием факторов внешней среды, промерзанием грунта, накоплением и развитием существующих дефектов, а также увеличением сетевой нагрузки.

Однако здесь уместно заметить, что при установке резистора в нейтраль сети оборудования следовательно, перерывов электроснабжении отключений И, В потребителей, не было вообще (табл. 2). Следует подчеркнуть, что наличие высокоомного резистора в нейтрали обеспечивает наличие активной составляющей тока 033. позволяет выполнить селективную что защиту, достаточно оперативно реагирующую на появление в сети замыкания на землю. Следовательно, время отключения поврежденного фидера снижается.

Анализ перенапряжений, воздействующих на изоляцию кабельных линий

Развитие режима замыкания на землю в сети с компенсированной нейтралью зачастую связано с изменением схемы сети – как в результате действия релейной защиты, так и при оперативных переключениях. Следовательно, изменяется настройка ДГР, что в случае возникновения перемежающегося режима горения дуги может привести к возникновению опасных перенапряжений. Отметим, что перенапряжениям подвергается прежде всего бумажно-масляная изоляция (БМИ) кабелей секций ГРУ.

В данной сети, как и в большинстве сетей классов 6-35 кВ, где используются ДГР с дискретным регулированием, возможны заметные расстройки компенсации за счет изменения схемы.

Помимо этого, по крайней мере два ДГР из трех являются постоянно включенными (в режиме перекомпенсации), поэтому ликвидация дугового замыкания часто сопровождается процессом биения фазных напряжений – наложением на установившееся напряжение промышленной частоты свободной составляющей близкой частоты. Этот случай характеризуется увеличением напряжения на поврежденной фазе до значений (1,8-2,0)Uф. Данный факт был зафиксирован и при анализе результатов регистрации.

Максимальный уровень перенапряжений в сети до установки резистора составляет 2,7Uф; однако из *рис.4* следует, что вероятность появления перенапряжений с *уровнем свыше* 2,4Uф при этом составляет всего 0,05 (5%).





В случае заземления нейтрали через резистор, установленный параллельно ДГР, с вероятностью 0,95 возникающие перенапряжения не превысят $2,3U\phi$. Как в первом (*рис.* 4*a*), так и во втором (*рис.* 4*б*) случаях интегральная кривая распределения на участке вероятностей 0,95-1,0 достаточно пологая, поэтому можно констатировать: возникновение максимальных перенапряжений в схеме, в частности, при наличии резистора в нейтрали-весьма редкое явление.

В некоторых источниках имеет место утверждение: комбинированное заземление нейтрали при постоянно включенном резисторе имеет один существенный недостаток: при возникновении дугового замыкания напряжение на поврежденной фазе после погасания дуги восстанавливается значительно быстрее, чем при заземлении нейтрали только через реактор. Это уменьшает интервал времени между пробоями изоляции и увеличивает число воздействий перенапряжений на неповрежденные фидеры.

Согласно полученным данным, для ряда осциллограмм время восстановления напряжения поврежденной фазы после погасания дуги в рассматриваемой сети без резистора составляет при одном зажигании дуги, как правило, около 15-20 периодов промышленной частоты (*puc. 5a*).

В то же время было зарегистрировано большое количество осциллограмм, на которых наблюдались повторные многократные пробои (начальная часть *puc. 56*) примерно через 2-4 периода. Таким образом, такие пробои происходят значительно чаще (в отличие от классических представлений о процессе восстановления напряжения на поврежденной фазе (рис. 4a), изложенных, в частности, в [2]).

Проведенный анализ уровней перенапряжений, длительности горения дуги позволяет заключить: во-первых, при наличии в нейтрали резистора и реактора уровни перенапряжений, как и время их воздействия на изоляцию, оказываются более низкими, чем при наличии только ДГР; во-вторых, вероятность повторных пробоев в случае комбинированного заземления нейтрали также снижается. Поэтому число воздействий перенапряжений на неповрежденные фидеры, наоборот, может быть уменьшено.



а) Рис.5. Осциллограммы фазных напряжений при ОДЗЗ, нейтраль сети 6 кВ компенсирована: а) фидер 'ЦРП-3' 25 сентября 2005 г. 12.25 (резистора нет), Кп=2,2; б) фидер 'Прокатный-2' 10 апреля 2005 г. 8:15 (резистора нет), Кп=2,35

Из осциллограммы *рис. 56* видно, что в сети с компенсированной нейтралью могут возникать двойные (и многоместные) повреждения: первой пробивается фаза с наиболее ослабленной изоляцией, далее происходит самоустранение этого ОЗЗ, и в то же время инициируется длительное неустойчивое дуговое замыкание на другой фазе, характеризующееся частыми (каждые 1-2 периода частоты 50 Гц) неуспешными попытками выхода на восстановление и повторными пробоями с малым временем горения дуги – не более 0,01 с.

Подчеркнем, что перенапряжения после повторных пробоев до перехода O33 в устойчивое "металлическое" однофазное замыкание с отключением оборудования защитой, могут быть достаточно высоки по сравнению с имевшими место после первого погасания дуги. Так, при отсутствии резистора в рассматриваемой сети были зарегистрированы замыкания с максимальным уровнем перенапряжений 2,7Uф.

На *рис.* 6 приведены характерные осциллограммы напряжений на фазах разных присоединений сети ТЭЦ КМК при заземления нейтрали через параллельно включенные ДГР и резистор.



Рис.6. Осциллограммы фазных напряжений при ОДЗЗ, комбинированная нейтраль сети 6 кВ: а) фидер 'СПП-З' 10 ноября 2005 г. 3:53, Кп=1,93; б) фидер 'ЦРП-1' 13 декабря 2005 г. 22:08, Кп=2,14

Для сети с комбинированным заземлением нейтрали наличие в отдельных случаях повторных однофазных замыканий указывает на то, что при данной величине сопротивления резистора все же не обеспечивается полного стекания заряда нулевой последовательности (равенство нулю напряжения на нейтрали) за время от момента самогашения дуги до момента возникновения максимального напряжения на поврежденной фазе, которое становится близким к фазному - порядка (1,05-1,1)*U*ф.

Таким, образом, при установке резистора в нейтраль сети 6 кВ параллельно дугогасящему реактору наблюдается следующая картина: все попытки повторных зажиганий и действительные повторные пробои имеют место, как правило, в течение одного-двух периодов промышленной частоты после первого замыкания на землю и не приводят в абсолютном большинстве случаев к перенапряжениям, превышающим первоначальные $(2,0-2,1)U\varphi$. Из *рис.6* видно также, что время восстановления напряжения в поврежденной фазе не превышает (3,0-3,5) периодов промышленной частоты.

Определенный интерес представляют сведенные в *табл.* 3 отдельные статистические характеристики уровней перенапряжений в сети с компенсированной нейтралью и при комбинированном ее заземлении.

Статистические характеристики уровней перенапряжений

Таблица 3

при замыканиях на землю в сети 6 кВ ТЭЦ КМК за период 23.12.2004 – 22.12.2005					
Карактеристика	В нейтрали только ДГР	В нейтрали ДГР и резистор			
иатическое ожидание	2.06	2.10			

Максимум	2.70	2.35
отклонение		
Среднеквадратическое	0.176	0.142
Дисперсия	0.031	0.02
Математическое ожидание	2.06	2.10

Необходимо всегда проводить оценку незаниженных — иначе говоря, максимальных действительных уровней перенапряжений: здесь, как видно, они составляют $2,7U\phi$ в сети без резистора против $2,35U\phi$ с резистором.

Характер горения дуги, также влияющий на значения перенапряжений, весьма сложен: он зависит как от места замыкания, так и от ряда других факторов (например, прочности изоляционного промежутка, ослабленной после предыдущих повреждений; чистоты изоляционной среды и наличия дефектов; момента зажигания дуги и т.д.).

В этой связи принципиально четкого определения требует физика процессов в изоляции оборудования – в рассматриваемой сети это бумажно-масляная изоляция кабелей – при дуговых замыканиях на землю.

Процессы в бумажно-масляной изоляции кабеля при дуговом замыкании

При длительной эксплуатации кабельной сети происходит накопление и развитие дефектов, причем протяженность единичного дефектного участка измеряется долями миллиметра, реже – миллиметрами. Первоначальный пробой кабельной изоляции лишь иногда носит характер радиального, т.е. проходящего по кратчайшему пути между жилой и оболочкой или между жилами. Поскольку напряженность электрического поля в кабеле имеет как радиальную, так и тангенциальную составляющие, путь пробоя, как правило, существенно длиннее кратчайшего расстояния между электродами. При пробое и зажигании дуги за счет тепловой энергии происходит разложение пропитывающего состава, сопровождающееся газовыделением. При этом, с одной стороны, вытесняется пропитывающий состав с трассы пробоя, что снижает электрическую прочность; с другой – поднимается давление в образующихся полостях, повышающее эту прочность.

Наличие резистивного заземления, иначе говоря, появление активной составляющее тока замыкания, ведет к ускорению рассматриваемых процессов: происходит более значительное увеличение давления в появляющейся газовой «шубе»,

окружающей ствол дуги, вследствие чего гашение дуги происходит быстрее. Динамическое повышение переходного сопротивления в месте повреждения предотвращает обугливание изоляции. Все это позволяет избежать отключения поврежденного фидера, так как развития замыкания и перехода его в двух-, трехполюсное или многоместное повреждение не происходит.

После пробоя давление снижается и полость начинает заполняться пропитывающим составом. Вследствие этого повторный пробой по сравнению с первым обычно происходит при несколько меньшем напряжении, как видно из *рис.3, рис. 5б.* Движение частиц массы способствует также некоторому смещению трассы пробоя. Многократное повторение пробоев приводит к образованию более или менее устойчивого разрядного канала. В самом деле, из *табл. 2* видно, что в сети без резистора только 69,4 % от общего числа замыканий самоустранились после первого пробоя, в то время как наличие резистора привело к существенному повышению этого показателя - до 90 %.

Таким образом, при длительном существовании перемежающейся дуги (повторении пробоев) разложение пропиточного состава вблизи разрядного канала приводит к осушению прилегающей к нему области, что и вызывает обугливание стенок канала. Далее происходит прекращение дуговых разрядов и образование достаточно устойчивого проводящего угольного мостика. Однако при токах порядка 15-20 А за счет выплавления с поверхностей жилы и оболочки металлических частиц, постепенно заполняющих разрядный канал, образуется металлический проводящий мостик между жилой и оболочкой кабеля (либо между жилами).

При этом замыкание переходит в неустраняющееся металлическое и требует отключения фидера, что и произошло примерно в 10 % зарегистрированных в сети с компенсированной (только ДГР на шинах) нейтралью случаев.

На основании результатов приведенного исследования может быть выстроена следующая обобщенная модель горения дуги в БМИ изоляции кабелей при резистивном заземлении нейтрали. Вследствие повышения активной составляющей тока ОЗЗ повышается интенсивность испарения масла в канале горения дуги, повышается давление газа в месте горения, за счет чего гашение дуги происходит быстрее. Более активное выделение деионизирующих газов из обжигаемых дугой стенок изоляции приводит к возникновению ударных давлений в виде взрыва и к продольно-поперечному обдуванию дуги. Такой характер процесса обусловливает расщепление дуги, интенсивный отбор тепла и резкое снижение ее температуры, быстрое повышение сопротивления и образование пика напряжения гашения (активное падение напряжение). Происходит принудительный обрыв тока дуги.

При этом в газовом пузыре преобладает водород, составляющий 70-80 % от всех образовавшихся газов. Кроме того, повышенная интенсивность газообразования в зоне ствола дуги ведет к ее расщеплению, давлением она очищается от токопроводящих элементов (углерода и паров металла), за счет чего указанная зона приобретает высокую электрическую прочность.

Все это ведет к существенному снижению длительности горения дуги и времени воздействия перенапряжений на изоляцию оборудования.

Выводы

1. При комбинированном заземлении нейтрали (неотключаемый резистор параллельно дугогасящему реактору) уровень перенапряжений в сети 6 кВ ТЭЦ КМК с вероятностью 0,95 не превышает $2,3U\phi$, а время горения с той же вероятностью составляет не более 35 мс. В случае компенсированной нейтрали эти показатели будут равны $2,4U\phi$ и 100 мс, соответственно. Максимальные же значения перенапряжений для режимов с компенсированной и комбинированной нейтралью составляют $2,7U\phi$ и $2,35U\phi$, соответственно.

Характер процессов горения и гашения дуги при наличии в нейтрали резистора ведет к снижению уровня перенапряжений. Также уменьшается вероятность развития дефектов в изоляции.

2. В сетях средних классов напряжения с изолированной или компенсированной нейтралью большую опасность представляют двойные (и многоместные) повреждения: первой пробивается фаза с наиболее ослабленной изоляцией, далее инициируется длительное неустойчивое дуговое замыкание в другой фазе, характеризующееся частыми (каждые 1-2 периода промышленной частоты) неуспешными попытками выхода на восстановление и повторными пробоями. Наличие резистора в нейтрали снимает проблему эскалации перенапряжений на здоровых фазах и, следовательно, существенно снижает вероятность их пробоя и возникновения многоместных повреждений.

3. Построенная модель горения дуги в бумажно-масляной изоляции кабелей свидетельствует: при наличии в нейтрали резистора характер процессов качественно меняется в сравнении с иными режимами заземления нейтрали сети. В случае комбинированного, либо чисто резистивного способа заземления значительно уменьшается длительность горения дуги И время воздействия возникающих перенапряжений на изоляцию электрооборудования.

Литература

1. *Титенков С.С.* России стоило бы подумать над аналогичным документом. Оценки и прогнозы. – Новости электротехники, 2006. – №3(39) – С.42.

2. Беляков Н.Н. Исследование перенапряжений при дуговых замыканиях на землю в сетях 6 и 10 кВ с изолированной нейтралью// Электричество. – 1957. - №5.

Аварийные ситуации, возникающие при эксплуатации электрооборудования 6-10 кВ в сетях газоперерабатывающих заводов

Иванов А.В., ООО «ВНИИГАЗ»

Газоперерабатывающий завод (ГПЗ), как одна из разновидностей газохимических комплексов (ГХК), представляет собой сложный технический объект, отдельные установки и производства которого объединены единым технологическим процессом. Для повышения надежности технологического процесса, современный ГПЗ обычно состоит из нескольких (двух-четырёх) технологических линий. Каждая линия включает в себя пункт приема и подготовки газа, компрессорную станцию, установку по отбензиниванию газа и газофракционную установку [1]. На рис.1 представлена технологическая схема переработки газа.



Рис.1 Технологическая схема переработки газа.

УКПГ – установка комплексной подготовки газа; ПБФ – пропан-бутановая фракция; ШЛФУ – широкая фракция лёгких углеводородов; КС – компрессорная станция; ГПЗ – газоперерабатывающих завод; ГЗ – гелиевый завод; ГФУ – газофракцинирующие установки.

Все газопроводы, идущие с промыслом, сходятся на заводе в один узел – пункт приема и комплексной подготовки газа. После замера и смешивания в заданных пропорциях газ поступает на очистку от вредных механических частиц и конденсата. Пыль, песок, продукты коррозии трубопроводов, капельная влага, частицы конденсата отделяются в сепараторах различной конструкции и очищенный газ поступает в адсорберы, где проходит очистку от сероводорода и диоксида углерода. Получение газа, гелия и других нефте-газо-продуктов представляет собой сложное комплексное взаимодействие всех частей технологического процесса, перерыв или останов отдельных частей которого приводит к нарушению или полному прекращению выработки.

По доле энергопотребления и установленной мощности ГПЗ относятся к крупным потребителям с двигательной нагрузкой и большой установленной мощностью электроприводов. В таких энергосистемах, как Оребургэнерго и Астраханьэнерго, ГПЗ –

основные потребители электроэнергии. Структура электропотребления некоторых ГПЗ и заводов, перерабатывающих попутный газ, приведена в табл.1

Таблица 1

	Установленная мощность, МВт			Циало
ГПЗ	Электрооборудования	Асинхронных	Синхронных	пригателей
		двигателей	двигателей	двигателей
Оренбургский	226	75	100	3125
Оренбургский	215	58	226	2501
(гелиевый)	515	38	230	2391
Астраханский	144	135	9	200
Сосногорский	24	21	2	584
Сургутский	17	13	нет	320
Московский	7	4	1	493
Шебелинский	5	3	нет	106
Минибаевский	224	71	153	3800
Пермский	67	14	53	885

Основные электрические показатели газоперерабатывающих заводов

По надёжности питания электропотребители разделяются на следующие группы:

- не допускающие перерыва в электроснабжении, работа которых обеспечивает локализацию аварии и безаварийную остановку технологического процесса при любых повреждениях технологической схемы и отказах внешнего электроснабжения (особая группа по обеспечению надёжности питания);
- допускающие кратковременный перерыв в электроснабжении, определяемый переходом на резервное питания (десятые доли секунды) (первая группа по обеспечению надёжности питания);
- допускающие кратковременный перерыв в электроснабжении, определяемый инерционностью технологических потоков, например, воздуходувки, обеспечивающие процессы горения (полное прекращение потока воздуха не допускается). Перерыв может достигать от десятых долей секунды до нескольких секунд (первая группа по обеспечению надёжности питания);
- допускающие перерыв в электроснабжении определяемый инерционностью технологического оборудования (тепловая инерция). Перерыв может достигать десятки секунд (первая группа по обеспечению надёжности питания);
- допускающие длительный перерыв в электроснабжении без остановки технологических процессов (при этом может снижаться производительность или качество продукции). Перерыв может достигать десятки минут (вторая группа по обеспечению надёжности питания);
- допускающие длительный перерыв в электроснабжении, не оказывающие влияния на технологический процесс (третья группа по обеспечению надёжности питания);

Часть электроприёмников зависима, т.е. при отказе или отключении одних должны быть отключены другие, связанные с ними. Таким образом, для обеспечения надёжной работы всех потребителей, система внешнего и внутреннего электроснабжения должна быть гибкой к возможным изменениям технологических схем и режимов питания.

Особенностями электросетей ГПЗ являются:

 большая единичная мощность и широкий диапазон изменения мощности синхронных и асинхронных электродвигателей, трансформаторов собственных нужд, вспомогательного электрооборудования (от киловатт до десятков мегаватт);
- общая протяжённость кабельных линий составляет сотни километров;
- в сети присутствуют все классы среднего напряжения для питания основного и вспомогательного оборудования – 6, 10, 35 кВ на одном объекте;
- при возникновении аварийных ситуаций секции могут объединяться или наоборот разъединяться, разделяя или объединяя большие группы нагрузок.

Все эти особенности сложной разветвлённой схемы делают задачу по схеморежимной оптимизации эксплуатации нейтрали сети ещё более сложной. Величины ёмкостных токов замыкания на землю лежат в диапазоне 20-30 А при наличии компенсационной катушки типа ЗРОМ, либо более 30 А при эксплуатации с изолированной нейтралью. Фрагмент схемы электропитания одного из ГПЗ приведён на рис.2.



Рис.2 Фрагмент схемы питания ГПЗ

Ежегодно в сетях крупных ГПЗ и заводов, перерабатывающих попутный газ, происходит от 4 до 7 однофазных замыканий на землю (O33). В 90-100 % случаев O33 переходит в многоместное повреждение, что фиксируется срабатыванием соответствующих защит присоединений. Внедрение систем цифровой регистрации аварийных процессов (ЦРАП) значительно упрощает процесс анализа и поиска причин выхода из строя оборудования. К недостаткам существующих ЦРАП относится главным образом невозможность оценки амплитудных величин переходных процессов, например, при дуговых замыканиях на землю (ОДЗ).

Выход из строя двигателей, кабелей, трансформаторов собственных нужд, перегрев измерительных трансформаторов напряжения (TH) типа HTMИ, 3HOM и др. при длительном поиске места O33, а так же полученные данные по отказам электрооборудования подтверждаются многочисленными отзывами оперативного и дежурного персонала, которые называют проблему одной из старейших и до сих пор не решённой.

Безусловно, для сетей в масштабе ГПЗ существует единственный способ уменьшения количества аварийных ситуаций, связанных с выходом из строя электрооборудования по причине ОЗЗ и ОДЗ – <u>заземление нейтрали сети через</u> активное сопротивление. При переводе режима эксплуатации нейтрали сети от изолированного к резистивно-заземлённому, либо при подключении активного сопротивления параллельно ЗРОМ, кроме ограничения перенапряжений при ОДЗ, достигается повышение чувствительности существующих ненаправленных токовых защит на реле РТЗ-50, РТЗ-51 (что характерно для действующих схем), полностью исключается

перегрев ТН и осуществляется постоянное «симметрирование» схемы, т.к. резистор постоянно подключён к нейтрали сети.

К вопросу о выборе номинала резистора необходимо подойти в первую очередь с точки зрения ограничения перенапряжений при ОДЗ, при условии, что теоретические расчёты совпадают с экспериментальными данными измерений емкостных токов ОЗЗ. Другим обязательным требованием к резисторной установке является её «неотключаемость», т.е. постоянное подключения резистора к нетрали сети. Желательно, чтобы резисторная установка была компактна и не занимала много места.

Опыт эксплуатации сетей с резистивным заземлением нейтрали в АО-«Энерго» позволяет констатировать факт уменьшения количества ОЗЗ с 5-7, до 1-2 в год, что подтверждает эффективность этого мероприятия. На рис.3, представлен статор электродвигателя 630 кВт, вышедшего из строя в результате ОДЗ на одном из ГПЗ.



Рис.3 Статор сгоревшего электродвигателя 630 кВт в результате ОДЗ

Заключение

Предварительный анализ аварийных ситуаций, связанных с выходом из строя электрооборудования в сетях ГПЗ по причине ОЗЗ и ОДЗ, позволяет сформулировать следующие задачи для обеспечения повышения надежности эксплуатации электрооборудования 6-10 кВ:

- теоретическое исследование процессов стационарных режимов ОЗЗ, ОДЗ и возможных феррорезонансных процессов, связанных с ТН;
- экспериментальное исследование и анализ ёмкостных токов ОЗЗ на объекте;
- проверка полученных численных и экспериментальных данных, расчёт номиналов сопротивлений резисторов, выбор места установки резисторов;
- изготовление, доставка и монтаж резисторных установок на объект;

Успешное выполнение поставленных задач может быть достигнуто только при тесном взаимодействии специалистов из научных институтов, эксплуатирующих организаций и фирм-производителей электро-энергетического оборудования.

Литература

1.Меньшов Б.Г., Ершов М.С., Яризов А.Д. Электротехнические установки и комплексы в нефтегазовой промышленности: Учеб. Для вузов. – М.: ОАО «Издательство «Недра», 2000. – 487 с.; ил.

О ПОВЫШЕНИИ ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ НАДЕЖНОСТИ КАБЕЛЕЙ С ПЛАСТМАССОВОЙ ИЗОЛЯЦИЕЙ В ГОРОДСКИХ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СЕТЯХ

Лавров Ю.А. (Новосибирский государственный технический университет)

Постановка задачи.

В условиях физического и морального износа электротехнического высоковольтного оборудования и кабельных линий (КЛ) одной из главных задач системы электроснабжения потребителей в крупных городах-мегаполисах является сохранение ее устойчивого функционирования. Эта задача может быть решена при выполнении, в том числе, следующих условий:

- технического перевооружения распределительных кабельных сетей (РКС) на основе внедрения современных видов электрооборудования и КЛ нового поколения с улучшенными эксплуатационными и технико-экономическими показателями;

- внедрения в практику прогрессивных технологий диагностирования технического состояния КЛ в процессе их эксплуатации;

- проведения своевременной замены и реконструкции КЛ и электрооборудования в РКС.

При сооружении новых и реконструкции старых электросетевых объектов перед проектировщиками, потенциальными заказчиками и эксплуатационным персоналом возникает дилемма: какое оборудование применить – современное с улучшенными технико-экономическими показателями, но дорогостоящее или же морально устаревшее, но более дешевое. Для принятия оптимального решения необходимо быть в курсе современной технической политики, направленной на повышение эксплуатационной надежности и экономичности систем электроснабжения различных классов напряжения. В частности, для предприятий, занимающихся проектированием и эксплуатацией КЛ, важно иметь информацию по следующему ряду проблем и путям их практического решения:

- амплитудно-временные параметры перенапряжений, возникающих в процессе эксплуатации КЛ, и разработка требований к организационно-техническим защитным мерам по ограничению перенапряжений в РКС с учетом применяемых средств системы релейной защиты и системной автоматики, а также аппаратных мер;

- современные методы и средства диагностики технического состояния КЛ, позволяющих на практике превентивно осуществлять замену кабелей с критическими параметрами;

- особенности внедрения в РКС кабелей с пластмассовой изоляцией (КПИ) и коммутационных аппаратов с вакуумной и элегазовой изоляцией.

В процессе эксплуатации КЛ подвергаются перенапряжениям, термическим перегрузкам и механическим воздействиям, что приводит к снижению электрической прочности изоляции кабелей и ее преждевременному старению. Относительно высокая повреждаемость КЛ в РКС заставляет обслуживающий персонал работать в аварийновосстановительном режиме эксплуатации КЛ, что практически исключает проведение планомерной систематической работы по профилактике технического состояния кабелей своевременному выявлению электрически ослабленных локально мест. И Эксплуатационный персонал в ущерб плановым испытаниям и своевременной диагностике технического состояния КЛ вынужден отвлекать материальные и людские ресурсы на трудоемкие аварийно-восстановительные работы (в основном в неудобный зимне-весенний период) по ликвидации повреждений КЛ.

Несколько облегчить выше отмеченную ситуацию призваны кабели нового поколения, использующих в качестве изоляции сшитый полиэтилен (СПЭ), у которых согласно заверениям заводов-производителей поток отказа на один-два порядка меньше

по сравнению с кабелями с бумажной пропитанной изоляцией (КБПИ). Однако к этим показателям следует относиться не столь оптимистично, поскольку опыт наработки КПИ в отечественных РКС практически отсутствует, а распространение зарубежного опыта эксплуатации КПИ применительно к нашим условиям не совсем корректно. Это обусловлено рядом причин, которые могут в конечном итоге привести к каскадному выходу из строя КПИ после 10-15 лет их эксплуатации.

Опыт эксплуатации КБПИ в отечественных РКС, а также мониторинг различных аномальных режимов эксплуатации в городских кабельных сетях Барнаула и Новосибирска показал, что электрический пробой изоляции при однофазных замыканиях на землю (O33) в 60-70% случаев самоликвидируется и эксплуатационный персонал эти аварийные режимы не фиксирует. Высокая "живучесть" КБПИ обусловлена спецификой диэлектрической среды. В рассматриваемом случае перемежающаяся дуга горит в замкнутом объеме изоляции в месте возникновения O33 и в зависимости от величины емкостного тока замыкания на землю и скорости восстановления электрической прочности в месте горения дуги аварийный режим может самоликвидироваться.

Иная картина может иметь место при внедрении в распределительную сеть КПИ. При электрическом пробое твердого диэлектрика КПИ не смогут восстановить свою электрическую прочность и любое ОЗЗ будет приводить к устойчивому аварийному режиму. В этом случае эксплуатационному персоналу каждый случай возникновения ОЗЗ необходимо будет устранять. Таким образом, эксплуатационному персоналу следует принимать во внимание невозможность восстановления электрической прочности СПЭ-изоляции и заблаговременно предусмотреть и создать такие условия эксплуатации КПИ, которые минимизировали бы их каскадный выход из строя.

В настоящем докладе делается попытка обосновать необходимость *системного подхода*, который желательно принимать во внимание проектным организациям и эксплуатационному персоналу при внедрении КПИ на стадии проектирования новых и реконструкции старых участков РКС. К основным аспектам, определяющим эксплуатационную надежность КПИ, можно отнести следующие:

- режимы заземления нейтрали в РКС;

- уровни перенапряжений в РКС, возникающие при ОЗЗ с последующим переходом в однофазные дуговые замыкания (ОДЗ) и коммутациях фидеров вакуумными выключателями;

- грамотное проектирование трассы прокладки КПИ;
- интеллектуальная диагностика технического состояния КПИ;
- выбор оптимальных параметров профилактических испытаний КПИ.

Режимы заземления нейтрали в РКС.

При поэтапной замене кабелей с бумажной пропитанной изоляцией на КПИ в РКС будут эксплуатироваться в одной электрически связанной схеме кабели с различными механизмами пробоя и деградации электрической изоляции. На рис.1 в качестве примера приведена потенциально возможная схема участка РКС при постепенной замене кабелей традиционного исполнения с большим сроком эксплуатации на кабели нового поколения.

За рубежом кабельные сети эксплуатируются в основном с заземленной нейтралью и при возникновении режима O33 поврежденный фидер отключается с переводом потребителя на резервное электроснабжение, т.е. изоляционная конструкция «здоровых» фаз КПИ не находится длительное время под линейным напряжением. В зависимости от величины емкостного тока замыкания на землю отечественные РКС эксплуатируются с неэффективно заземленной либо изолированной нейтралью и при возникновении в них режима O33 изоляция "здоровых" фазах КПИ будет довольно длительно (до 4-6 часов) подвергаться воздействию номинального напряжения. Учитывая этот фактор конструкция отечественных КПИ была адаптирована к условиям эксплуатации в российских РКС за счет увеличения толщины изоляции кабеля номинальным напряжением 10 кВ с 3,4 мм до 4 мм. Таким образом, как бы увеличили инкубационный период зарождения триингов и

время его развития, которые собственно и определяют электрическую прочность и остаточный ресурс КПИ.



Рис.1 К анализу эксплуатации комбинированной РКС, состоящей из КБПИ и КПИ

Следует также обратить внимание на следующее. Согласно [1] в зависимости от значения емкостных токов замыкания на землю, возникшие в РКС режимы ОЗЗ на начальной стадии вследствие заплывания канала электрического пробоя могут самоустраняться через несколько периодов промышленной частоты, либо перейти в режим устойчивого горения дуги, длительностью в единицы и десятки секунд, с последующим переходом в режим глухого металлического замыкания. На начальном этапе ОДЗ повторные пробои в дуговом промежутке происходят при напряжении (0,6-1,0) U_{фт}, и в дальнейшем с науглероживанием канала электрического пробоя снижаются до (0,6-0,8)U_{фт}. Возникающие в переходном и установившемся режимах ОДЗ перенапряжения не превышают (2,3-2,5)U_{фm}. Такие амплитудно-временные параметры перенапряжений в комбинированной РКС могут привести не только к каскадному выходу из строя на участке электрически связанной сети нескольких КБПИ с ослабленной изоляцией, но и ускоренной деградации изоляционной конструкции КПИ. Устранить этот неблагоприятный фактор можно при использовании в РКС низкоомного резистивного заземления нейтрали, когда при возможности обеспечения резервного питания поврежденный кабель практически сразу же отключается. Следует отметить, что здесь акцент делается на низкоомное заземление нейтрали. Применение высокоомного заземления в РКС не актуально, поскольку перенапряжения в кабельных сетях при ОДЗ как правило не превышают 2,5 U_{фт}. Определяющим фактором при одновременной эксплуатации в комбинированной РКС кабелей с различной диэлектрической средой является не ограничение перенапряжений, а устранение самого явления длительного воздействия на фазную изоляцию КПИ линейного напряжения и перенапряжений при ОДЗ.

Таким образом, при поэтапном внедрении в РКС кабелей с изоляцией из СПЭ нельзя чисто механически заменять кабели традиционного исполнения на КПИ. Необходимо по возможности создавать для них более мягкие условия эксплуатации, связанные с уменьшением амплитудно-временных параметров перенапряжений при возникновении ОЗЗ и ОДЗ. В этом случае время зарождения и скорость роста триингов в СПЭ-изоляции будет снижена, а срок эксплуатации КПИ увеличен.

Коммутационные перенапряжения в РКС.

Согласно [1] зарегистрированные в РКС перенапряжения, обусловленные коммутациями выключателями, имеют незначительный уровень – $(2,1-2,3)U_{\phi m}$. Однако в настоящее время на смену масляным выключателям приходит новая коммутационная техника, использующая в качестве дугогасительной среды элегаз или вакуум. Применение вакуумных выключателей (ВВ), обладающих повышенным коммутационным ресурсом, для обслуживающего персонала несомненно благое дело. Однако при включении и отключении фидеров с помощью ВВ на КПИ воздействуют высокочастотные перенапряжения, существенно превышающие значения 2,3 U_{фm}.

В отличие от «мягкой» бумажной пропитанной изоляции твердая изоляция из СПЭ при воздействии высокочастотных перенапряжений со временем более интенсивно подвергается деградации и существенно снижает свои диэлектрические свойства, что обусловлено при резком вводе энергии в твердый диэлектрик разрывом связей на молекулярном уровне между молекулами углерода и водорода. Это приводит к изменению структуры и физико-механических свойств СПЭ и возникновению внутри его микрополостей, которые способствуют более быстрому зарождению и развитию в них электрических триингов.

В городских РКС основные коммутации приходятся на силовые трансформаторы, установленные на РП, ГПП или ТП, и реже на высоковольтные электродвигатели (ЭД), установленные на понизительных насосных станциях. При их отключении с помощью ВВ на изоляцию КПИ могут воздействовать высокочастотные (ВЧ) перенапряжения высокой кратности. При этом инициализация ВЧ-перенапряжений зависит от характеристик вакуумной дугогасительной камеры (ВДК) вакуумного выключателя и характеристик сети. Вероятность повторных зажиганий между расходящимися контактами ВДК зависит от исхода «соревнования» после погасания дуги между растущей электрической прочностью межконтактного промежутка на размыкающихся контактах и переходным напряжением на контактах восстанавливаюшимся выключателя. Определяющей характеристикой коммутационной способности ВВ является начальная скорость восстановления электрической прочности межконтактного промежутка, которая зависит от конкретного завода изготовителя и находится в диапазоне:

$$U_{\text{эл.пр.}}(t) = k(t+t_0),$$

где

 $t_0 = 100...200$ мкс — время между началом расхождения контактов и моментом прохождения тока промышленной частоты в ВВ через нулевой значение, k = 30...80 кВ/мс — скорость роста электрической прочности межконтактного промежутка.

Очевидно, что кратности ВЧ-перенапряжений можно снизить за счет применения в качестве защитных аппаратов нелинейных ограничителей перенапряжений (ОПН), но ОПН не "спасут" КПИ от высокочастотных (градиентных) перенапряжений. Поэтому актуально при внедрении КПИ в принципе отстроиться от воздействия таких перенапряжений, которые также опасны для витковой изоляции ЭД и силовых трансформаторов.

Численные исследования в различных схемах применения КПИ при их отключении ВВ показали, что для исключения повторных пробоев (инициирующих ВЧ-перенапряжения) ВДК должны иметь скорость восстановления электрической прочности межконтактного промежутка не менее 50-60 кВ/мс.

Приведем в качестве примера результаты исследований по анализу условий эксплуатации КПИ, обеспечивающих связь между понизительной насосной станцией ПНС-11 и подстанцией "Воинская" в Новосибирских городских электрических сетях (рис.2).

Параметры схемы следующие:

- для связи ПС "Воинская" с ПНС-11 для основного питания используются два КПИ однофазного исполнения фирмы Nexans напряжением 10 кВ (тип кабеля 3xNA2XS(F)2Y-1x500-RM/70-10; длина КПИ – 2952 м);

- для преобразования напряжения 10 кВ в напряжение 6 кВ в ПНС-11 установлен трансформатор «Т-1» типа ТМН-6300/10 10,5/6,3 кВ;

- РУ 6,10 кВ выполнено закрытого типа на ячейках КМ-1КФ (фирмы КЭМОНТ) и состоит из двух рабочих секций 6 кВ (№1, №2), секции резервного питания 6 кВ (№3), вводной секции 10 кВ (№4);

- РУ предназначено для питания нагрузки напряжением 6 кВ – электродвигателей насосов номинальным напряжением 6 кВ, понижающих трансформаторов 6/0,5 кВ регуляторов частоты, трансформаторов 6/0,4 кВ собственных нужд;

- суммарная мощность для электроснабжения I и II очереди строящейся ПСН-11 6300 кВт (нагрузка первой категории по надежности электроснабжения), мощность I очереди ПНС-11 – 3200 кВт;

- на подстанции "Воинская" для подключения кабельных фидеров, питающих ПНС-11, выделяются две ячейки на разных секциях шин №15 и №51;

- двухсекционное РУ 6 кВ на ПС "Воинская" укомплектовано масляными выключателями типа ВМП-10;

- двухсекционное РУ 6 кВ ПНС-11 укомплектовано ячейками типа КМ-1КФ, в которых установлены вакуумные выключатели типа ЗАН5 фирмы "Simens";

- режимы работы ПНС-11на первой секции шин: режим №1 - СН-1, режим №2 – СН-1+СН3+СН5; на второй секции аналогично; в целом на ПНС-11 максимальное количество одновременно работающих двигателей – 6 (остальные находятся в резерве).

Расчеты при варьировании скорости восстановления электрической прочности (СВЭП) в диапазоне 30-90 кВ/мс показали, что при коммутации КПИ длиной 2,95 км никаких опасений не должно возникать, поскольку при такой длине кабеля частоты восстанавливающегося напряжения на расходящихся контактах ВДК относительно не большие и повторные пробои в ВДК не возникают (рис.3,а и б). Частота восстанавливающегося напряжения на контактах (ВНК) определяется наложением на промышленную частоту высокочастотной составляющей, обусловленной параметрами коммутируемого кабеля и эквивалентного кабеля остальных присоединений, а также составляющей средней частоты в основном определяемой индуктивностью источников питания и емкостью всех кабелей. При уменьшении длины КПИ на порядок за счет увеличения частоты ВНК в ВДК происходят повторные пробои и на КПИ воздействуют высокочастотные перенапряжения (рис.3, в и г).

Исследования показали, что для рассматриваемой схемы электроснабжения ПНС-11 с помощью КПИ предельная СВЭП ВДК должна быть не менее 28 кВ/мс (рис.4). На ПНС-11 в ячейках КМ-1КФ установлены вакуумные выключатели типа ЗАН5 фирмы "Simens". В настоящее время эти ВВ обладают СВЭП ВДК в среднем не менее 40-50 кВ/мс. Таким образом, при отключении вакуумным выключателем со стороны ПНС-11 КПИ относительно большой протяженности на кабель не будут воздействовать ВЧ-перенапряжения и выдвигать какие-либо требования к параметрам ВВ нет необходимости.



Рис.2 Схема электроснабжения ПНС-11 с помощью КПИ 10 кВ

Несколько иная картина наблюдается при отключении ВВ высоковольтных ЭД, присоединенных к секции шин чрез кабели с бумажной пропитанной изоляцией длиной 50-60 метров. В этом случае высокая частота восстанавливающегося напряжения на расходящихся контактах ВДК способствует превышению ВНК над СВЭП и возникают повторные пробои, инициирующие ВЧ-перенапряжения, воздействующие на изоляции ЭД и КПИ (рис.5). В этом случае ОПН, установленный в ячейках не защищает ЭД. При установке же ОПН на двигателе за счет изменения вида кривой ВНК повторных пробоев не наблюдается.

Следует отметить, что если определяющая характеристика коммутационной способности ВВ (начальная СВЭП межконтактного промежутка) будет отвечать требованиям международного стандарта IEEE Std C37.013 и составлять не менее 425 кВ/мс, то проблем при отключении ЭД вакуумными выключателями не будет. В настоящее время фирма Simens декларирует еще более высокие показатели начальной СВЭП межконтактного промежутка для выпускаемых ими ВВ.

Исследования показали, что в рассматриваемой схеме применения КПИ при отключении со стороны ПНС-11 вакуумным выключателем кабельной вставки с изоляцией из СПЭ на КПИ не воздействуют ВЧ-перенапряжения. Это обусловлено низкой частотой восстанавливающегося напряжения на межконтактном промежутке из-за относительно большой длины КПИ. При использовании ВВ с начальной СВЭП межконтактного промежутка не менее 30 кВ/мс в ВДК не будут наблюдаться повторные пробои. В настоящее время фирма Simens выпускает ВВ с параметрами СВЭП не менее 40-60 кВ/мс. Таким образом, в исследуемой схеме при коммутации вакуумными выключателями кабелей с пластмассовой изоляцией на них не будут воздействовать ВЧ-перенапряжения высокой кратности, инициирующие ускоренную деградацию СПЭ-изоляции.



Рис.3 Кривые скорости восстановления электрической прочности на межконтактном промежутке (а, в) и уровни перенапряжений на КПИ (б, г) при отключении кабельной линии вакуумным выключателем со стороны ПНС-11: СВЭП – 40 кВ/мс, длина КПИ 2,95 км (а, б) и 0,295 км (в,г)



Рис.4 К определению предельной СВЭП ВДК при отключении КПИ вакуумным выключателем со стороны ПНС-11 (dU/dt_{пр.эл.пр.}= 28 кВ/мс, l_{КПИ}= 2,95 км)



Рис.5 К анализу процессов на ВДК (а), двигателе (б) и КПИ (в) при отключении ВВ электродвигателя на ПНС-11 (ОПН установлен в ячейке, l_{ka6} = 65 м, СВЭП – 90 кВ/мс)

Проектирование трассы прокладки КПИ.

Отечественная практика проектирования КПИ показала, что из-за малого опыта проектировщики иногда не достаточно уделяют внимание особенностям прокладки кабелей нового поколения. Это обусловлено следующим обстоятельством. Наиболее распространёнными в настоящее время являются КПИ однофазного исполнения (ОИ), что предопределяет большие строительные длины, лёгкость монтажа и возможность выполнения кабелей с большими номинальными сечениями жилы. Однако однофазная конструкция КПИ накладывает определенные ограничения на способы их прокладки в отличие от кабелей традиционных трехфазных конструкций с бумажной пропитанной Например, в [2] оговариваются допустимые температурные условия изоляцией. эксплуатации кабеля при различных способах его прокладки, а в [3,4] подчеркиваются особенности прокладки КПИ в местах, требующих их механической защиты с помощью труб - при пересечении инженерных сооружений, автомобильных дорог, естественных препятствий и т.п. Невыполнение регламента прокладки КПИ в этих случаях может привести по крайне мере к двум негативным явлениям: к тепловому разрушению кабеля при его эксплуатации в номинальном режиме, либо локальному снижению электрической прочности СПЭ-изоляции на участке кабеля, заключенного в защитную трубу. Очевидно, что комбинированное воздействии электрического и нерасчетного теплового полей при ВЧ-перенапряжений (инициируемых вакуумными наложении выключателями) может привести на "особых участках" к преждевременному развитию в КПИ электрически ослабленных мест.

В [5] на основе экспериментальных данных и мультифизического численного моделирования было показано: пофазная прокладка КПИ ОИ в стальных трубах недопустима из-за появления дополнительного источника тепла в виде вихревых токов в стальной трубе, что приводит к увеличению температуры в конструкции выше допустимой и выходу кабеля из строя; если это не требуется по условиям механической прочности, то следует по возможности избегать прокладки кабелей в трубах из ферромагнитных материалов, а применять неметаллические трубы (например, асбоцементные или пластмассовые)

Интеллектуальная диагностика технического состояния КПИ.

Учитывая отсутствие эффекта самозалечивания изоляционной конструкции КПИ для них очень актуально своевременное выявление электрически ослабленных мест. Диагностику технического состояния КПИ необходимо осуществлять по американскому принципу - "терапия вместо хирургии", т.е. по возможности работать на опережение и превентивно предупреждать каскадный выход из строя КПИ. После диагностического обследования и всестороннего анализа основных количественных характеристик диагностируемых параметров (напряжения зажигания частичных разрядов (ЧР), выделяемая ЧР энергия, tgδ и т.д.) эксплуатационный персонал в основном интересует следующая информация: максимально достоверный прогноз остаточного ресурса кабеля; рекомендации по дальнейшим условиям эксплуатации кабеля; сроки проведения последующего диагностического обследования; какие в будущем должны быть параметры профилактических испытаний диагностируемого кабеля.

В настоящее время нет единой точки зрения на алгоритм и методику проведения как профилактических испытаний, так диагностического обследования для КЛ различного конструктивного исполнения. Для КПИ эта проблема еще более актуальна, поскольку твердый диэлектрик из СПЭ не обладает эффектом самозалечивания электрически ослабленных мест. Для КПИ каждый электрический пробой всегда приводит к возникновению аварийного режима эксплуатации и необходимости монтажа соединительной муфты. Поэтому для кабелей нового поколения особенно важно отслеживать динамику деградации СПЭ-изоляции и своевременно предупреждать их выход из строя. Сегодня у эксплуатационного персонала РКС появляется уникальная возможность осуществлять мониторинг "текущего здоровья" КПИ с самого начала его

ввода в эксплуатацию. Зарубежный и относительно небольшой отечественный опыт эксплуатации КПИ среднего напряжения показал, что снижение электрической прочности СПЭ-изоляции в значительной степени зависит не только от исходного качества кабелей (технология изготовления которых и, как следствие качество, может несколько отличаться для разных производителей), но и от конкретных условий эксплуатации КПИ (квалификации монтажного персонала; способа прокладки кабеля в специальных местах; амплитудно-временных параметров воздействующих перенапряжений; режима заземления нейтрали, параметров диагностических и профилактических испытаний). Таким образом, имея с одной стороны на основе постоянного мониторинга информацию о том, каким эксплуатационным воздействиям подвергается кабель с самого начала его эксплуатации, а с другой стороны на основе диагностического обследования информацию о фактическом состоянии его "здоровья" можно с достаточным основанием прогнозировать реальный остаточный ресурс кабеля.

Следует отметить, что определение остаточного ресурса КПИ, работающего в полевых условиях, задача достаточно сложная и не имеющая однозначного решения. Это связано с многообразием эксплуатационных факторов, воздействующих на КПИ, и определенными трудностями по выявлению наиболее информативных параметров, адекватно отражающих процессы деградации СПЭ-изоляции. Для выдачи максимально достоверного диагноза и выработки рекомендаций по дальнейшей эксплуатации кабеля необходимо иметь квалифицированного "Врача-Эксперта", который сможет дать заключение о фактическом состоянии "здоровья" КЛ на основе интегрированного анализа количественных критериев диагностируемых параметров с учетом конкретных условий и продолжительности эксплуатации кабеля. Очевидно, что только при таком интеллектуальном подходе, аккумулирующим все информационно-значимые факторы и возможно адекватно оценить технического состояние КПИ.

Выводы

При поэтапном внедрении в РКС кабелей нового поколения в силу специфики СПЭ-изоляции нельзя чисто механически подходить к замене кабелей с бумажной пропитанной изоляцией на кабели с пластмассовой изоляцией. Повышение эксплуатационной надежности КПИ должно рассматриваться с позиций системного подхода, когда проектные организации и эксплуатационный персонал на стадии проектирования новых и реконструкции старых участков РКС должны учитывать все аспекты, определяющие эксплуатационную надежность КПИ. В частности необходимо обратить внимание на: оптимальный выбор режима заземления нейтрали; грамотный выбор вакуумных выключателей, с требуемыми параметрами ВДК; грамотное проектирование трассы прокладки КПИ; необходимость интеллектуальной диагностики технического состояния КПИ и выбор оптимальных параметров профилактических испытаний КПИ.

Литература

1. Кадомская К.П., Качесов В.Е., Лавров Ю.А., Овсянников А.Г., Сахно В.В. Диагностика и мониторинг кабельных сетей среднего напряжения.- Электротехника.- 2000.-№11.- с. 48-51

2. Кабели силовые с изоляцией из сшитого полиэтилена на напряжение 10, 20, 35 кВ. Технические условия. ТУ 16.К71-335-2004. (ОАО ВНИИКП)

3. Инструкция по прокладке кабелей силовых с изоляцией из сшитого полиэтилена на напряжение 10, 20 и 35 кВ. RUKAB/ID 23-2-019 (АВВ Москабель)

4. Инструкция. Прокладка силовых кабелей на напряжение 10 кВ с изоляцией из сшитого полиэтилена. ИМ СК-20-03 (Камкабель)

5. Кадомская К.П., Лавров Ю.А., Кандаков С.А. К вопросу об условиях прокладки кабелей с пластмассовой изоляцией в электрических сетях среднего напряжения/ Новости электротехники.-2006.- №6.

ОГРАНИЧЕНИЕ ПЕРЕНАПРЯЖЕНИЙ В ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ, СОДЕРЖАЩИХ АВТОНОМНЫЕ ИСТОЧНИКИ ПИТАНИЯ И СЕТЯХ ГЕНЕРАТОРНОГО НАПРЯЖЕНИЯ

Кадомская К.П., Петрова Н.Ф.

(Новосибирский государственный технический университет)

Введение. Характерной особенностью электрических сетей, содержащих вращающиеся электрические машины (ЭМ), является относительно низкая электрическая прочность статорной изоляции ЭМ по сравнению с прочностью другого электрооборудования. Вопросы защиты от перенапряжений сетей, содержащих электрические двигатели (сетей собственных нужд электрических станций и других сетей специального назначения: компрессорных и насосных станций магистральных газо- и нефтепроводов, городских сетей системы водоснабжения и др.) были достаточно подробно отражены в периодической печати, в частности в [1]. В настоящей статье на примерах сетей генераторного напряжения блоков электрических станций и передвижных автономных электрических станций (ПАЭС) рассматриваются вопросы защиты от перенапряжений электрических сетей, содержащих генераторы. Генераторы блоков электрических станций выдают мощность на высоком напряжении (рис.1,а), ПАЭС – на генераторном напряжении (рис.1,б).



Рис. 1. Принципиальные схемы блока электрической станции (а) и секции ПАЭС (б)

Из приведенных схем видно, что в случае связи трансформатора блока с ОРУ ВН с помощью воздушной перемычки (рис.1,а) оборудование сети генераторного напряжения необходимо защищать не только от коммутационных, но и от грозовых перенапряжений. В схеме ПАЭС генераторы связаны с сетью 6 кВ с помощью кабелей, которые даже в случае, если от шин ПАЭС отходят воздушные линии 6 кВ, являются не только "самозащищенными" элементами при грозовых поражениях ВЛ, но и элементами, защищающими изоляцию статора генератора от грозовых перенапряжений.

Внутренние перенапряжения в сетях с генераторами и защита от них.

В рассматриваемых сетях от способа соединения нейтрали сети с землей зависят перенапряжения, возникающие в процессе однофазных дуговых замыканий на землю (ОДЗ). Исследования, проведенные многочисленными исследователями, показали, что перенапряжения, возникающие при повторных зажиганиях дуги, ограничиваются до безопасного уровня при оснащении сети высокоомным резистором, величина сопротивления которого выбирается, исходя из разряда емкости сети через резистор за время порядка половины периода промышленной частоты. Следовательно, при оснащении нейтралей генераторов высокоомными неотключаемыми сопротивлениями не требуется специальной защиты изоляции генераторов от перенапряжений при ОДЗ.

Требования к величинам сопротивлений в нейтрали генератора блока и к их энергоемкости при широком диапазоне изменения входных емкостей генераторов (как гидрогенераторов, так и турбогенераторов) приведены в табл.1.

Таблица 1

Гребования к параметрам резисторов в нейтралях генераторов блоков	
электрических станций	

C_{Φ} , мк Φ	0,2	0,4	0,6	0,8	1	1,2	1,4	1,6
R_N , Ом	5300	2650	1770	1325	1060	885	760	665
$W_{ m OД3}$, кДж	1,5	2,0	4,0	6,4	9,0	11	14	17
<i>W</i> _{O33} , кДж	7,8	15,6	23,4	31,2	39,0	46,7	54,4	62,2

Из таблицы видно, что энергоемкость резисторов определяется стационарным режимом однофазного замыкания на землю (ОЗЗ), длительность которого принята равной времени действия быстродействующей релейной защиты (≅0,5 – 0,6 с). В схемах ПАЭС из-за относительно малой емкости генераторов мощностью порядка 2500 кВт сопротивления резистора в нейтрали составляет величину порядка 6500 Ом.

Способ соединения нейтрали сети с землей несущественно сказывается на уровнях перенапряжений, возникающих при коммутациях включения и отключения генераторными выключателями. Именно последние перенапряжения при резистивном заземлении генераторов и определяют требования к защитным аппаратам типа ОПН, устанавливаемым на стороне генераторного напряжения (рис.1).

Перенапряжения, возникающие при включении генераторного выключателя (ГВ). Опасные для изоляции электрооборудования сети перенапряжения могут возникнуть лишь при так называемой "грубой" синхронизации генератора с сетью, т.е. в случае, если включение генератора происходит в момент, когда векторы э.д.с. генератора и напряжения на шинах разошлись на угол, близкий к 180⁰.

Расчетная схема для анализа перенапряжений при включении генератора приведена на рис.2.



Рис.2. Расчетная схема при включении первого полюса генераторного выключателя

Поскольку включение полюсов выключателя практически всегла происходит неодновременно, то в качестве расчетных принимались перенапряжения, возникающие при включении первого полюса выключателя. При таком включении происходит наибольшее "смешение" нейтрали И, следовательно, возникают наибольшие перенапряжения на не включенных фазах с обеих сторон выключателя. Очевидно, что кратности перенапряжений относительно земли на оборудовании, расположенном с той или другой стороны выключателя, определяются величиной напряжения на соответствующей нейтрали сети (на нейтрали генератора и на условной нейтрали обмотки НН силового трансформатора блока, соединенной в треугольник, или секции шин 6 кВ в схеме ПАЭС). Это напряжение можно оценить по простейшим зависимостям:

$$U_{1N} = U_{Bm} \frac{C_{\phi\kappa(mp)}}{C_{\phi\kappa(mp)} + C_{\phir}} , U_{2N} = U_{Bm} \frac{C_{\phi r}}{C_{\phi\kappa(mp)} + C_{\phi r}},$$
(1)

где $U_{Bm} = 2U_{\phi m} \sin \delta / 2$.

В схеме блока емкость обмотки НН силового трансформатора существенно меньше входной емкости генератора ($C_r / C_m = 20...120$). В схеме ПАЭС, наоборот, емкость кабеля существенно больше емкости генератора (С, /С, =0,04...0,06). Следовательно, в схеме блока $U_{N1}/U_{N2} = 0,008...0,05$, а в схеме ПАЭС это отношение близко к единице. Поэтому в схеме блока со стороны генератора, а в схеме ПАЭС – со стороны кабеля перенапряжений не возникает. Следовательно, в схеме блока электрической станции ОПН следует устанавливать на стороне низшего напряжения силового трансформатора, т.е. после выключателя, а в схеме ПАЭС – непосредственно на генераторе. Поскольку в схеме блока электрической станции перенапряжения в режиме синхронизации возникают со стороны обмотки низшего напряжения силового трансформатора, характеризуемой высокой электрической прочностью $4U_{\rm dm}$), лостаточно (порядка то **VDOBH**И перенапряжений оказываются меньше этого допустимого уровня. Поэтому параметры ОПН в схеме блока следует выбирать (в случае воздушной перемычки между трансформатором блока и ОРУ ВН), исходя из условий ограничения грозовых перенапряжений. Приведем требуемые параметры ОПН, устанавливаемых у генераторов на ПАЭС. В табл.2 приведены результаты расчетов ограниченных перенапряжений, возникающих при включении генератора ПАЭС в режиме "грубой" синхронизации. В таблице приведены результаты расчетов для ОПН, изготавливаемых различными фирмами, а также для ОПН, характеристики которого предложены при выполнении настоящей работы в НГТУ (опорная точка ВАХ ОПН – $2.6U_{\rm dm}$ при токе 250 А).

Таблица 2

	Без ОПН	Феникс (Новосиб.)	Таррила-	Комета	Пред-
Характеристики			1 аврида- Эпектрик	энерго-	лагае-
			(Москва)	маш	мый
			(MOCKDU.)	(Новосиб.)	(НГТУ)
$U/U_{ m \phi m}$	3,06	2,47	2,55	2,73	2,22
Ток ОПН, А	-	5,46	4,9	3,64	8,7
W _{ОПН} , кДж∕кВ	-	8,5e-3	6,1e-3	1,63e-3	0,015
<i>P</i> _{рез} , кВт	22,6	15,6	16,5	18,6	14,4

Требования к ОПН, устанавливаемых у генераторов ПАЭС при оснащении их нейтралей резисторами



Рис.3. Включение в режиме синхронизации генератора ПАЭС; (а) – наряжения на фазах и на нейтрали, (б) – токи в ОПН

Расчетные осциллограммы при неполнофазном включении генератора ПАЭС, оснащенного резистором в нейтрали и ОПН на выводах, приведены на рис.3.

Перенапряжения, возникающие при отключении генераторного выключателя. Эти перенапряжения зависят не только от схемы отключаемого присоединения, но и от характеристик дугогасительной среды генераторного выключателя. В настоящее время в схемах блоков генераторного напряжения используются, как правило, воздушные выключатели, в схемах ПАЭС – масляные выключатели. При оснащении ПАЭС масляными выключателями опасных повторных зажиганий дуги в выключателе при его отключении не наблюдается. При использовании в схемах блоков воздушных выключателей успешного отключение происходит за счет установки на стороне НН трансформатора дополнительных конденсаторов, предназначенных блоков ДЛЯ ограничения грозовых перенапряжений при набегании на блок по воздушной перемычке срезанных волн. Установка элегазовых выключателей в блоках также предполагает одновременную установку дополнительных конденсаторов. Анализ возможности использования элегазовых выключателей в схемах ПАЭС показал, что высокая скорость восстановления электрической прочности элегаза после погасания дуги практически исключает её повторные зажигания. Следовательно, высокие кратности перенапряжений при отключении могут возникнуть лишь при оснащении сети генераторного напряжения выключателями с жестким дугогашением, т.е. способными отключать ток, содержащий в основном высокочастотную составляющую, возникшую при повторном зажигании дуги в выключателе. В этом случае возникает так называемая эскалация перенапряжений. В настоящее время вакуумные выключатели в мировой электроэнергетической практике стали внедряться и в схемах достаточно мощных блоков. ОПН, установленные в сети генераторного напряжения могут ограничить перенапряжения относительно земли. Однако исследования показывают, что при этом градиентные перенапряжения, возникающие на продольной изоляции обмотки статора, превосходят уровень, допустимый для витковой и катушечной изоляции этой обмотки. Поэтому при проектировании дугогасящей камеры вакуумных выключателей следует обеспечивать такую скорость восстановления электрической прочности, при которой не будет наблюдаться повторных зажиганий дуги в вакуумной дугогасительной камере (ВДК). Возрастание электрической прочности в ВДК после погасания дуги обычно описывается в виде: $u_{\text{эл.пр.}}(t) = k(t + t_0)$, где k – скорость восстановления электрической прочности, t_0 – время между началом расхождения контактов и прохождением тока промышленной частоты через нулевое значение. На рис.4 приведены области в координатах k-to, при

которых не будет наблюдаться повторных зажиганий дуги в ВДК генераторного выключателя блока при различных точках трехфазного к.з. в блоке (1 – за трансформатором, 2 – между трансформатором и выключателем, 3 – у генератора). Аналогичные области для генераторного выключателя на ПАЭС приведены на рис. 5.



Рис.4. Области параметров ВДК, при которых не наблюдается повторных зажиганий дуги при отключении блока.



Рис.5. Области параметров ВДК, при которых не наблюдается повторных зажиганий дуги при отключении генератора на ПАЭС

Полученные требования к ВДК не являются чрезмерными, так как согласуются с достижениями в области вакуумных выключателей ведущих мировых фирм (в частности, фирмы *SIEMENS*).

Грозовые перенапряжения в сети генераторного напряжения блоков электрических станций. Расчетная схема при ударе молнии в воздушную перемычку, связывающую силовой трансформатор блока с ОРУ ВН, приведена на рис.6,а. На рис.6,б приведена модель трансформатора блока.



Рис.6. Расчетная схема при исследовании грозовых перенапряжений в схеме блока (a) и модель силового трансформатора (б)

В случае набегания на трансформатор срезанных волн их переход на сторону генераторного напряжения определяется электростатическими связями между обмотками трансформатора, при этом коэффициент деления в первом приближении может быть оценен как $k_{3,ct} = C_{12} / (C_{12} + C_1)$. При воздействии полных волн импульс напряжения на стороне генераторного напряжения содержит два максимума: первый максимум определяемый. В OCHOBHOM, электростатическими связями между обмотками трансформатора, второй электромагнитными связями, характеризуемыми трансформатора $k_{_{\mathfrak{I}.\mathrm{M.}}} = U_{\mathrm{HH}} / U_{\mathrm{BH}}.$ коэффициентом трансформации Поскольку $k_{_{9.CT.}} >> k_{_{9.M.}}$ (в рассмотренном блоке $k_{_{9.CT.}} = 0,55$, $k_{_{9.M.}} = 15,75/500 = 0,03$), срезанные волны оказываются более опасными для изоляции оборудования генераторного напряжения, чем полные. При воздействии срезанных волн с помощью ОПН ВН, установленного со стороны обмотки высшего напряжения, невозможно ограничить перенапряжения на стороне генераторного напряжения до допустимого уровня. Это обусловлено большим коэффициентом k_{э ст}, обеспечивающим упреждающее "срабатывание" ОПН НН по сравнению с ОПН ВН. При воздействии полных волн "срабатывание" ОПН ВН обеспечивает приемлемый уровень грозовых перенапряжений на стороне генераторного напряжения. Для обеспечения надежной грозоупорности генератора блока при воздействии срезанные волна на стороне обмотки НН трансформатора устанавливается специальные безындуктивные конденсаторы емкостью порядка 0,1 - 0,2 мкФ. Следовательно, установка ОПН в сети генераторного напряжения блока при оснащении генератора высокоомными резисторами требуется лишь для ограничения грозовых перенапряжений, возникающих при воздействии полных волн с крутыми фронтами. Выводы.

- 1. Исключение опасных перенапряжений в сетях генераторного напряжения как блоков электрических станций, так и ПАЭС при ОДЗ достигается путем высокоомного заземления нейтралей генераторов.
- **2.** В сетях генераторного напряжения блока ОПН следует устанавливать на стороне НН трансформатора блока, а в схемах ПАЭС непосредственно на выводах генераторов.
- **3.** В сетях генераторного напряжения блоков, нейтрали которых оснащены высокоомными резисторами, на ОПН возлагается лишь защита статорной изоляции генератора при воздействии полных волн с крутыми фронтами. При этом эти ОПН будут "срабатывать" и при грубой синхронизации блока, хотя перенапряжения, возникающие при этом на стороне НН трансформатора блока, где установлен ОПН, не достигают уровня опасного для изоляции обмотки НН трансформатора. Расчеты показывают, что энергоемкость ОПН в этом случае отвечает ОПН 1 2 групп, а опорная точка ВАХ ОПН отвечает остающемуся напряжению порядка 2,8 $U_{\rm dm}$ при токе 3 5 кА (в зависимости от напряжений сети генераторного и высшего напряжения блока).
- 4. В сетях генераторного напряжения ПАЭС при оснащении нейтралей генераторов высокоомными резисторами с сопротивлением порядка 6500 Ом (мощность резистора порядка 30 кВт), характеристики ОПН выбираются, исходя из требуемого уровня ограничения перенапряжений, возникающих при "грубой" синхронизации генераторов. При этом длительно выдерживаемое напряжение ОПН $U_c = 6,6$ кВ; опорная очка ВАХ ОПН $U_{ocr} = 13,5$ кВ при $I_{OПHm} = 250$ А; удельная энергия, поглощаемая защитными аппаратами во время единичного "срабатывания" $W_{yg} = W_{OПH}/U_c \cong 0,15$ кДж/кВ, что отвечает первой группе аппаратов по этому параметру.
- 5. В случае оснащения блоков электрических станций и ПАЭС вакуумными выключателями скорость восстановления электрической прочности межконтактного промежутка в ВДК должна обеспечивать отсутствие повторных зажиганий, приводящих к недопустимо большим витковым перенапряжениям. Этому условию

при упреждении момента начала расхождения контактов момента прохождения отключаемого тока промышленной частоты через нулевое значение порядка 300 мкс отвечает скорость восстановления электрической прочности межконтактного промежутка в ВДК не менее 60 – 80 кВ/мс.

Литература.

1. Дегтярев И.Л., Кадомская К.П., Копылов Р.В. Режимы заземления нейтрали и защита от перенапряжений электрических сетей с вращающимися электрическими машинами. Тр. Всероссийской научно-технической конференции «Ограничение перенапряжений и режимы заземления нейтрали сетей 6-35 кВ».-Новосибирск.-15-17 октября 2002.-С.147-152.

Исследование эффективности антирезонансных трансформаторов напряжения типа НАМИ в сетях 6-35 кВ с изолированной нейтралью

Лаптев О.И.

(НГТУ, кафедра ТиЭВН, г. Новосибирск)

Постановка исследований

В сетях средних классов напряжения, эксплуатируемых с изолированной нейтралью, наблюдается достаточно большая аварийность трансформаторов напряжения (ТН) типов НТМИ, ЗНОМ и ЗНОЛ вследствие возникновения опасных феррорезонансных колебаний, приводящих к появлению недопустимых токов в обмотке высшего напряжения ТН. [1-3]. Основной причиной феррорезонансных процессов в этих сетях являются однофазные дуговые замыкания (ОДЗ). Поскольку ТН - маломощные трансформаторы, то и соблюдение резонансых условий, как правило, удовлетворятся при относительно небольших емкостях сети. Это условие чаще выполняется В воздушных распределительных сетях, так как емкости на землю ВЛ существенно меньше, чем емкости кабельных линий того же класса напряжения. Кабельные сети собственных нужд электрических станций, а также насосных и компрессорных станций магистральных нефте и газопроводов имеют существенно меньшую протяженность, чем распределительные сети тех же классов напряжения (6 и 10 кВ). В этих сетях также возникают опасные феррорезонансные колебания при ОДЗ. Опасность повреждения трансформаторов напряжения существенно увеличивается при секционировании, т.е. включении нескольких ТН параллельно. Традиционная мера нарушения условий существования опасных феррорезонансных колебаний в этих сетях – включение в рассечку обмотки ТН, соединенной в открытый треугольник, активного сопротивления величиной 25 Ом (рис.1, а), не всегда позволяет исключить возникновение опасных токов в обмотке ВН ТН. мерами нарушения условий Существенно более радикальными возникновения стационарных феррорезонансных колебаний является изменение конструкции ТН. т.е. создание антирезонансных трансформаторов напряжения типа НАМИ. Принципиальная схема конструкции традиционных ТН и антирезонансных ТН типа НАМИ приведены на рис.1.



Рис.1. Принципиальная схема соединения обмоток ТН типов НТМИ (а) и НАМИ (б)

Трансформатор напряжений типа НАМИ имеет замкнутую компенсационную обмотку и дополнительный трансформатор в нейтрали. Дополнительный трансформатор служит для измерения напряжения нулевой последовательности. Он выполнен в классе

точности 3.0, с большим количеством витков; обладает практически линейной вольтамперной характеристикой и большим индуктивным сопротивлением.

Одним из основных назначений ТН типов НТМИ является измерение напряжения нулевой последовательности. Для этой цели ТН выполняется с тремя раздельными магнитопроводами в одном корпусе [4]. Измерение напряжения нулевой последовательности производится при помощи дополнительной обмотки, соединённой в разомкнутый треугольник. ТН типа НАМИ также имеет три отдельных магнитопровода на каждую фазу.

Математическая модель

При исследовании феррорезонансных процессов, наиболее существенной характеристикой трансформатора напряжения является кривая намагничивания магнитопровода. При исследовании использовались кривые намагничивания трансформаторов напряжения, определённые экспериментально в [5]. Эти кривые намагничивания приведены на рис.2.



Рис.2. Экспериментальные кривые намагничивания ТН типа НТМИ-10 (1) и НТМИ-6 (2)

Электрическая схема замещения приведена на рис.3. Схема составлена для ТН типа НАМИ (у трансформаторов типа НТМИ, ЗНОМ компенсационная обмотка разомкнута или замкнута на сопротивление 25 Ом).



Рис.3. Электрическая схема замещения ТН.

Уравнения (1)-(5) описывают процессы в приведенной на рис.3 электрической схеме замещения ТН:

$$u_{\Gamma} - \dot{i}_{1\Gamma} \cdot R_1 - L_1 \cdot \frac{d\dot{i}_{1\gamma}}{dt} - \frac{d\psi_{\gamma}}{dt} - u_N = 0, \Gamma = a, b, c, \qquad (1)$$

$$3R'_{2}i'_{2} + 3L'_{2}\frac{di'_{2}}{dt} + \sum \frac{d\psi_{\gamma}}{dt} = 0, \ r = a, b, c ,$$
⁽²⁾

$$\frac{d\Psi_{\gamma}}{dt} = R_0(i_{1\gamma} - i_{\mu\gamma}), \qquad \Gamma = a, b, c, \qquad (3)$$

$$i_{\mu\gamma} + i'_2 = f(\Psi_{\gamma}), \qquad \Gamma = a, b, c \qquad (4)$$

$$u_N = R_N i_N + L_N \frac{di_N}{dt}, \qquad i_N = \sum i_{1\gamma} \quad , \ r = a, b, c \; . \tag{5}$$

В этих уравнениях: n_1, n_2 - числа витков обмоток ВН и НН соответственно. У ТН типа НТМИ нейтраль обмоток ВН заземляется и $u_N = 0$.

Схема замещения сети 6-35 кВ, используемая для исследования процессов в ТН при однофазных дуговых замыканиях на землю, приведена на рис.4. При составлении схемы замещения не учитывалась нагрузка в сети, а также индуктивное и активное сопротивления кабельных линий.



Рис.4. Схема замещения сети с изолированной нейтралью для исследования процессов в ТН при ОДЗ.

Процессы в схеме рис.4 (за исключением процессов в ТН) описываются в виде:

$$\begin{cases} u_{N1} = \frac{\sum u_{\gamma}}{3}, \\ e_{\gamma} + u_{N1} - i_{s\gamma} \cdot R_{s} - L_{s} \cdot \frac{di_{s\gamma}}{dt} - u_{\gamma} = 0, \\ i_{L\gamma} = i_{s\gamma} + \frac{e + u_{N1} - u_{\gamma}}{R_{s0}}, \\ \mathbf{C} \cdot \frac{d\mathbf{U}}{dt} = \mathbf{I}_{L} - n_{T} \cdot \mathbf{I}_{1} - |u_{a} / R_{\mu} - \mathbf{0} - \mathbf{0}|. \end{cases}$$

$$(6)$$

В уравнениях (6)

$$\mathbf{C} = \begin{pmatrix} C_{\phi} + 2 \cdot C_{\phi\phi} & -C_{\phi\phi} & -C_{\phi\phi} \\ -C_{\phi\phi} & C_{\phi} + 2 \cdot C_{\phi\phi} & -C_{\phi\phi} \\ -C_{\phi\phi} & -C_{\phi\phi} & C_{\phi} + 2 \cdot C_{\phi\phi} \end{pmatrix}.$$
(7)

-матрица собственных и взаимных суммарных ёмкостей фаз сети (7); U, I_L, I₁ векторы напряжений на фазах, токов в фазах источника и токов в фазах трансформатора соответственно; R_s, L_s, R_{s0} - активное сопротивление, моделирующее потери в меди источника (силовой трансформатор), индуктивность источника и активное сопротивление, моделирующее потери в стали источника; R_{d} - сопротивление в месте дугового замыкания; n_{T} - число трансформаторов напряжения.

Моделирование зажигания и погасания дуги производится в соответствии с гипотезой Петерсена, согласно которой зажигание дуги происходит в момент максимума напряжения на повреждённой фазе, а погасание – при первом переходе тока в дуге через ноль [1]. Переходный процесс при повторном зажигании дуги характеризуется двумя составляющими: высокочастотной составляющей, связанной с разрядом ёмкости замкнутой на землю фазы, и составляющей средней частоты, обусловленной перезарядкой ёмкостей «здоровых» фаз через сопротивление источника (силового трансформатора). Последняя частота и момент погасания дуги определяются по выражениям (8).

$$f_{0} = \frac{1}{\sqrt{3 \cdot L \cdot (C_{\phi} + C_{\phi\phi})}},$$

$$t_{\text{пог.д}} = t_{3ax.d} + \frac{1}{2 \cdot f_{0}}.$$
(8)

Исследование феррорезонанса при ОДЗ

На рис.5 приведены компьютерные осциллограммы токов в TH (рис.5,а) и напряжения на фазах сети (рис.5,б) при одном зажигании и погасании дуги. Расчёт был выполнен для сети 10 кВ с суммарной ёмкостью 2.0 мкФ при двух параллельно включённых TH типа HTMИ-10. Из рис.5 видно, что в этом расчётном случае возникает устойчивый режим феррорезонанса с большими кратностями токов в обмотках TH.



Puc.5. Компьютерные осциллограммы токов в фазах ТН и напряжений на фазах сети при одном зажигании дуги.

ТН типа НАМИ обладает антирезонансными свойствами вследствие того, что замкнутая компенсационная обмотка шунтирует нелинейную индуктивность намагничивания нулевой последовательности, образующуюся из-за того, что фазы ТН магнитно не связаны между собой. Именно нелинейная индуктивность нулевой последовательности образует резонансный контур с ёмкостью сети. Эквивалентная схема нулевой последовательности сети и ТН приведена на рис.6. Эту схему легко получить на

основании объединения уравнений (1) с уравнениями (2) и (5) и приведением активного сопротивления и индуктивности компенсационной обмотки к числу витков первичной обмотки.



Рис.6. Эквивалентная схема сети с изолированной нейтралью и ТН типа НАМИ. для нулевой последовательности фаз

Из рис.6 видно, что нелинейная индуктивность шунтируется замкнутой накоротко компенсационной обмоткой, которая обладает малым активным сопротивлением и индуктивностью. При появлении на ёмкости напряжения нулевой последовательности (при ОДЗ) ёмкость разряжается через компенсационную обмотку. При этом в фазах ТН колебательный возникает характерный затухающий процесс. компьютерные осциллограммы напряжений и токов в этом процессе приведены на рис.7,а и 7,6. Токи в фазах ТН практически одинаковые, так как на токи намагничивания ТН накладывается значительный ток нулевой последовательности. Увеличение числа ТН типа НАМИ приведёт к увеличению мощности шунта намагничивания нулевой последовательности, но также уменьшится и эквивалентное сопротивление компенсационной обмотки. Таким образом, возникновение феррорезонанса в ТН типа НАМИ полностью исключается даже при параллельной работе нескольких ТН.



Рис.7. Компьютерные осциллограммы напряжений на фазах и на нейтрали сети (а) и токов в фазах ТН типа НАМИ (б) при одном зажигании дуги.

Дополнительный трансформатор в нейтрали ТН типа НАМИ предназначен для измерения напряжения нулевой последовательности, что является одним из основных назначений ТН данного типа. С помощью этого трансформатора ограничивается ток, протекающий в компенсационной обмотке, за счёт его большого индуктивного сопротивления.

Аналогичные антирезонансные свойства имеет трансформатор с трёхстержневым магнитопроводом (например, ТН типа НАМИ-18 или НТМК), у которого нелинейная индуктивность намагничивания нулевой последовательности практически отсутствует, так как магнитный поток нулевой последовательности замыкается через бак и встречает большое магнитное сопротивление изоляционных промежутков между магнитопроводом и баком. Однако трансформаторы с таким магнитопроводом не могут использоваться для измерения напряжения нулевой последовательности, в отличие от ТН типа НАМИ.

Заключение

Применение трансформаторов напряжения типа НАМИ в сетях с изолированной нейтралью 6-35 кВ позволяет полностью исключить возможность возникновения феррорезонанса при однофазных дуговых замыканиях. Трансформатор напряжения также позволяет измерять напряжение нулевой последовательности, что является одной из основных функций ТН данного типа.

Список использованных источников

- [1]. Шаргородский В.А. Автоколебательный процесс причина повреждения трансформаторов напряжения//Электрические станции,1963,№5.
- [2]. **Лихачев Ф.А.** Схемы подключения дополнительного сопротивления к ТНКИ//Электрические станции,1978,№12.
- [3]. Зихерман М.Х. Повреждение трансформаторов напряжения при дуговых замыканиях на землю// Электрические станции, 1978, №11.
- [4]. Дымков А.М., Тишенин Ю.В. Трансформаторы напряжения. Изд. 2-е, перераб. и доп. М., «Энергия», 1975.
- [5]. Заболотников А.П., Кадомская К.П., Тихонов А.А. Математическое моделирование и перенапряжения в электрических сетях 6...35 кВ: Монография / Новосиб. гос. техн. ун-т. Новосибирск, 1993. 158с.

ВЛИЯНИЕ ОДНОФАЗНЫХ ДУГОВЫХ ЗАМЫКАНИЙ НА ЗЕМЛЮ В СЕТЯХ ГЕНЕРАТОРНОГО НАПРЯЖЕНИЯ МОЩНЫХ БЛОКОВ НА НАДЕЖНОСТЬ ЭКСПЛУАТАЦИИ ИЗОЛЯЦИИ ОБМОТКИ ВЫСОКОГО НАПРЯЖЕНИЯ СИЛОВЫХ БЛОЧНЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ

Кандаков С.А., аспирант Лаптев О.И., аспирант НГТУ, кафедра ТиЭВН

В работах различных авторов неоднократно рассматривались проблемы, возникающие при эксплуатации сети с изолированной нейтралью. Этих проблем настолько много, что всех и не перечесть. Тем не менее, круг рассматриваемых ранее вопросов всегда замыкался на исследовании режимов работы высоковольтного оборудования в самой сети с изолированной нейтралью. Однако исследования, проведенные в течение последнего времени на кафедре ТиЭВН НГТУ, показывают, что в некоторых случаях нештатные ситуации в сети с изолированной нейтралью могутт служить причиной аварий, происходящих в высоковольтной сети с глухозаземленной нейтралью.

Суть исследований сводится к тому, что при возникновении однофазного дугового замыкания на землю со стороны низковольтной обмотки трансформатора, перенапряжения могут, вследствие протекания резонансных электромагнитных процессов в обмотках силового трансформатора, привести к пробою высоковольтной обмотки трансформатора.

На рис.1 представлена типичная схема присоединения к электроэнергетической системе мощных блоков тепловых и атомных станций.



Рис.1. Принципиальная схема соединений типичных блоков большой мощности тепловых и атомных станций

При включенном генераторном выключателе электромагнитные параметры генераторного оборудования обуславливают собственную частоту переходных процессов в случае ОДЗ на уровне нескольких килогерц. В основном эта частота обусловлена емкостями и сверхпереходными индуктивностями генератора и блочного трансформатора. Например, для генератора ТВВ-1000 и блочного трансформатора ОДЦ-417/500 суммарная емкость составляет 556 нФ (в основном обусловлена емкостью генератора – 530 нФ), сверхпереходная индуктивность генератора – 0.53 мГн и, следовательно, собственная частота колебаний будет

$$f = \frac{\omega}{2\pi} = \frac{1}{2\pi\sqrt{3L_{\Sigma} \cdot C_{\Sigma\phi}}} = \frac{1}{2\pi\sqrt{3 \cdot 0.00053 \cdot 556 \cdot 10^{-9}}} \approx 5.4 \text{ kGu}.$$

Эта частота является достаточно низкой и не может приводить к возникновению резонансных электромагнитных процессов в обмотках трансформатора.

Однако совсем иная картина наблюдается при отключенном генераторном выключателе. В этом случае суммарная емкость с низковольтной стороны блочного трансформатора резко уменьшается и составляет величину порядка 35÷40 нФ (обусловлена емкостью трансформатора собственных нужд, генераторного токопровода и самого блочного трансформатора). Уменьшается также и суммарная индуктивность схемы – она находится в диапазоне 0.3÷0.4 мГн. Следовательно, собственная частота колебаний составит

$$f = \frac{\omega}{2\pi} = \frac{1}{2\pi\sqrt{3L_{\Sigma} \cdot C_{\Sigma\Phi}}} = \frac{10^{-3}}{2\pi\sqrt{3\cdot(0.3 \div 0.4)\cdot 10^{-3}\cdot(35 \div 40)\cdot 10^{-9}}} \approx 23.0 \div 28.4 \text{ K}\Gamma\text{u}.$$

Наблюдаемая при отключенном генераторе частота собственных колебаний схемы при ОДЗ в сети генераторного напряжения хорошо согласуется со спектром резонансных частот силового трансформатора.

С целью более подробного анализа возможных последствий этой ситуации на кафедре ТиЭВН проводилась научно-исследовательская работа, в ходе которой была сделана попытка как можно более подробно смоделировать силовой блочный трансформатор в соответствующем спектре частот.

Схема замещения трансформатора при учете конструктивных особенностей его обмоток включает в себя совокупность различных элементов (ёмкостей, индуктивностей и активных сопротивлений), соединённых различным образом между собой. Сложность расчёта этих параметров схемы замещения состоит в том, что все они (за исключением, ёмкостей) являются не только частотно-зависимыми, но и нелинейными. Все расчеты параметров схемы замещения проводились численно с использованием современного метода расчета электромагнитных полей – метода конечных элементов (МКЭ). При определении индуктивных параметров схемы замещения принималось допущение, заключающее в том, что вследствие вытеснения магнитного потока при «достаточно» высоких частотах на поверхность магнитопровода магнитное поле не проникает в магнитопровод. Погрешность, вносимая этим допущением уменьшается с увеличением частоты и в исследуемом диапазоне 25÷35 кГц не является существенной. Трёхмерная геометрия трансформатора реализовывалась в пакете Solid Works на основании сборочных чертежей трансформатора ОДЦ-417000/500 (рис.2).



Рис. 2. Результат моделирования трансформатора ОДЦ 417000/500 в пакете Solid Works

Расчёт ёмкостей

При расчёте ёмкостей обмотки трансформатора разбивались на элементы, под каждым из которых (элементом) подразумевалась одна или группа реальных катушек, так как расчёт схемы замещения при учёте всех катушек (148 шт. на одну обмотку ВН для трансформатора ОДЦ) не представляется в настоящее время возможным. Общее количество элементов разбиения составило 47. При группировке элементов в основу был положен принцип, заключающийся в том, что часть обмотки ВН, испытывающая наибольшие градиенты напряжений, моделировалась более подробно (практически покатушечно) – это начало обмотки (у высоковольтного ввода) и конец обмотки (вблизи заземленного конца). В результате расчёта по разработанному алгоритму определялись собственные ёмкости элементов на землю (магнитопровод, бак и экранирующие кольца принимались заземлёнными) и взаимные ёмкости между элементами. Сравнение ёмкостей обмоток ВН и НН, а также их взаимной ёмкости с измеренными значениями, предоставленными ОАО «Запорожтрансформатор», показывают хорошую сходимость результатов.

Расчёт индуктивностей

Расчёт индуктивностей осуществлялся также с помощью векторного метода конечных элементов. Геометрия расчётной модели, а также разбиение обмоток ВН и НН практически та же, что и при определении ёмкостей.

Индуктивности схемы замещения трансформатора с учётом принятого допущения о полном вытеснении магнитного поля из металлической среды могут быть определены на постоянном токе (с помощью расчёта магнитостатического поля внутри объёма трансформатора). Единственной особенностью в этом случае является корректное задание граничных условий на поверхностях металлов. Корректным граничным условием при принятом допущении является условие параллельности вектора напряжённости магнитного поля (индукции магнитного поля) поверхности проводника

$$\vec{n} \times \vec{H} = 0$$
или $\vec{H} = H_{\tau}$,

где H_{τ} - тангенциальная составляющая напряжённости магнитного поля.

Взаимная индуктивность между двумя катушками (или группами катушек) определялась исходя из энергетических представлений [1] с использованием понятия приращения энергии магнитного поля. В соответствие с этим методом, взаимная индуктивность между двумя контурами с током определяется как:

$$M_{ij} = \frac{d^2 W}{dI_i dI_j} = \frac{2W_{ij}}{\Delta I_i \Delta I_j},$$
(1)

где ΔI_i - приращение тока в *i*-ом контуре (катушке), ΔI_j - приращение тока в *j*-ом контуре (катушке), W_{ij} - приращение энергии магнитного поля, вызванное приращением токов в катушках, определяемое как

$$W_{ij} = \frac{1}{2} \int_{V} \{\Delta H\} \{\Delta B\} dV.$$
⁽²⁾

Интегрирование в (2) должно быть произведено по всему объёму трансформатора (за исключением магнитопровода и меди катушек).

Собственная индуктивность *i*-ой катушки определяется при *i=j*.

Изложенная методика была реализована в пакете ANSYS (так же, как и методика расчёта ёмкостей).

Расчёт матрицы индуктивностей L проводился при разбиении модели трансформатора на 406000 конечных тетраэдальных элементов (рис.3) и занял примерно 80 часов компьютерного времени. На рис.4 показано разбиение обмоток по катушкам.



Рис.3 Разбиение объема трансформатора на конечные тетраэдальные элементы



Рис.5. Катушки, смоделированные в ANSYS

Расчёт активных сопротивлений

Задача расчёта активных сопротивлений схемы замещения трансформатора стоит обособленно в ряду задач по определению параметров многоэлементной схемы замещения. Строгий расчёт активных сопротивлений с учётом наличия шихтованного ферромагнитного сердечника в настоящее время не представляется возможным. Моделирование стального сердечника в виде сплошного цилиндра (без учёта факта шихтовки) [2] не корректно. Поэтому при выполнении настоящей работы учитывались лишь активные потери в меди обмоток. Такое допущение приводит к не заниженным кратностям перенапряжений, так как активные сопротивления влияют в первую очередь на затухание электромагнитных процессов в обмотках трансформатора. Расчёт активных сопротивлений проводился в пакете FEMLAB при условии осесимметричности задачи (цилиндрическая система координат).

Частотный спектр обмотки высшего напряжения силового трансформатора

Методика определения частотного спектра обмотки высшего напряжения заключалась в следующем: к обмотке НН прикладывался идеальный источник ЭДС с заданной частотой, которая изменялась в необходимых пределах (1...100 кГц). Высоковольтный вывод обмотки ВН заземляется через активное сопротивление величиной 330 Ом (волновое сопротивление ВЛ 500 кВ). В результате расчёта определялись напряжения в узлах многоэлементной модели обмотки ВН относительно земли, а также продольные напряжения на элементах разбиения. Схема воздействия на многоэлементную модель трансформатора приведена на рис.6. На рис.7. приведена зависимость максимальных продольных напряжений на катушках в зависимости от частоты приложенного сигнала.



Рис.6. Схема воздействия на многоэлементную модель трансформатора ОДЦ при определении спектра обмотки ВН



Рис.7. Зависимость максимальных продольных напряжений на катушках в зависимости от частоты приложенного сигнала

Из рис.7 видно, что характерными резонансными частотами являются частоты 29-30 кГц, и 60 кГц, первая из которых совпадает с характерным спектром частот собственных колебаний схемы при ОДЗ на стороне НН трансформатора при отключенном генераторе. При этой частоте возникают продольные перенапряжения на катушках обмотки ВН, и, как видно из рис.7, значительные градиенты возникают на крайних (регулировочных) катушках.

Расчет переходных процессов, происходящих при ОДЗ на стороне НН высоковольтного трансформатора (рис.8) показал, что возникающие в обмотке ВН градиентные перенапряжения могут в ряде случаев превышать допустимое напряжение катушки и привести к её пробою (рис.9). Характерно, что наибольшие градиенты напряжений наблюдаются вблизи заземлённого конца высоковольтной обмотки (место установки регулировочных катушек РПН).



Рис.8. Осциллограмма напряжений на фазах при двух зажиганиях дуги



Таким образом, исследования показывают, что процессы, возникающие при ОДЗ в сети с изолированной нейтралью, могут негативно сказываться не только на оборудовании самой сети, но и на высоковольтном оборудовании, имеющем связь с ней. Результаты работы нельзя назвать полностью исчерпывающими, они требуют дальнейшего анализа в плане уточнения активных параметров схемы замещения силового трансформатора и разработки способов устранения возникающих внутри обмотки ВН резонансных перенапряжений.

1. *Тамм И.Е.* Основы теории электричества: Учебное пособие для вузов. 11-е изд., испр. и доп. – М.: ФИЗМАТЛИТ, 2003. – 616 с.

2. *Конторович Л. Н.* Автореферат диссертации на соискание учёной степени кандидата технических наук «Разработка математических моделей, методов расчёта импульсных процессов и параметров обмоток высоковольтных трансформаторов»,-Новочеркасск.- 1979 г.

3. *ГОСТ* 1516.1-76 Межгосударственный стандарт. Электрооборудование переменного тока напряжением от 3 до 500 кВ. Требования к электрической прочности изоляции. Издание официальное. ИПК Издательство стандартов. М.: 1999

ОПЫТ ВЗАИМОДЕЙСТВИЯ ИЗГОТОВИТЕЛЯ ОПН С ПРОЕКНЫМИ И ЭКСПЛУАТИРУЮЩИМИ ОРГАНИЗАЦИЯМИ

Власов В.В., Голдобин Д.А., Данилов Г.А., Заболотников А.П. (ЗАО «ФЕНИКС-88», г.Новосибирск)

Как завод-производитель ОПН классов напряжения от 0,4 кВ до 500 кВ, исходя из опыта взаимодействия с проектными и эксплуатирующими организациями, мы вынуждены сформулировать для обсуждения на конференции ряд конкретных противоречий и проблем технического и организационного характера, которые не способствуют нормальному процессу замены РВ на ОПН в сетях 6-35 кВ, заставляют эксплуатацию в некоторых случаях ошибочно отказыватся от применения ОПН и возвращаться к традиционным вентильным разрядникам - морально и физически устаревшим аппаратам.

Среди наиболее существенных, касающихся всех участвующих сторон, выделяются следующие:

- Отсутствие ГОСТа на ОПН и доступной для использования, согласованной, корректной и максимально приближенной к инженеру методики выбора характеристик ОПН;
- Отсутствие опыта проектных организаций, а также и отсутствие типовых проектных решений для различных схем в условиях наличия степеней свободы и возможности построения различных вариантов защиты от перенапряжений, в том числе и с использованием сетевых мер и средств РЗиА;

. В таких условиях проектировщики и эксплуатирующие организации обращаются к производителю и перекладывают на него работу, а значит и ответственность за принятие технических решений по размещению и выбору характеристик ОПН, за имеющие место случаи выхода из строя ОПН 6-35 кВ, Завод-производитель вынужден касаться и схемных мероприятий по ограничению перенапряжений, и вопросами РЗиА у эксплуатирующей организациии. В комплекс инжиниринговых и сервисных услуг ЗАО «ФЕНИКС-88» включены:

-анализ или обследование электрической схемы, разработка концепции защиты от перенапряжений и выбор характеристик ОПН и мест их установки;

-выбор способа и методики испытаний ОПН перед монтажом и контроля состояния аппарата в эксплуатации;

-анализ причин выхода из строя ОПН;

- разработки вариантов внесерийных ОПН с уникальными характеристиками по заявкам заказчика;

- технические консультации для проектировщиков и эксплуатационников;

- выездные технические семинары по проблемам использования ОПН и т.д.

Обеспечение качественного сопровождающего инжиниринга и сервисных услуг – обычное явление для ответственного производителя, оно способствует процессу совершенствования, разработке новых типов аппаратов и повышению качества такой наукоемкой продукции как ОПН. Весь спектр дополнительных услуг выполняется как правило безвозмездно и является инжиниринговым и сервисным сопровождением продаж ОПН потребителю, не влияющим на конечную стоимость. Но парадокс состоит в том, что практически вся ответственность за надежную работу аппаратов лежит на заводеизготовителе, хотя гарантия завода распространяется только на качество изделия и соответствие его параметров заявленным характеристикам. В то же время для ОПН четко регламентируется ряд характеристик, которые являются ограничивающими факторами, несоблюдение которых в эксплуатации приводит как правило к выходу из строя аппарата, или к развитию более серьезной аварии. Некорректный выбор типа и характеристик ОПН – весьма тонкого в параметрическом отношении аппарата – достаточно распространенное явление, связанное как с неглубоким пониманием особенностей работы этого защитного устройства, так и с организационными и коммерческими моментами внутри организации, закупающей ОПН без предварительной технической проработки вопроса. Сюда налагается дополнительный фактор – на рынок РФ в определенный период времени и в связи с массовыми заменами PB на ОПН были выброшены сравнительно дешевые аппараты 6-35 кВ от большого количества фирм, или не имеющих с нашей точки зрения никого отношения к ОПН, как к элементу защиты от перенапряжений, или являющимися потенциальным источником аварий, как не соответствующие заявленным характеристикам. Идентифицировать умело изготовленный брак может только профессионал, и только при наличии соответствующего испытательного оборудования, которого нет на энергопредприятиях.

На наш взгляд, ответственность за эффективность и надежность работы системы защиты от перенапряжений на основе ОПН должна делиться между проектировщиками, эксплуатирующей организацией и заводом-изготовителем. В том числе внутри эксплуатирующей ОПН организации ответственность за приобретение качественных аппаратов с соответствующими для разработанной концепции защиты от перенапряжений характеристиками, должна распределяться между техническими специалистами, отвечающими за надежность электроснабжения, и структурными подразделениями, занимающимися комплектацией и закупками.

Наиболее целесообразным способом технически грамотного использования ОПН на конкретном объекте и средством исключения некорректного использования ОПН является квалифицированное проектное решение (в том числе и проекты реконструкции или модернизации системы защиты – замены разрядников на ОПН).

С целью исключения некорректного использования ОПН, а также из соображений продвижения продукции, ЗАО "ФЕНИКС-88" берет на себя на сегодняшний день практически полное инжиниринговое сопровождение. На сегодняшний день такой принцип действует эффективно, однако в связи с изложенными выше обстоятельствами заводпроизводитель предлагает всем участникам процесса внедрения ОПН, а это особенно актуально для электрических сетей и подстанций 6-35 кВ, стремиться к определенной последовательности действий при принятии решения о использовании ОПН для защиты от перенапряжений, а именно:

- 1. Выполнение работы по обследованию сети и оборудования, имеющихся средствах защиты от перенапряжений и принятие технически и экономически оправданной концепции защиты.
- Выбор характеристик ОПН в сочетании с организацией сетевых мер и с использованием средств РЗиА (комплексный подход).
- Реализация варианта защиты для заданного района сети или группы взаимосвязанных подстанций в виде проектного решения по реконструкции (модернизации) системы защиты от перенапряжений, с указанием конкретных типов ОПН и указанием производителя аппарата и номера ТУ.
- Формирование заказа ОПН заводу-производителю путем взаимодействия технической службы, менеджеров и коммерческих структур эксплуатирующей организации или конкурсных комиссий.

Ясно, что данная последовательность является идеальной моделью, к которой хотелось бы стремиться, однако исключение либо обход любого из пунктов, что **очень характерно** на сегодняшний день, может привести и приводит уже фактически к негативным тенденциям и к некорректному использованию уникального по свойствам аппарата – ОПН. Следствие – или возможные выходы из строя ОПН , или, как усугубляющий фактор, развитие аварии с последующим недоотпуском электроэнергии. Намечающаяся дискредитация свойств и возможностей этого уникального аппарата в некоторых сетях 6-35 кВ – следствие неквалифицированного его использования, либо недобросовестности безответ-

ственных производителей, и как завершающее дополнение к этому - наличие смещенных к сиюминутной коммерческой выгоде механизмов формирования заказа на ОПН.

Нелинейные ограничители перенапряжений, закупленные у ответственных производителей, существенным образом могут повысить надежность работы электрооборудования, но для реализации этих возможностей, на наш взгляд, необходимо либо следовать логике, изложенной в п.п.1-4, либо по-возможности приближаться к ней.

Предлагаемая нами последовательность действий требует некоторой расшифровки и дополнительных пояснений, которые будут изложены в полном тексте доклада.

Имеющийся спектр технических и организационных моментов, отрицательным образом влияющих на эффективность внедрения ОПН 6-35 кВ и, в конечном итоге, на надежность энергонабжения, может быть сгруппирован как для проектных организаций, так и для эксплуатации.

Проектные организации.

- Проектные решения в основном ограничиваются обозначением аппарата (например ОПН-6 кВ) и указанием места его расположения, без указания типа ОПН, включающего его основные характеристики, номера ТУ и т.д. Таким образом, ответственность по всем 4-м пунктам перекладывается на заказчика проекта и выбранный им заводизготовитель, если последний готов взять на себя таковую
- Отсутствие готовности привлекать НИИ и ВУЗы для участия в проектных разработках в части выполнения достаточно сложных расчетов и решений, требующих квалификации научно-технического плана в некоторых схемных ситуациях при выборе варианта защиты от перенапряжений с использованием ОПН
- Отсутствие специалистов, способных принимать квалифицированное и полное проектное решение как для новых объектов, так и в проектах реконструкции
- Отсутствие достоверной и критически оцененной информации о характеристиках ОПН, уровне производства и качестве продукции большого количества производителей ОПН в РФ и за рубежом
- Отсутствие приближенных к инженеру-проектировщику методик и подходов в вопросе выбора характеристик ОПН, а также типовых проектных решений для характерных групп подстанций и сетей, доступного источника актуальной справочной информации для инженера-проектировщика.
- Наличие целого спектра различных заводских рекомендаций по использованию ОПН в сетях на уровне рекламных заявлений, в основном ориентированных на зарубежный опыт, и противоречия между ними по многим позициям.
- Ошибочное представление об ОПН как полном аналоге вентильного разрядника, и автоматический перенос норм и принципов защиты от грозовых перенапряжений при помощи PB на новый защитный аппарат

Эксплуатирующие организации.

- Отсутствие достоверной и критически оцененной информации о характеристиках, особенностях конструкции и опыта эксплуатации ОПН различных изготовителей, об уровне и технологии производства, испытательной базе с целью контроля качества
- Слабое влияние технических специалистов на принятие решения о выборе поставщика защитных аппаратов, их характеристик и качества. Ценовой приоритет в конкурсных комиссиях и на тендерах. Покупка ОПН у посредников, не имеющих представления о технических аспектах применения аппаратов в электросетях, не уполномоченных представлять интересы завода-изготовителя.
- Использование ОПН для замены РВ без предварительного технической проработки общей концепции защиты от перенапряжений сети в комплексе, на локальных участ-
ках сети, без проектных решений или предварительной технической проработки вопроса, в том числе частичная замена РВ на ОПН и одновременное размещение ОПН и РВ на одном объекте.

- Трудности с согласованием единого подхода к защите от перенапряжений в заданном районе сети 6-35 кВ, разделенного границами ответственности поставщика и потребителя электроэнергии, а иногда и посреднических фирм, владеющих локальными участками сети с целью перепродажи электроэнергии. Речь идет о совместных решениях об изменении режима нейтрали, сбалансированности характеристик защитных аппаратов, параметрах и принципах построения РЗА.
- Неготовность или отказ от выполнения дополнительных сетевых мероприятий для обеспечения надежной работы самих ОПН (резистивное заземление нейтрали, меры по устранению феррорезонанса и пр.). Возложение на ОПН функций ограничения временных перенапряжений в сети.
- Отсутствие информации о расчетных или реальных токах ОЗЗ в сети, о возможных режимах сети по напряжению, о наличии высших гармонических в сети в различных режимах
- Отсутствие эффективных методов и средств поиска места и ликвидации ОЗЗ. Процесс поиска мест ОЗЗ осуществляется поочередным отключением фидеров, либо занимает длительное время – от нескольких часов до нескольких суток, если невозможны отключения по условиям энергоснабжения
- Отсутствие эффективного метода и соответствующего оборудования для проверки параметров ОПН, в том числе и инструмента идентификации умело изготовленного брака вместо ОПН или несоответствия характеристик заявленным .
- Ошибки персонала и отход от заводских инструкций при контроле состояния ОПН перед монтажом
- Возложение вины за выход из строя ОПН на завод-изготовитель при явном нарушении ограничивающих условий применения ОПН по признаку превышения временных и квазистационарных перенапряжений допустимых значений, а также превышения фактического напряжения над длительно допустимым рабочим напряжением в режиме O33.
- Использование ОПН в сети с высоким процентным содержанием высших гармонических в кривой напряжения без соответствующей коррекции при выборе длительно допустимого рабочего напряжения аппарата.
- Использование при реконструкции подстанций КРУ, КТП, ячеек вакуумных выключателей и другого. электрооборудования с заранее установленными ОПН без должной координации их характеристик с имеющимися защитными устройствами или общей идеологии защиты от перенапряжений в заданном районе сети.

Несмотря на приведенные выше негативные аспекты, за 15-20 лет эксплуатации накоплен большой положительный опыт и доказана эффективность применения ОПН в сетях и на подстанциях 6-35 кВ. Отказ от применения ОПН считаем нецелесообразным и ошибочным, однако следует, наконец, совместными усилиями навести порядок как в вопросах качества продукции, так и в части нормативно-технической и справочной и проектной документации, абсолютно необходимой для проектировщиков и для эксплуатации.

Эксплуатация ОПН в сетях 6-35 кВ ОАО «Крымэнерго»

Вед. инженер по диагностике ОАО «Крымэнерго» А.В.Терещенко

В сетях 6-35 кВ «Крымэнерго» за период с 2003 по 2006 год установлено 2270 ограничителей перенапряжений (ОПН). В основном это продукция французской компании AREVA (бывшая ALSTOM) типа Varisil HE15, Varisil HI 54, компании ABB-типа POLIM 8-12 D и незначительное число производства «Тавриды-электрик», приобретённые ещё до 2003 года вместе с вакуумными выключателями.

Установка в «Крымэнерго» ОПН 6-35 кВ вместо разрядников, во-первых, обеспечила обновление защиты от перенапряжений (ПН), т.к. разрядники в своём большинстве уже выработали свой защитный ресурс. Кроме этого, прекращено их производство, а приобретаемые в ещё недавнее время им на замену РВП и РВС от сомнительных поставщиков, как правило, не новые разрядники, хранившиеся на складе, а восстановленные из отбракованных или просто похищенные и перепроданные с заменой маркировки. Во-вторых, появился аварийный резерв разрядников на крайний случай, если замена, а ничего другого нет. В-третьих, ОПН защищают кроме потребуется атмосферных также и от коммутационных ПН. В-четвёртых, в условиях общего износа сетей из-за эксплуатации более 25 лет, ОПН «освежили» защиту сетей от ПН, сделав её гибче, т.к. срабатывание ОПН при волне ПН происходит по всем фазам одновременно в отличии от вентильных разрядников. В-пятых, ОПНы не требуют в эксплуатации периодических испытаний. Модернизация защиты сети на фоне ОПН заставила коренным образом заняться пересмотром защиты всей системы от ПН и проблемы компенсации емкостных токов, т.к. присутствуют места с недокомпенсацией из-за отсутствия плавнорегулируемых ДГК.

Техническое состояние распределительных сетей из-за отсутствия необходимых качественный средств своевременную замену И ремонт поврежденного на электрооборудования (ЭО) постоянно ухудшается, в этом решающую роль играет и фактор естественного старения. При этом все острее становится проблема поддержания на достаточно необходимом уровне надежности работы систем электроснабжения потребителей электрической энергии. Протяженные распределительные сети зачастую работают в тяжелых условиях загрязнения, увлажнения, частых динамических и термических перегрузок, при этом средняя продолжительность эксплуатации большей части основного электрооборудования этих сетей значительно превышает нормативные сроки службы.

Все это приводит к заметному увеличению повреждаемости электрооборудования сетей по причинам различных дефектов, в том числе развивающихся под действием эксплуатационного напряжения.

Наибольшую опасность представляют дуговые перенапряжения, возникающие в сети при перемежающемся характере горения дуги в месте пробоя фазной изоляции на землю. Таким образом, основным направлением мероприятий по повышению надежности работы сетей среднего напряжения является предотвращение коммутационных и, особенно, дуговых перенапряжений.

В сложившихся условиях эффективное решение задачи существенного повышения уровня надежности работы распределительных сетей может быть найдено только в комплексном подходе к решению этой проблемы.

С одной стороны, необходимо идти по пути постепенной замены электрооборудования с изношенной изоляцией на новое, для которого большинство внутренних перенапряжений не будут опасны в такой степени, а с другой - принять меры по предельному снижению всех электрических воздействий на ослабленную изоляцию, создав условия для продления срока эксплуатации состарившегося электрооборудования. В «Крымэнерго» этот процесс начался с обновления парка защищаемой от ПН аппаратуры, кроме этого 27 вводов 110 кВ силовых трансформаторов с бумажно-масляной изоляцией заменены на ввода с RIP-изоляцией, 6 масляных выключателей 110 кВ заменены элегазовыми, 2 масляных выключателя 35 кВ на вакуумные и 36 ячеек 10 кВ с масляными выключателями на ячейки с вакуумными компании AREVA (ALSTOM). Другими словами, взят курс на замену старого и установку нового электрооборудования, которое не требует постоянного контроля за состоянием изоляции

Повышение надежности работы распределительных сетей может быть достигнуто путем существенного ограничения внутренних перенапряжений за счет оптимизации режима заземления нейтрали. Режим нейтрали электрической сети высокого напряжения является важнейшим фактором, определяющим характер эксплуатации электрооборудования, влияющим на выбор изоляции и организацию релейной защиты. Этот режим определяет переходные электромагнитные процессы и связанные с ними перенапряжения, условия электробезопасности при замыканиях на землю и требования к заземляющим устройствам электроустановок.

Основным достоинством сетей с изолированной нейтралью является высокая степень надежности электроснабжения потребителей электрической энергии при относительно малых расходах на резервирование, поскольку при однофазных замыканиях на землю (наиболее частый вид повреждения) сеть может оставаться в работе длительное время, достаточное для отыскания и устранения места повреждения. Однако при работе сети с изолированной нейтралью однофазные замыкания на землю неизбежно сопровождаются возникновением специфических для этого режима ПН, к основным из которых относят дуговые ПН. Такие ПН существуют в виде переходных процессов при перемежающейся дуге и опасны для ЭО высокими кратностями и своей продолжительностью. И тут возникает вопрос возможности использования ОПН для оптимизации режима заземления

Ещё один важный момент по обеспечению бесперебойного режима работы сетейэто оптимизация процесса компенсации емкостных токов. В настоящее время в этом направлении рассматривается комплексное решение проблемы: резистивное заземление изолированной нейтрали, использование существующих ДГК со ступенчатым регулированием и возможность применить здесь ОПНы.

Характеристики ОПН класса напряжений 6-10 кВ, большинство которых установлено в Компании, указаны в Таблице 1. Этот тип ОПН по своим характеристикам подходит для сетей, как 6 кВ, так и 10 кВ. Установочные размеры и характеристики ОПН типа Varisil других классов напряжений приведены в Таблице 2.

				1 a0.	11
Гол	Bce	Отключения при	Успешное	Грозовые	
ТОД	отключения	грозе	АПВ	дни	
2002		114	66	65	
2003		35		29	
2004	279	112	140		
2005	207	45	121		
2006 на 17.08	179	23			

Таблица 3



Фото 1. ОПНы типа Varisil HE15 в ячейке TH-10 ПС 35/10 кВ Вольная Евпаторийского ВРЭС. Установлены в 2004 г вместо вентильных разрядников.

ОПНы в «Крымэнерго» установлены на шинах силовых трансформаторов 35-110 кВ, в ячейках ТН 6-10 кВ, в ТП и РП и в местах перехода ВЛ в КЛ 6-10 кВ. ОПНы 35 кВ установлены пока на нескольких ПС 110 кВ в тех местах, где PBC-35 не испытывались изза плотной компоновки ЭО и необходимости при испытаниях погашения питания большой части ПС.

За 3 года после установки ОПН произошло 4 случая их повреждения:

в ячейкеТН-10 кВ в ЗРУ на ПС Белогорск при невыясненных обстоятельствах, когда

- о произошло повреждение отходящего кабеля
- о в ячейкеТН-10 кВ в ЗРУ на ПС Вторчермет, когда при обесточенной релейной защите произошло выгорание всей секции шин 10 кВ
- о в ячейкеТН-10 кВ в ЗРУ на ПС Марьино также при повреждении отходящего кабеля
- о на шинах трансформатора 110/10 кВ ПС Ялта при не совсем ясных обстоятельствах

В Украине сейчас имеют хождение ОПНы компаний Raychem (Германия), ABB, AREVA (ALSTOM), стали появляться и агенты Санкт-Петербургских компаний «Полимераппарат» и «Севзаппром». Наиболее предпочтительные из всех изученных ОПН, по мнению автора этой статьи- компании Raychem. На Фото 3 видны ОПН этой компании на 6, 10 кВ, 220 В со счётчиком и в разобранном виде и крепёжный элемент. В данной статье не запланирована реклама, поэтому интересные моменты об этих ОПН освещены в Приложении 1.



Фото 3. ОПНы компании Raychem и аксессуары.



Фото 2. ОПНы типа Varisil HE15 на шинном мосту T-2 ПС Вольная. ОПНы установлены на кронштейне с опорными изоляторами вместо вентильных разрядников.

Один из существенных резервов повышения надежности и экономичности эксплуатации сетей- снижение повреждаемости ЭО собственных нужд (СН) из-за ПН. Собранный и проанализированный более чем за двадцатилетний период, начиная с 1974 г., статистический материал по нарушениям нормальной работы и повреждаемости ЭО сетей СН ряда электростанций "Донбассэнерго" показывает, что ежегодная аварийность, связанная с ПН, составляет 3,9 — 5,4%. Тяжести последствий и количество выведенного из строя ЭО составляет в среднем 14,7%. Наиболее опасны ситуации во время однофазных замыканий на землю в сети 6 кВ, т.к. происходит групповой выход из строя ЭО. По анализам они составляют примерно 86% от общего числа случаев нарушения нормальной работы сети СН из-за ПН. Повреждаются в основном электродвигатели, работающие в наиболее тяжелых условиях загрязнения и увлажнения и имеющие меньшие конструктивные запасы электрической прочности. Релейная защита, предусмотренная в сетях, в большинстве случаев не чувствительна к однофазным замыканиям на землю из-за малой величины тока замыкания.

Есть точка зрения, что предусмотренные в сетях СН средства защиты от перенапряжений недостаточно надежны. И это несмотря на то, что на некоторых электростанциях установлены нелинейные оксидно-цинковые ограничители перенапряжений серии ОПН. Они сами зачастую при эксплуатации являются объектами повышенной опасности. Нередки случаи перехода однофазных замыканий в двухфазные, двойные и тройные короткие замыкания на землю. Поэтому очень важно при выборе ОПН руководствоваться полной информацией, исключающей возможность ошибок. Такой методики в Украине пока нет, поэтому в Облэнерго ведётся индивидуальный подход по выбору ОПН, основанный на рекомендациях поставщиков, их методических указаний и отдельных моментах нормативной документации.

т	66 77770	-1
T	аолица	1

NºNº	Наименование характеристик	Данные
1.	Тип ОПН	HE 15
2.	Номинальное напряжение Ur, кВ	15
3.	Продолжительное действующее напряжение Uc, кВ	12,7
4.	Максимальное остающееся напряжение при грозовом импульсе 5 кА 8/20мкс, кВ от пика	40,7
5.	Максимальное остающееся напряжение при грозовом импульсе 10 кА 8/20мкс, кВ от пика	43.3
6.	Максимальное остающееся напряжение при грозовом импульсе 20 кА 8/20мкс, кВ от пика	47,8
7.	Коммутационное остающееся напряжение при импульсе 500 А 30/80 мкс, кВ	34,4
8.	Остающееся напряжение при крутом импульсе тока 10 кА 1/2.5 мкс, кВ	46,8
9.	Прочность изоляции к импульсу 1.2/50, кВ	110
10.	Длина пути тока утечки, мм	650
11.	Bec_вариант sd	1.8

Main features of VARISIL HE - 10 kA - line discharge class1														
Distribution heavy duty surge arresters		HE 05	HE 06	HE 09	HE 10	HE 12	HE 15	HE 18	HE 21	HE 24	HE 27	HE 30	HE 33	HE 36
Rated voltage Ur	kV rms.	5	6	9	10	12	15	18	21	24	27	30	33	36
Continuous operating voltage Uc	kV rms.	4.25	5.1	7.65	8.4	10.2	12.7	15.3	17.5	20	22.5	25	27.5	30
Maximum residual voltage at 5 kA 8/20 impulse	kV peak	14.3	15.4	26.4	27.5	30.8	40.7	46.2	56.1	61.2	72.2	76.2	87.2	91.7
Maximum residual voltage at 10 kA - 8/20 impulse	kV peak	15.2	16.4	28.1	29.3	32.8	43.3	49.1	59.7	65.1	76.8	81.1	92.8	97.5
Maximum residual voltage at 20 kA 8/20 impulse	kV peak	16.8	18.1	31.1	32.4	36.2	47.8	54.3	66.0	71.9	84.9	89.6	102.5	107.7
Switching residual voltage at 500 A - 30/80 impulse	kV peak	12.1	13.0	22.3	23.3	26.1	34.4	39.0	47.5	51.8	61.1	64.5	73.8	77.5
Steep current impulse residual voltage at 10 kA - 1/2.5 impulse	kV peak	16.4	17.7	30.3	31.6	35.4	46.8	53.0	64.5	70.3	82.9	87.6	100.2	105.3
Insulation withstand - 1.2/50 impulse	kV peak	95	95	95	95	95	110	110	125	125	170	170	170	170
Creepage distance	mm	480	480	480	480	480	650	650	800	800	1200	1200	1200	1200
Weight - option sd	kg	1.2	1.2	1.4	1.4	1.5	1.8	1.9	2.5	2.6	3.0	3.1	3.3	3.4

Таблица 2.

Dimensions



Option no

HE H Ø A B D E





Option sd



ef	05	06	09	10	12	15	18	21	24	27	30	33	i i	
			09 10 1 165 105 215 245 105 105			20)5	2.	45	325				
	105			11	0	1	10	115						
	215					25	55	2	95	375				
	245					28	35	3:	25	405				
	105 175													
				14				23						
imensions i	n mm.													

ПРИЛОЖЕНИЕ 1. ОПН Компании Raychem

Наряду со стандартными характеристиками, общими для всех ОПН, ОПН 10-110 кВ Компании Raychem имеют такие:



- постоянство параметров (полностью исключается возможность появления электрической дуги внутри конструкции, поэтому нет воздействия влажности и загрязненности окружающей среды на момент срабатывания и, следовательно, нет необходимости в периодическом освидетельствовании, как для разрядников, что снижает эксплуатационные расходы);

- малый вес и габариты (вес ОПН производства Райхем HDA-41 весит 5,9кг);

- малые величины токов утечки по поверхности (корпус изготовлен из самоочищающегося полимера с антитрекинговыми свойствами, не подверженного старению под воздействием солнечного ультрафиолета и погодных условий);

- при критических значениях поглощаемой энергии нет опасности повреждения оборудования и персонала осколками из-за теплового взрыва как это происходит с разрядниками(тепловой взрыв происходит из-за резкого увеличения объема содержащихся внутри разрядника газов, в частности, остаточного воздуха и водяных паров). Цельный трекингостойкий изолирующий корпус, молекулярная склейка элементов, уникальные свойства материалов и конструкции ОПН Райхем позволяют гарантировать отсутствие воздуха внутри ОПН и обеспечить наилучшую стойкость к явлениям трэкинга и эрозии, что значительно продлевает срок службы продукции и снижает эксплуатационные расходы.

- высокая механическая прочность и пренебрежимые токи утечки позволяют использовать ОПН в качестве опорного изолятора и обепечивают универсальность применения;

- мягкий полимерный корпус (в отличие от фарфора нет опасности повреждения при неаккуратном обращении или хранении);

- срок хранения неограничен;

Корпус изготовлен из уникального материала HVOT (патент на использование этого материала имеется только у компании Райхем) на молекулярном уровне пропускающем за сутки ориентировочно в 20 раз воды меньше, чем силиконовый материал других производителей напряжения 6-35кВ, что полностью исключает появление электрической короны внутри ОПН, а следовательно значительно продлевает срок эксплуатации, повышает надежность и снижает удельные расходы), кроме того корпус ОПН является термоусаживаемым, что абсолютно исключает наличие воздушных включений, сшивка корпуса производится методом лучевого выбивания атомов H₂. Технология производства ОПН Raychem включает меньшее количество операций и поэтому является более оптимальной по цене, при очевидных технических преимуществах. Эти ОПН имеют

меньшее остающееся напряжение, большую длину пути утечки, более устойчивы к старению от теплового и ультрафиолетового излучений.

Для напряжений 110кВ-500кВ компанией Райхем производятся ОПН модульной конструкции:



Ключевые моменты ОПН модульной конструкции следующие:

- Высокоэффективное выравнивание напряженности электрического поля по всей длине ОПН благодаря геометрическому распределению поля между несколькими колонками и наличию промежуточных металлических пластин, которые создают дополнительную емкость, (что ведет к значительному увеличению срока службы, снижению затрат на обслуживание и эксплуатацию).

- Высокая эффективность и пропускная способность ОПН при обеспечении низкого уровня остающегося напряжения, (что предохраняет изоляцию дорогостоящего оборудования от ПН и значительно продлевает срок его эксплуатации).

- Легкий вес и быстрота сборки благодаря модульности конструкции (не требуется применение тяжелых подъемных механизмов при монтаже и массивного основания под ОПН, необходимо меьше персонала).

- Решетчатая структура обеспечивает небольшой вес и дает конструкции исключительную прочность (ОПН способен противостоять сейсмическим воздействиям).

- Конструкция содержит прочные небольшого размера коронные кольца, поэтому основание намного меньше, чем у колонковых ОПН.

- Полимерный корпус не бьется и не разрушается при перевозке и в эксплуатации.

- Отсутствие воздушных включений в конструкции гарантирует более длительный срок службы и исключает возможность взрыва.

- Отличная работа в самых тяжелых условиях промышленного и природного загрязнения, доказана многолетней эксплуатацией в СНГ, Северной Америке, Западной и Восточной Европе.

- Модульная конструкция ОПН Райхем позволяет применять нестандартный ОПН любого класса напряжения с параметрами любого класса разряда линии, т.е. произвести ОПН 4-го или 5-го класса для напряжения 6-10кВ, если в этом возникает необходимость.

- Экологически чистый продукт.

Компания Райхем производит счетчики импульсов срабатывания различных модификаций.

Выбор схемы подключения и параметров ОПН для повышения надежности эксплуатации электрических сетей

Заболотников А.П. (ЗАО «Феникс-88», г. Новосибирск)

Для обеспечения ограничения перенапряжений при включении и отключении электрооборудования в нормальном и аварийных режимах защитный аппарат должен быть установлен на стороне коммутируемого присоединения по отношению к выключателю. Уровень остающихся напряжений при максимальных возможных в конкретной схеме разрядных токах не должен превышать гарантированной электрической прочности изоляции защищаемого электрооборудования.

В схемах с вращающимися машинами уровни остающихся напряжений защитного аппарата должны быть на уровне 2,7 – 2,9 по отношению к амплитуде фазного напряжения сети. При этом такой ОПН будет ограничивать перенапряжения при горении перемежающейся дуги – однофазные дуговые замыкания на землю (ОДЗ). Причем эксплуатационные воздействия при ограничении именно этих перенапряжений будут являться определяющими при выборе параметров ОПН в случае сети с изолированной нейтралью. При наличии дугогасящего реактора (ДГР) энергетические воздействия на ограничитель снижаются. При заземлении нейтрали через высокоомный резистор с правильно выбранными параметрами воздействия при ОДЗ перестают быть определяющими при выборе параметров ОПН. Однако в ряде случаев у предприятия нет возможности изменить режим нейтрали сети.

Наиболее распространенная сейчас схема подключение ограничителей: «фаза-земля» в ячейке выключателя на стороне коммутируемого присоединения. При ОДЗ все ОПН подключенных присоединений являются многоколонковым распределенным ограничителем. Однако повреждение ОПН в случае ненормированных воздействиях при горении перемежающейся дуги приводит к отключению присоединения и при отсутствии резерва может приводить к перерыву в технологическом режиме,. например, к прекращению перекачки энергоносителя по трубопроводу.

По данным регистрации средняя длительность ОДЗ в кабеле составляет порядка 40 с. При этом напряжение повторного пробоя снижается в первые секунды горения дуги, соответственно снижается кратность перенапряжений и энергия, рассеиваемая в варисторах ОПН. Ограничители для защиты вращающихся машин, выпускаемые предприятием «Феникс-88» с надежностью 0.95 рассчитаны на длительность ОДЗ 90 с при условии снижения напряжения повторного пробоя (или на длительность порядка 30 с при постоянном уровне повторного пробоя). Опыт эксплуатации показывает правильную энергопоглощающей способности этих ограничителей. В случае оценку «неликвидирующегося» дугового замыкания (например, при обрыве провода) ограничитель будет функционировать до момента разогрева варисторов до температуры порядка 180°С.

Скорость ввода энергии при ограничении дуговых перенапряжений невелика. Это импульсы с амплитудой порядка десятков ампер и длительностью несколько десятков мкс. Интервал между импульсами при изолированной нейтрали 10 – 20 мс. По динамике эти воздействия ближе к воздействиям при временных повышениях напряжения. При эквивалентном процессу ОДЗ по энергии воздействии напряжения промышленной частоты частота следования импульсов тока будет одинаковой. Но при приложении напряжения промышленной частоты амплитуда этих импульсов будет ниже, чем при ОДЗ, а длительность больше. Отсюда вывод: нет необходимости выбирать ОПН с высокой пропускной способностью (с большим диаметром варистора) для повышения устойчивости к эксплуатационным воздействиям при ОДЗ. Устойчивость к этим воздействиям можно обеспечить увеличением номинального напряжения аппарата путем конструктивных решений. В частности это может быть достигнуто снижением теплового

сопротивления аппарата и увеличением его эквивалентной теплоемкости. С уменьшением теплового сопротивления ограничителя увеличивается суммарная энергия, которая может быть поглощена ОПН при достаточно длительном (порядка десятков секунд и более) вводе энергии. В качестве параметра, характеризующего эксплуатационное воздействие, можно использовать эквивалентную мощность – P_{\Im} , под которой понимается среднее количество энергии, вводимое в ОПН за единицу времени.

Теоретически возможно достижение установившегося режима, когда температура варисторов ОПН будет равна:

$$T_1 = T_0 + P_{\mathcal{P}} \times R_T,$$

где T_0 – окружающая температура, R_T – эквивалентное тепловое сопротивление. При этом допустимая величина температуры варисторов должна быть на уровне $T_1 = 110 - 120^{\circ}$ С.

Рост температуры на начальном этапе:

 $T_1 = T_0 + P_{\mathcal{P}} \times t / C_T,$

где t – время, C_T – эквивалентная теплоемкость.

При небольших по амплитуде импульсах тока через варисторы ОПН, характерных для ограничения перенапряжений при ОДЗ, энергия рассеивается в области встречно включенных полупроводниковых переходов, расположенных на поверхностях кристаллов.



*R*₁₂ – тепловое сопротивление переход – кристалл;

*R*₂₃ – эквивалентное тепловое сопротивление кристалл (варистор) – теплоотводящие элементы (или другие, менее нагретые варисторы);

*R*₃₀ – эквивалентное тепловое сопротивление теплоотвода в окружающую среду.

Рис. 1. Упрощенная термическая модель ОПН

Применение ОПН с повышенным значением номинального напряжения позволит увеличить время до момента повреждения ОПН в 4 и более раз.

Предлагается схема с выделенным ОПН, который подключен к шинам и может быть расположен в отдельной ячейке (или в ячейке TH), для ограничения перенапряжений при ОДЗ. Этот ОПН имеет несколько меньший уровень остающихся напряжений и повышенный уровень номинального напряжения. То есть, при коммутациях включения и отключения защиту обеспечивают ОПН, установленные на присоединениях. При возникновении ОДЗ перенапряжения ограничиваются этим выделенным аппаратом с большим значением номинального напряжения. В случае «не ликвидирующегося» дугового замыкания такой аппарат при прочих равных условиях способен дольше выдерживать воздействия при ОДЗ.

В настоящее время не существует стандартных испытаний для подтверждения устойчивости ОПН к воздействиям при ОДЗ. Учитывая изложенные выше доводы в пользу практической идентичности с точки зрения разогрева варисторов ОПН воздействий при ОДЗ и при приложении повышенного напряжения промышленной частоты, предприятие «Феникс-88» проводит такую оценку на установке собственной разработки. Эта установка позволяет на промышленной частоте рассеивать в аппаратах класса 6 кВ заданную энергию или заданную эквивалентную мощность в течение заданного времени.

Выводы.

• В ряде случаев для повышения надежности необходимо применять ограничители с номинальным напряжением, повышенным за счет снижения эквивалентного теплового сопротивления защитного аппарата.

- Устойчивость ОПН к воздействиям при ОДЗ может оцениваться величиной номинального напряжения, характеризующего устойчивость к временным повышениям напряжения.
- Подтверждение устойчивости ОПН к воздействиям при ОДЗ возможно путем приложения повышенного напряжения промышленной частоты.

ЗАЩИТА ОТ ЗАМЫКАНИЙ НА ЗЕМЛЮ КАБЕЛЬНЫХ СЕТЕЙ 6–10 кВ С РЕЗИСТИВНЫМ ЗАЗЕМЛЕНИЕМ НЕЙТРАЛИ

Р.А. Вайнитейн, В.В. Шестакова, С.М. Юдин, Т.С. Гурин (Томский политехнический университет)

В настоящее время на основе результатов ряда исследований и опыта эксплуатации признано целесообразным электрические сети, ранее работавшие с изолированной нейтралью, переводить в режим заземления через резистор, создающий в месте замыкания активную составляющую тока, примерно равную емкостной. Так как основной эффект от применения резистивного заземления заключается в снижении перенапряжений при дуговых перемежающихся замыканиях, то представляется вполне естественным, что перемежающиеся замыкания должны учитываться при разработке и выборе параметров защиты от замыканий на землю. При таком виде замыкания, во-первых, должна обеспечиваться работоспособность защиты и, во-вторых, должны быть выявлены расчетные условия для ее настройки по чувствительности и селективности.

При перемежающихся замыканиях на стадии горения дуги по поврежденной фазе протекает ток разряда емкости этой фазы, а по двум неповрежденным фазам токи дозаряда емкостей неповрежденных фаз. После обрыва дуги суммарный избыточный заряд быстро равномерно распределяется между емкостями фаз сети, так как они оказываются соединенными параллельно через малые сопротивления источника питания и нагрузок. В результате этого в момент, непосредственно следующий за моментом гашения дуги, на нейтрали устанавливается напряжение

$$u_{\rm NF} = \frac{1}{3} (u_{\rm AF} + u_{\rm BF} + u_{\rm CF}),$$

где u_{AF} , u_{BF} , u_{CF} – напряжения на фазах в момент гашения дуги.

Далее происходит стекание суммарного избыточного заряда через заземляющий резистор и напряжение на нейтрали изменяется по закону

$$u_{\rm N} = u_{\rm N\Gamma} e^{-\frac{t}{\Phi_{\rm N}}},\tag{1}$$

где $\phi_N = \frac{1}{I_{a^*} m_n}$ – постоянная времени цепи стекания избыточных зарядов;

I_{a*} – отношение активной составляющей тока в месте замыкания к емкостной;

щ_п – частота промышленного тока.

Существенно то обстоятельство, что токи, обусловленные изменением зарядов, на стадии горения дуги и стадии стекания зарядов в поврежденной линии направлены одина-ково, а в неповрежденных – противоположно, что иллюстрируется на рис. 1, на котором обозначено: C_{Φ} – суммарная емкость фазы сети; L_{3} , R_{3} – соответственно эквивалентные индуктивность и активное сопротивление источника питания; R_{N} – сопротивление заземляющего резистора; α – доля емкости фаз поврежденной линии по отношению к суммарной емкости фаз сети. Междуфазные емкости, учитываемые далее, на схеме не показаны.



Рис. 1. Токи, обусловленные изменением зарядов фаз сети при дуговом замыкании →→ , →→ – токи разряда; →→ – токи дозаряда; →→→ , →→ – токи стекания избыточных зарядов емкостей фаз после обрыва дуги соответственно в поврежденной линии и неповрежденных линиях

Изменение зарядов может быть измерено формированием интеграла тока нулевой последовательности. Если принять, что к моменту каждого очередного зажигания дуги избыточный заряд стекает практически полностью, то интеграл тока нулевой последовательности за время между двумя зажиганиями дуги в неповрежденной линии будет близок к нулю, а в поврежденной – к суммарному изменению заряда емкостей фаз всей сети.

Техническая реализация защиты, реагирующей на интеграл тока, возможна, но относительно сложна, так как при этом требуется формирование сигналов, определяющих начало и окончание процесса интегрирования [2]. Далее предлагается и рассматривается вариант выполнения защиты, в которой точное интегрирование тока нулевой последовательности приближенно заменяется фильтрацией в области низких частот.

Как и обычно в задаче определения расчетных перенапряжений, считаем, что при дуговых перемежающихся замыканиях дуга не может погаснуть на стадии протекания тока разряда емкости поврежденной фазы, так как этот ток имеет высокую частоту (десятки и сотни кГц) и быстро затухает из-за проявления поверхностного эффекта в проводящих элементах на пути его протекания [3].

Далее к рассмотрению принимаются такие виды перемежающихся замыканий, которые порождают в сети электрические величины, наибольшим образом отличающиеся от электрических величин при устойчивом замыкании. Исходя из этого, принимаются случаи, когда переходный ток дозаряда емкостей неповрежденных фаз носит колебательный характер со слабым затуханием, и дуга гаснет при прохождении через нуль суммарного тока.

При рассмотрении таких процессов принимается следующее допущение: так как амплитуда принужденной составляющей тока замыкания значительно меньше амплитуды переходной составляющей, то моменты перехода тока через нуль в течение первого периода свободных колебаний определяются только свободной составляющей [3].

В качестве расчетных режимов принимается горение дуги при неизменном пробивном напряжении и ее гашении при первом и втором прохождении переходного тока через нуль соответственно для условий отстройки и условий проверки чувствительности защиты. При принятых режимах горения дуги электрический процесс в сети будет периодическим. В качестве примера на рис. 2, а приведена качественная кривая мгновенных значений тока замыкания, а на рис. 2, б – кривые мгновенных значений напряжения на нейтрали, отнесенные к амплитуде фазного напряжения сети, для рассматриваемых расчетных режимов при $I_{a*} = 0,5$, где n – номер очередного прохождения переходного емкостного тока через нуль, при котором гаснет дуга.



Рис. 2. Кривые мгновенных значений тока в месте замыкания и напряжения на нейтрали; а – ток замыкания, б – напряжение на нейтрали

Напряжение на нейтрали и токи нулевой последовательности точно связаны между собой интегральным соотношением, поэтому гармонический анализ токов нулевой последовательности можно вести через это напряжение. При этом, как видно по рис. 2, б, будут учтены процессы, как на стадии горения дуги, так и на стадии стекания избыточных зарядов через резистор нейтрали.

Частота переходного емкостного тока намного больше промышленной частоты, поэтому в течение каждого полупериода напряжение на нейтрали может быть представлено приблизительно в виде экспоненциального импульса по (1). Такое допущение не вносит существенных ошибок в определение гармоник в области низких частот, так как площадь под кривой мгновенных значений напряжения на нейтрали практически зависит только от значения u_{NT} и I_{a^*} . Значение u_{NT} может быть найдено решением следующей системы уравнений, связывающей мгновенные значения электрических величин в моменты зажигания и погасания дуги

$$E_{\Phi m} \sin u_{\Pi} t_{\Pi P} + u_{N\Gamma} e^{-p I_{a^*}} = U_{\Pi P},$$

$$u_{\rm BF} = -\sqrt{3}E_{\Phi m}\sin\left(u_{\rm TI}\left(t_{\rm TIP} + \frac{p}{u_0}n\right) + \frac{1}{6}p\right) + (1 - k_{\rm C})e^{-\pi\frac{p}{u_0}n}U_{\rm TIP}\cosh p,$$
$$u_{\rm CF} = \sqrt{3}E_{\Phi m}\sin\left(u_{\rm TI}\left(t_{\rm TIP} + \frac{p}{u_0}n\right) + \frac{5}{6}p\right) + (1 - k_{\rm C})e^{-\pi\frac{p}{u_0}n}U_{\rm TIP}\cosh p,$$

$$\mathbf{u}_{\mathrm{NF}} = \frac{1}{3} (\mathbf{u}_{\mathrm{AF}} + \mathbf{u}_{\mathrm{BF}} + \mathbf{u}_{\mathrm{CF}}).$$

где E_{Фт} – амплитуда э. д. с. источника питания;

 $t_{\Pi P}$ – время от момента прохождения э.д.с. поврежденной фазы через нуль до момента пробоя изоляции;

k_с – коэффициент, учитывающий влияние междуфазных емкостей;

*ω*₀ и δ – соответственно частота и коэффициент затухания переходного емкостного тока.

В примере расчетов далее принято $\omega_0 = 12566$ рад/с, $\delta = 892$ 1/с, $k_c = 0, 25$.

Расчетные значения $u_{N\Gamma}$, отнесенные к амплитуде фазного напряжения сети, приведены в таблице 1.

Таблица 1

I _{a*}	0	0,5	1	1,5		
$u_{N\Gamma^*}, n=1$	1,58	1,52	1,42	1,41		
$u_{N\Gamma^*}, n=2$	0,52	0,66	0,7	0,72		

Расчетные значения U

Для принятых I_{a^*} значение $u_{N\Gamma^*}$ определялось при таком максимально возможном пробивном напряжении $U_{\Pi P}$, когда еще поддерживается периодический процесс. При $I_{a^*} = 0$ напряжение пробоя $U_{\Pi P}$ было ограничено значением, при котором кратность перенапряжений на одной из неповрежденных фаз не превышает максимально возможного значения по статистическим данным (около 3) [3].

После разложения периодической кривой напряжения нейтрали в ряд Фурье гармоники токов нулевой последовательности определяются по известным емкостным проводимостям и проводимости цепи нейтрали.

Ток нулевой последовательности линии с долей емкости α, отнесенный к суммарному емкостному току сети, соответственно при внутреннем и внешнем замыканиях

$$i_{\Pi OB^*} = \sum_{H=1}^{k} U_{NH^*} I_{a^*} \sin(HIII_{\Pi} t + H_{H^*}) + \sum_{H=1}^{k} U_{NH^*} H(1 - \delta) \sin\left(HIII_{\Pi} t + H_{H^*} + \frac{p}{2}\right), \quad (2)$$

$$i_{\text{HeII}*} = \sum_{H=1}^{k} H \delta U_{NH*} \sin \left(H \Pi_{H} t + M_{H} + \frac{p}{2} \right),$$
 (3)

где v = 1, 3, 5, ... k;

U_{Nн*} – амплитуды гармоник напряжения на нейтрали, отнесенные к амплитуде фазного напряжения;

 θ_{ν} – фазы гармоник.

Дальнейший анализ проводится для устройства защиты, входная часть которого выполнена по схеме, приведенной на рис. 3.



Рис. 3. Схема входной части устройства защиты

Эта схема удовлетворяет следующим необходимым условиям:

- 1. Сохраняется линейное преобразование интегральных значений тока нулевой последовательности как в установившемся, так и переходном режимах;
- 2. Обеспечивается ограничение сигналов при двойных замыканиях на землю до значений, не опасных для элементов схемы.

Согласующий трансформатор TC выполнен на тороидальном ферритовом сердечнике, параметры которого и сопротивление $R_{\rm H}$ нагрузочного резистора выбраны так, что он не насыщается при первичном токе с частотой 50 Гц, не менее, чем в 5 раз превышающем максимальный установленный ток срабатывания защиты (до 5 А). При этом также исключается насыщение согласующего трансформатора переходным емкостным током, так как индукция обратно пропорциональна его частоте \mathbb{H}_0 , намного превышающую промышленную частоту \mathbb{H}_{Π} , а начальная амплитуда, даже при неучете затухания, превышает ам-

плитуду установившегося тока не более чем в $\frac{\omega_0}{\omega_{\Pi}}$ раз. Также принимается, что транс-

форматор нулевой последовательности ТНП не насыщается, так как сопротивление его внешней нагрузки весьма мало. Оно включает в себя несколько витков первичной обмотки согласующего трансформатора и короткие соединительные провода (в пределах ячейки КРУ). Резистор R_1 и конденсатор C_1 образуют пассивный фильтр низкой частоты, а резистор R_2 , конденсатор C_2 и операционный усилитель образуют активный фильтр низкой частоты (частота среза обоих фильтров принимается равной 70–80 Гц).

Благодаря интегрирующему действию пассивного фильтра низкой частоты максимальное значение напряжения на конденсаторе C₁ при больших амплитудах переходного емкостного тока значительно меньше напряжения, при котором насыщается операционный усилитель.

Таким образом, для сигналов, соизмеримых с уровнем срабатывания защиты, приведенная схема может рассматриваться как линейная, поэтому гармоники напряжения на выходе схемы (u_{вых}) будут соответствовать гармоникам, определяемым через напряжение на нейтрали.

Как видно из результатов определения $u_{N\Gamma}$ и выражений (2), (3), амплитуды гармоник в токе нулевой последовательности имеют наибольшие значения при n = 1, а наименьшие – при n = 2. Именно поэтому эти случаи горения дуги принимаются соответственно как условия отстройки защиты и как условия проверки чувствительности.

На рис. 4 приведены зависимости средневыпрямленного значения напряжения на выходе схемы рис. 3 ($U_{вых}$) в зависимости от I_{a^*} при внутреннем и внешнем замыкании и частоте среза фильтров низкой частоты, равной 80 Гц. Значения напряжения приведены в относительных единицах. За базовое принято напряжение, которое имело бы место на выходе схемы при подаче на вход сигнала с частотой 50 Гц, соответствующего суммарному емкостному току сети.



Рис. 4. Зависимость сигнала, формируемого в устройстве защиты, от относительного значения активной составляющей тока замыкания

- 1, 3 и 5 замыкание в зоне действия защиты соответственно дуговое при *n* = 1, *n* = 2 и устойчивое;
 - 2, 4 и 6 –внешнее замыкание соответственно дуговое при n = 1, n = 2 и устойчивое

Из полученных результатов следует, что при выполнении защиты с использованием низкочастотных гармоник тока нулевой последовательности частично проявляется эффект снижения тока в неповрежденной линии за счет стекания избыточных зарядов через заземляющий резистор. Поэтому, начиная со значений I_{a^*} , меньших 0,7, даже в худшем для отстройки защиты случае (n = 1) расчетным является внешнее устойчивое замыкание. В то же время при изолированной нейтрали в этом режиме следовало бы принять дополнительный коэффициент отстройки около 2. В рассматриваемом примере при $\alpha = 0,2$ в худшем для условий чувствительности случае (n = 2) при внутреннем перемежающемся замыкании чувствительность защиты при $I_{a^*} \approx 1$ остается удовлетворительной, так как минимальное значение сигнала ($U_{вых}$) при внутреннем замыкании превышает максимальное значение при внешнем замыкании примерно в 2 раза.

Используемая схема входных цепей защиты с параметрами, выбранными из условия сохранения линейности при замыканиях на землю, обеспечивает ограничение сигналов при двойных замыканиях на землю на уровне, не опасном для элементов схемы. Это имеет место благодаря тому, что частота тока двойного замыкания значительно меньще частоты переходных емкостных токов. Расчеты и эксперименты показали, что, если при двойных замыканиях на землю кабельный ТНП не насыщается, то в диапазоне токов от 2 до 20 кА, угол насыщения согласующего трансформатора ТС лежит в пределах от 22^0 до 7^0 . При этом вольтсекундная площадь, при которой насыщается этот трансформатор, и параметры пассивного фильтра низкой частоты соотносятся так, что напряжение на конденсаторе C_1 не превышает 10–12 В.

Литература

- 1. Евдокунин Г.А., Гладилин С.В., Корепанов А.А. Выбор способа заземления нейтрали в сетях 6 – 10 кВ / Электрическтво, 1998. №12, с.8–22.
- 2. А.с. 172898 СССР, МКИ Н 02 Н 3/16. Устройство для защиты от замыканий на землю / Р.А. Вайнштейн, А.Ф. Карбышев, Ю.П. Фальк. Опубл. 23.02.88., Бюл. изобр. №7.
- 3. Лихачев Ф.А. Замыкания на землю в сетях с изолированной нейтралью и с компенсацией емкостных токов. М.: Энергия, 1971. 152 с.

ВЛИЯНИЕ ПЕРЕХОДНОГО СОПРОТИВЛЕНИЯ НА ПОВЕДЕНИЕ НАПРАВЛЕННЫХ ЗАЩИТ ОТ ЗАМЫКАНИЙ НА ЗЕМЛЮ В СЕТЯХ 6-35 кВ

А.И. Шалин (ООО «ПНП БОЛИД», Новосибирск)

Переходное сопротивление в месте однофазного замыкания на землю на воздушной ЛЭП и его физическая реализация

В [1, 2] описана традиционная модель, позволяющая исследовать влияние переходного сопротивления в месте повреждения на параметры установившегося процесса O33.

Было показано, что переходное сопротивление R_n не влияет на фазовый угол между то-

ком \overline{I}_0 и напряжением \overline{U}_0 нулевой последовательности как в неповреждённой, так и повреждённой линии, т.е. не искажает основных фазовых соотношений, на которые реагирует направленная токовая защита нулевой последовательности. Однако появление R_n снижает значения

 $|\overline{I}_0|$ и $|\overline{U}_0|$ и может по этой причине привести к отказу защиты в функционировании.

Описанное в [1, 2] переходное сопротивление R_n существенную роль играет лишь на воздушных ЛЭП, где применительно к компенсированным и резистивно-заземлённым сетям складывается из сопротивлений следующих основных элементов:

- заземления опоры с неисправным изолятором;

- цепи протекания «обратного» тока ОЗЗ по земле от места замыкания до нейтрали источника питания;

- заземляющего устройства на питающей подстанции.

Проведённые эксперименты показали, что при повреждении линейного изолятора суммарное значение переходного сопротивления R_n на частоте 50 Гц в некоторых случаях достигает 100-200 Ом. В основном оно носит активный характер и может оказать существенное влияние на переходные процессы ОЗЗ и снизить установившееся значение тока замыкания на землю.

При падении на землю оборвавшегося провода вместо первой указанной выше составляющей проявляются сопротивления:

- предмета, на который упал провод (слой снега, льда, упавших листьев, ветка дерева и т.д.), и через который осуществляется контакт с землёй;

- полусферы «растекания тока» в месте контакта с землёй.

Эти сопротивления сильно зависят от удельного сопротивления грунта, вида находящихся на поверхности земли предметов, на которые упал провод, погодных условий (дождь, снег), времени года и т.д.

В одном из экспериментов летом при падении провода на сухой песок отмечалось переходное сопротивление в месте ОЗЗ порядка 5-7 кОм. Зимой, при падении провода на обледеневшую землю или в сугроб значение R_n может увеличиться в несколько раз, что и подтверждалось рядом экспериментов с участием автора настоящей статьи.

Ясно, что наличие в цепи протекания токов O33 такого большого по величине переходного сопротивления может привести к отказу защиты от O33. В [3] предлагалось совмещать защиту нулевой последовательности (например, направленную токовую) со специальной защитой от обрыва фазного провода, например, реагирующей на отношение

 $\frac{I_{(2)}}{I_{(1)}}$, где $I_{(2)}$ - значение тока обратной последовательности в защищаемой линии; $I_{(1)}$ - зна-

чение тока прямой последовательности. При этом каждая из разновидностей защит будет реагировать на «свою» часть повреждений. Чувствительная направленная защита нулевой последовательности обеспечит защиту воздушной ЛЭП при значениях R_n до 2-3 кОм, защита от обрывов – при больших значениях переходного сопротивления. Она же сработает, например, при обрыве «шлейфа», соединяющего между собой два пролёта воздушной ЛЭП. Обрыв шлейфа в ветреную погоду, приводящий к его кратковременным соприкосновениям с опорой (что иногда случается на практике), без такой защиты едва ли удастся быстро выявить.

Влияние электрической дуги на параметры процессов при ОЗЗ

Электрическая дуга также является своеобразным «переходным элементом» в месте ОЗЗ. Однако попытки учесть дугу в рамках описанной в [1, 2] модели во многих случаях не увенчаются успехом. Эта, используемая большинством авторов, модель не в состоянии адекватно описать, например, влияние перемежающейся дуги на те сигналы, на которые реагируют направленные защиты от ОЗЗ. Рассмотрим этот вопрос подробнее.

Устойчивая дуга

Горящая в месте O33 устойчивая дуга обычно является мощным источником высокочастотных составляющих в напряжении U_0 и токе I_0 . В [4] отмечалось, что в токе это влияние становится настолько заметным, что может привести, например, к излишнему срабатыванию защит неповреждённых линий. Для предотвращения таких срабатываний в современных устройствах защиты от O33 предусматриваются специальные гармонические фильтры.

Перемежающаяся дуга

Перемежающаяся дуга может возникать при ОЗЗ как на воздушных, так и кабельных ЛЭП, но для кабельных линий она более характерна. По некоторым данным [1] до 80% замыканий на кабельных линиях сопровождается перемежающейся дугой. На воздушных ЛЭП таких замыканий в несколько раз меньше. Анализом токов при ОЗЗ, сопровождающихся перемежающейся дугой, занимался ряд авторов (например, [5, 6, 7]). Однако по ряду причин (одна из них - низкое качество осциллографической аппаратуры на период выполнения работы) эти исследования велись в основном на математических моделях, хотя и с использованием имеющихся экспериментальных данных. К тому же авторы не ставили перед собой задачи исследовать поведение направленных токовых защит нулевой последовательности при наличии перемежающейся дуги. В связи с этим в настоящее время многие вопросы, связанные с поведением таких защит при дуговых замыканиях, так и остались невыясненными.

На рис.1, показаны осциллограммы первичного и вторичного тока $i_0(t)$, полученных в процессе натурных экспериментов, на рис.2 – осциллограммы напряжения $u_0(t)$ и тока $i_0(t)$.





Рис.1 Puc.2 На рис.1 вверху показана кривая первичного тока в месте ОЗЗ, а внизу – вторичного тока в цепи реле, на рис.2 вверху – напряжение $u_0(t)$, внизу – ток $i_0(t)$ в цепях защиты.

Из рис.1, 2 видно, что при дуговом замыкании:

- осциллограмма напряжения $u_0(t)$ содержит гораздо меньше высокочастотных составляющих, её проще «записать» и проанализировать;

- ток $i_0(t)$ при ОЗЗ может на какое-то время прерываться, а затем дуга загорается вновь;

- этот ток содержит большое количество высокочастотных составляющих;

- сигналы при перемежающейся дуге могут иметь разный вид (в действительности это многообразие весьма велико).

Как отмечалось выше, в настоящее время процессы в сети при O33, сопровождающихся перемежающимися дугами, и виды сигналов, поступающих при этом на направленную токовую защиту, недостаточно изучены. Это объясняется рядом технических причин (если не говорить о чрезвычайно скудном финансировании такого рода работ):

- многообразием разновидностей перемежающихся и прерывистых дуг (вид дуги зависит, в частности, от того, где она горит – «открытая» дуга на воздухе, «закрытая» (например, в кабеле на начальной стадии ОЗЗ), стадии процесса (особенно это заметно в кабеле), от режима заземления нейтрали сети и т.д.;

- отсутствием достаточно совершенной теории, описывающей мгновенные значения токов $i_0(t)$ и напряжений $u_0(t)$ нулевой последовательности при различных видах перемежающихся дуг в сетях 6-35 кВ;

- низким качеством кабельных трансформаторов тока, большим разбросом их характеристик и слабой проработанностью моделей измерительных трансформаторов и фильтров тока нулевой последовательности, а также трансформаторов напряжения, работающих в режимах перемежающихся дуговых замыканий;

- сложностью получения качественных осциллограмм токов при натурных экспериментах с перемежающимися дугами (на рис.1 видно, что некоторые пики токовых импульсов «обрезаны» из-за невысокого качества аналого-цифрового преобразователя осциллографа);

- терминологических трудностей (до сих пор среди специалистов нет единого мнения, какую дугу можно назвать перемежающейся и чем она отличается от прерывистой);

- отсутствием теоретической базы, позволяющей адекватно обработать полученные в эксперименте сигналы (выделить гармонические составляющие, оценить основные параметры дуги, влияющие на поведение релейной защиты) и т.д.

Многообразие алгоритмов обработки сигналов $i_0(t)$ и $u_0(t)$ в различных устройствах защиты и нежелание разработчиков защит давать подробную информацию по этим алгоритмам дополнительно усложняют задачу.

Тем не менее, некоторые закономерности, влияющие на работу направленных защит от O33, можно проанализировать.

Условимся в соответствии с терминологией, предложенной в [8], перемежающимися дугами называть такие, в которых бестоковые паузы сравнительно коротки. За время паузы потенциал нейтрали не успевает снизиться до значения, близкого к нулю. При повторных пробоях возможна эскалация перенапряжений. Прерывистыми дугами будем называть такие, бестоковые паузы в которых велики, например, имеют продолжительность до 10 периодов промышленной частоты и более. К концу паузы потенциал нейтрали симметричной сети можно считать равным нулю.

При таких условиях осциллограммы, изображённые на рис.1, 2, соответствуют процессам с перемежающейся дугой. Очевидно, что представленные осциллограммы далеко не исчерпывают всего разнообразия перемежающихся дуг. Результаты описанных ниже исследований также не претендуют на широту обобщения, а являются, скорее примерами, иллюстрирующими определённые тенденции.



Рис.3. Спектральный состав тока нулевой последовательности в сети при ОЗЗ, сопровождающемся перемежающейся дугой

На рис.3 приведён спектральный состав тока $i_0(t)$, полученный магистром НГТУ Касяном В.М. в процессе обработки одного из натурных экспериментов.

Из рисунка видны некоторые интересные особенности:

- ток $i_0(t)$ содержит высокочас-

тотные составляющие вплоть до 20-й гармоники и выше;

- в спектре содержится большое количество «интергармоник» (терминология автора [9]), т.е. существуют не только гармонические составляющие с частотой, кратной 50 гЦ, но и с множеством промежуточных частот (практически – непрерывный спектр);

- при перемежающейся дуге в токе $i_0(t)$ в значительном количестве присутствуют субгармоники (с частотой, меньшей 50 гЦ).

Последнюю особенность необходимо учитывать при разработке гармонических фильтров, повсеместно используемых, например, в направленных токовых защитах от ОЗЗ. При выделении основной гармоники следует применять не фильтры-пробки высших частот, как это иногда делается, а полосовые фильтры.

Кроме того, наличие в сети субгармоник с частотами, лежащими в пределах 15-25 гЦ, может привести к неселективной работе некоторых защит от O33, выполненных на наложенном токе 16,7 – 25 Гц. Это, по-видимому, относится не только к защитам линий, но и, например, к защитам от O33 генераторов, если эти генераторы работают на сборные шины, гальванически соединённые с сетью, и имеют защиту от O33 с наложенным током соответствующей частоты. Возникающие при O33 синусоидальные составляющие с частотой, например, 25 Гц могут иметь произвольные углы относительно «наложенных» токов той же частоты, вызванных искусственным источником, и различные амплитуды. Наложение одних сигналов на другие, если не предпринять соответствующих мер, может привести к неселективному действию защит.

Искажение фазовых углов между $i_0(t)$ и $u_0(t)$ в переходных режимах

Из рис. 1, 2 видно, что при перемежающейся дуге ток может прерываться и снова начинать течь по нескольку раз за период промышленной частоты. Моменты «зажигания» и погасания дуги являются случайными величинами, что, в частности, и является, причиной появления в токе интергармоник.

Кроме того, в переходных процессах, связанных с зажиганием и погасанием дуги, искажаются фазовые соотношения между величинами $i_0(t)$ и $u_0(t)$.

На рис.4 приведены осциллограммы напряжения $u_0(t)$ (кривая с большей амплитудой)

и тока $i_0(t)$ в режиме дугового O33 в резистивно-заземлённой сети, полученные на

модели. Осциллограммы построены для случая, когда суммарный ток через заземляющие резисторы в сети равнялся примерно 70% от ёмкостного тока. Дугогасящий реактор отсутствовал.



Рис.4. Напряжение и ток нулевой последовательности при металлическом «прерывистом» ОЗЗ в сети при наличии заземляющего резистора

На рис.4 видна интересная особенность процесса O33, связанная с взаимным отношением мгновенных значений величин тока $i_0(t)$

и напряжения $u_0(t)$.

Иногда при обсуждении процессов, возникающих в сети при ОЗЗ, звучит не совсем верное утверждение о том, что при отсутствии

тока $i_0(t)$ не должно быть и напряжения $u_0(t)$. Это справедливо перед возникновением O33, когда сеть работает в симметричном режиме и смещение нейтрали отсутствует. В процессе же O33 это условие не выполняется.

На рис.4 видно, что «впервые» ток $i_0(t)$ и напряжение $u_0(t)$ действительно появляются в один и тот же момент времени (при появления замыкания на землю). В этот момент угловой сдвиг между ними отсутствует. Через некоторое время процесс стабилизируется и угол между напряжением $u_0(t)$ и соответствующим током $i_0(t)$ (например, измеренный по моментам перехода этих величин через ноль) становится постоянным. Если измерить фазовый угол между первыми гармониками сигналов $i_0(t)$ и $u_0(t)$, то за счёт описанного выше он несколько приблизится к нулю. Степень влияния описанного эффекта на фазовый угол между входными сигналами направленной защиты от O33 будет, в частности, зависеть от длительности промежутка времени, в течение которого дуга не гасла.

Однако теперь при погасании дуги (ток на осциллограмме в течение определённого промежутка времени равен нулю) напряжение $u_0(t)$ нулю не равно. Это и понятно: ёмкость повреждённой фазы не успевает зарядиться до фазного напряжения и нейтраль сети ещё некоторое время остаётся смещённой.

Особенно отчётливо это видно на рис.5, где приведены осциллограммы напряжений в фазах А U_a и С U_c , а также напряжения на нейтрали сети U_n в процессе отключения ОЗЗ в фазе А, полученные автором на модели для одной из реальных систем. Заземляю-



щий резистор отсутствовал. Ёмкостный ток при ОЗЗ – порядка 19 А. Из рисунка видно, что после того, как ток в дуге прервался, и дуга погасла, напряжение $u_n(t)$, уменьшаясь по экспоненте, ещё длительное время продолжает существовать.

Рис.5. Осциллограммы напряжения $u_{C}(t)$ в фазе С, $u_{A}(t)$ в фазе А и $u_{n}(t)$ - напряжение на нейтрали в процессе отключения ОЗЗ в фазе А.

Как видно, в процессе ОЗЗ напряжение на нейтрали равняется - $e_a(t)$, где

 $e_a(t)$ - ЭДС повреждённой фазы. После отключения ОЗЗ напряжение на нейтрали $u_n(t)$ по экспоненте приближается к нулю. Амплитуда напряжения $u_c(t)$ в процессе ОЗЗ равна $\sqrt{3}$

амплитуды фазного напряжения, угол между $u_n(t)$ и $u_c(t)$ равен 30 электрическим градусам. Высшие гармонические составляющие в напряжениях в рассматриваемом случае практически отсутствовали. После отключения ОЗЗ напряжение на нейтрали, не меняя своего знака, уменьшается по экспоненте:

$$u_n(t) = u_{\max} e^{-\frac{t}{RC}}, \qquad (1)$$

где u_{max} - напряжение на нейтрали в момент погасания дуги; t – текущее время; R – результирующее сопротивление активных утечек в сети и заземляющего резистора; C – общая трёхфазная ёмкость сети. Повторного загорания дуги после её погасания в случае, которому соответствует рис.5, не произошло.

Значения фазных напряжений после погасания дуги можно записать следующим образом:

 $\begin{array}{c} u_{A}(t) = u_{n}(t) + e_{A}(t); \\ u_{B}(t) = u_{n}(t) + e_{B}(t); \\ u_{C}(t) = u_{n}(t) + e_{C}(t). \end{array}$ (2)

Максимальные значения напряжений фаз относительно земли возникают сразу же после погасания дуги и имеют отрицательный знак.

Моменты повторного пробоя промежутка и зажигания дуги – случайны, ток при этом начинает возрастать с нуля (в сторону положительного или отрицательного полупериода), но напряжение нулевой последовательности (напряжение на нейтрали) в момент пробоя уже не равно нулю. Из рис. 4 видно, что пробои (на рисунке 4 – повторные) часто сопровождаются значительными высокочастотными составляющими токов и иногда – напряжений (токи разряда ёмкости повреждённой фазы и дозаряда ёмкостей «здоровых» фаз). Эти «свободные» высокочастотные составляющие токов играют большую роль в процессе загорания и погасания дуги.

В большинстве направленных защит от ОЗЗ в качестве входных рабочих сигналов используются составляющие 50 гЦ $i_0(t)$ и $u_0(t)$. Фазовый угол между этими сигналами зависит, в частности, от моментов зажигания и погасания дуги, а также от значений $u_n(t)$ в эти моменты времени. В результате, например, в токе $i_0(t)$ при наличии в месте ОЗЗ перемежающейся дуги имеются две основные составляющие:

- вынужденная, имеющая частоту 50 Гц;

- свободная, содержащая составляющие как минимум двух высоких частот (разряда и дозаряда фазных ёмкостей).

Поведение направленной токовой защиты от O33 определяется тем, в какой степени проявляется в выделенной в защите токовой составляющей 50 гЦ сигнала $i_0(t)$ первая из указанных выше величин. Вторую, высокочастотную составляющую, в токовом сигнале рассматриваемых защит следует считать «шумом», искажающим поведение защиты.

Аналогична ситуация с сигналом $u_0(t)$ с той разницей, что он искажён в меньшей степени (см. рис. 1, 2).

Проведённые в НГТУ магистром Касяном В.М. исследования показали, что в процессе ОЗЗ, сопровождающегося перемежающейся дугой, фазовый угол между составляющими 50 гЦ $i_0(t)$ и $u_0(t)$ может существенно изменяться. На рис.6 показана одна из таких зависимостей, полученная на основании результатов натурного эксперимента. По вертикальной оси здесь изображён фазовый угол между составляющими 50 гЦ $i_0(t)$ и

 $u_0(t)$, поступающими на защиту, а по горизонтальной оси - время.



Рис.6. Зависимость фазового угла от времени в процессе замыкания на землю, сопровождающегося перемежающейся дугой

Начальная часть зависимости на рис.6 соответствует «металлическому» ОЗЗ, т.е. замыканию без переходного сопротивления. При этом фазовый угол соответствует своему значению, полученному по модели, описанной в [1, 2]. Затем возникла перемежающаяся дуга, и фазовый угол стал меняться случайным образом (в соответствии со случайными

моментами загорания и погасания дуги). Рис.6 соответствует промежутку времени чуть больше 0,2 секунды. В процессе ОЗЗ фазовый угол менялся в некоторых случаях на несколько десятков электрических градусов от своего начального значения, его математическое ожидание отклонялось в сторону более активных токов примерно на 15-20 градусов.

Аналогична зависимость амплитуды составляющей 50 Гц токового сигнала от времени. В процессе ОЗЗ амплитуда также может существенно изменяться.

Очевидно, что изучение процессов O33, сопровождающихся перемежающейся дугой с точки зрения поведения направленных защит ещё только начинается, предстоит провести множество экспериментов и обобщить их результаты. Однако на основании имеющихся данных можно сделать следующие выводы:

- фазовый угол между составляющими 50 Гц $i_0(t)$ и $u_0(t)$ в процессе ОЗЗ, сопровождающегося перемежающейся дугой, может изменяться в широких пределах, что существенно усложняет задачу, поставленную перед защитой; мгновенно действующие направленные защиты, судя по результатам проведённых исследований, имеют тенденцию к неселективным срабатываниям при внешних ОЗЗ и к отказам в срабатывании при повреждениях на защищаемой линии;

на достаточно продолжительном промежутке времени (порядка нескольких десятых долей секунды) математическое ожидание этого угла для рассмотренных случаев оставалось сравнительно постоянным и отклонялось от аналогичного значения при металлическом ОЗЗ примерно на 15-20 электрических градусов в сторону более активных токов;

- меняется во времени также и амплитуда входного токового сигнала защиты;

 для обеспечения стабильности поведения направленных защит от ОЗЗ их рабочий сигнал должен усредняться (интегрироваться) на достаточно большом промежутке времени (порядка нескольких десятых долей секунды); при этом сама защита должна выполняться с выдержкой времени;

 - фазовая характеристика направленной защиты должна быть рассчитана на то, чтобы обеспечивать её селективное действие как при «металлических» ОЗЗ, так и при дуговых, сопровождающихся перемежающейся дугой.

Из описанного не следует делать вывод о принципиальной неработоспособности направленных защит в режимах с перемежающимися дугами. Если рабочие сигналы интегрировать в течение нескольких десятых долей секунды и «запоминать» факт запуска защиты на время возможной бестоковой паузы, то на основе рассматриваемого принципа вполне можно построить эффективные защиты от ОЗЗ. Это подтверждает опыт эксплуатации нескольких сотен экземпляров направленной токовой защиты от ОЗЗ, разработанной одним из авторов настоящей статьи [10], и установленной при участии обоих авторов

в некоторых энергосистемах России. Как производственные испытания с имитацией перемежающейся дуги, так и опытная эксплуатация защит дали положительные результаты.

Международный опыт эксплуатации направленных защит линий от O33 так же подтвердил их эффективность, но некоторые разновидности таких защит по признанию самих разработчиков и изготовителей ведут себя неудовлетворительно при O33 с перемежающимися дугами.

Литература

- 1. Бухтояров В.Ф., Маврицын А.М. Защита от замыканий на землю электроустановок карьеров. М.: Недра, 1986. 184 с.
- 2. Шалин А.И. Замыкания на землю в сетях 6-35 кВ. Направленные защиты. Характеристики, особенности применения / Новости ЭлектроТехники, №6 (36). 2005.
- 3. Шалин А.И. Замыкания на землю в сетях 6-35 кВ. Направленные защиты. Пример расчёта уставок / Новости ЭлектроТехники, №4 (34). 2005.
- 4. Шалин А.И. Замыкания на землю в сетях 6-35 кВ. Особенности возникновения и приборы защиты / Новости ЭлектроТехники, №1 (31). 2005.
- 5. Вайнштейн Р.А., Головко С.И. О гармоническом составе токов нулевой последовательности в сетях с компенсацией ёмкостного тока при замыкании на землю через перемежающуюся дугу // Изв. вузов. Сер. Энергетика. – 1978. № 12. С. 14-19.
- Фальк Ю.П. Усовершенствование защиты от замыканий на землю в сетях 6-10 кВ на основе исследования вероятностных характеристик электрических величин при перемежающихся дуговых замыканиях. Дисс. на соискание степени к.т.н. Защищена 30.05.87; Новосибирск, 1987. – 208 с.
- Шестакова В.В. Усовершенствование защиты от замыканий на землю в сетях с компенсацией ёмкостного тока и в сетях постоянного оперативного тока. Дисс. на соискание степени к.т.н. Защищена 13.06.2000 г.; Новосибирск, 2000. – 168 с.
- 8. Шуин В.А., Гусенков А.В. Защиты от замыканий на землю в электрических сетях 6-10 кВ. М.: НТФ Энергопрогресс. 104 с.
- 9. Жежеленко И.В. Высшие гармоники в системах электроснабжения промпредприятий. М.: Энергоатомиздат, 2004. 259 с.
- Патент 2157038 (Российская Федерация). Устройство для выявления присоединения с замыканием на землю в сети с изолированной нейтралью / Шалин А.И. Опубл. в Бюллетене № 27, 2000 г.

Комбинированная защита от однофазных замыканий на землю

Езерский Владимир Георгиевич (ООО «НТЦ «МЕХАНОТРОНИКА»)

От 80 до 90% случаев повреждения в сетях 6-35 кВ вызвано однофазными замыканиями на землю – **033**. В настоящее время для защиты от **033** используются серийно выпускаемые устройства типа ЗЗН, УСЗ-ЗМ и др., а также различные устройства единичного и мелкосерийного производства [1]. Опыт многолетней эксплуатации различных по принципу действия устройств защиты от ОЗЗ, а также анализ многочисленных публикаций по данной тематике [1, 2, 3,4 и др.] позволяет с уверенностью утверждать, что общепризнанного по селективности и надежности действия устройства релейной защиты от **ОЗЗ** для сетей с различными режимами заземления нейтрали в настоящее время не существует.

Как известно, в устройствах защиты от **033** для выявления аварийных анормальных режимов используются векторные и спектральные характеристики тока и напряжения нулевой последовательности $3I_0$ и $3U_0$. Например, устройство 33Π -1 и его усовершенствованный вариант 33H контролируют ток $3I_0$, напряжение $3U_0$ и угол сдвига фаз между ними (направление мощности нулевой последовательности).

Однако эти и подобные устройства позволяют достоверно определить **033** только при устойчивом характере замыкания на землю. Если процесс **033** протекает нестабильно, то характеристики тока нулевой последовательности имеют неустойчивый, случайный характер, что часто приводит либо к несрабатыванию, либо к излишнему неселективному срабатыванию устройств защиты от **033**.

Направленная защита в сетях с изолированной нейтралью, селективно срабатывает при металлических и устойчивых дуговых замыканиях. При наличии дугогасящих реакторов ДГР из-за подавления основной составляющей тока 3I₀, направленная защита не действует а при перекомпенсации такая защита действует заведомо неселективно. Поэтому на практике рекомендуется устанавливать режим недокомпенсации и использовать защиты с высокой чувствительностью по току 3I₀ основной гармоники (3I₀ 50). При перемежающихся дуговых замыканиях направленная защита либо не действует, либо срабатывает неселективно.

В устройстве сигнализации УСЗ-3М вручную, поочередно определяют сумму высокочастотных составляющих тока $3I_0$ в каждом фидере, отходящем от сборных шин КРУ. Метод измерения действующего значения суммы токов высших частот в токе $3I_0$ ($3I_0B4$), и выявления поврежденного фидера по наибольшему значению $3I_0B4$, имеет весьма высокую достоверность. К недостаткам централизованного общесекционного устройства УСЗ-3М следует отнести:

– действие только при устойчивом 033;

- значительные затраты времени на определения поврежденного фидера оператором.

Учитывая сказанное, при разработке селективного устройства защиты от *ОЗЗ* для присоединений, отходящих от секции КРУ, были поставлены следующие задачи:

1. Создать комбинированное устройство, сочетающее положительные свойства направленной защиты от *033*, учитывающей ток основной частоты 50 Гц и защиты от O33, использующей токи высших частот.

2. Повысить достоверность и автоматизировать процесс определения поврежденного присоединения с использованием высокочастотных составляющих тока $3I_0$

3. Уменьшить вероятность излишнего действия направленной защиты

4. Обеспечить непрерывность действия устройства при устойчивых 033

5. Обеспечить регистрацию одиночных и повторно-кратковременных 033

В качестве направленной защиты в разработанном устройстве применена высокочувствительная защита от ОЗЗ, используемая в цифровых терминалах серии *БМРЗ* с начала их серийного выпуска в 1996.

В алгоритме этой защиты (обозначим её как H₅₀) предусмотрено использование следующих величин:

- действующего значения основной гармоники тока нулевой последователь-

ности $3I_050$, получаемого от стандартного ТТНП. Чувствительность по току $3I_050$ этой защиты составляет 2 мА, что в зависимости от коэффициента трансформации ТТНП соответствует50-70 мА в первичных значениях тока нулевой последовательности. Уставка по току 3 I_0 в данной защите используется прежде всего для отстройки от небаланса и наводок во вторичной цепи ТТНП.

- действующее значение тока 3 *I*₀50 информативного значения для работы алгоритма направленной защиты не имеет;

- действующего значения основной гармоники напряжения нулевой последовательности 3U₀, получаемого от обмоток трансформатора напряжения,

соединенных в «разомкнутый» треугольник. Чувствительность по напряжению $3U_0 - 5B$, а устойчивость к перегрузке по напряжению $3U_0 - 350$ В длительно. Уставка по напряжению $3U_0$ в данной защите используется прежде всего для отстройки от небаланса в цепях обмоток ТН. Действующее значение напряжения $3U_0$ информативного значения для работы алгоритма направленной защиты не имеет;

- угла между векторами основных гармоник $3I_0$ и $3U_0$, получаемого расчетным путем.

Направленная защита H_{50} в терминалах серии *БМРЗ* имеет зону срабатывания по углу между векторами $3I_0$ и $3U_0 - (170\pm5^0)$, а направление зоны срабатывания определяется уставкой, изменяемой с шагом 1^0 в пределах от 0^0 до 360^0 . Фактор «угла максимальной чувствительности» в рассматриваемой защите отсуствует, так как её угловые характеристики не зависят от значений 3 I_0 и 3 U_0 . Минимальное время срабатывания защиты составляет – 40 мс, а наибольшая уставка срабатывания может быть задана равной 20 с.

Быстродействующая направленная защита H₅₀, действующая на отключение, может использоваться при двойных однофазных замыканиях на линиях 10 кВ, отходящих от тяговых подстанций железных дорог. Особую опасность такое повреждение представляет, когда ток двойного замыкания может пройти по рельсу [49].

Защита H₅₀ сохраняет свои свойства и в сетях с компенсированной нейтралью, когда ДГР настроен с «недокомпенсацией» и остаточная емкостная составляющая в токе 3*I*₀50 при **033** превышает чувствительность защиты, равную 3 мА.

Известно, что рассматриваемый алгоритм H₅₀ может срабатывать излишне (неселективно) при:

- 033 в сетях с перекомпенсацией;

- перемежающихся (прерывистых) дуговых **033** в сетях с изолированной нейтралью.

Для устранения излишних отключений не следует допускать работу сетей в режиме перекомпенсации, а при возникновении неустойчивых дуговых замыканий следует блокировать работу алгоритма Н $_{50}$. Однако в любом случае чувствительный орган защиты от **033** по $3U_0$ может работать на сигнализацию.

Поэтому в комбинированной защите от **033** помимо алгоритма направленной защиты Н ₅₀ применен алгоритм $T3_{B_4}$, обеспечивающий контроль «свободных» составляющих, присутствующих в спектре тока $3I_0$ при **033**.

В качестве пускового органа в данном алгоритме используется пороговый элемент 3 U₀, имеющий уставку по напряжению от 10 В и время срабатывания от 40мс.

После срабатывания пускового органа значение тока 3*I*_{0B4} записывается в память устройства и может использоваться для:

- проведения измерений, выполняемых по принципу, использованному в устройстве типа УСЗ-3М с передачей информации по каналу связи и последующего отключения поврежденного фидера по команде из АСУ;

- селективного отключения поврежденного присоединения при использовании в алгоритме специальной времятоковой характеристики. Обратнозависимые характеристики типа RXIDG, используемые в устройствах фирмы ABB [2,5] не имеют четких методик по расчету уставок срабатывания.

В алгоритме ТЗ_{ВЧ} применена характеристика изображенная на рис. 1.



Рис. 1 Время срабатывания ТЗ вч в зависимости от значения тока ЗІовч

Работа алгоритма, использующего предложенную характеристику, происходит следующим образом. Предварительно на всех защитах, установленных на присоединениях секций КРУ, устанавливаются одинаковые уставки. При возникновении **033** значения токов во всех неповрежденных присоединениях находятся в диапазоне от 0 до 3 I _{0ВЧМАХ} (см. рис.1), а время срабатывания ТЗ _{ВЧ} составляет T_{MAX} . Через поврежденное присоединение протекает суммарный ток всех неповрежденных присоединений, что на характеристике соответствует участку от 3 I _{0ВЧМАХ} до \sum I _{0ВЧ}, а время срабатывания находится на участке от T_{MAX} до Т _{MIN} (см. рис.1). После срабатывания защиты на поврежденном присоединении произойдет возврат защит на остальных присоединениях. Если защита действует не на отключение, а на сигнализацию, необходимо групповое устройство сигнализации, фиксирующее первое срабатывание.

При задании уставок для алгоритма, использующего рассматриваемую характеристику, следует учитывать нестабильность параметров 3 I₀, особенно для сетей с компенсированной нейтралью. Согласно отдельным публикациям [6, 7], емкостные токи в сети могут изменяться в несколько раз в течение дня в зависимости от характера *O33*.

Рассмотренные алгоритмы H_{50} и $T3_{B4}$ объединяются в комбинированном устройстве защиты от **033**, причем выбор первого или второго алгоритма производится автоматически и определяется характером замыкания. При устойчивых замыканиях, в том числе и дуговых, действует алгоритм направленной защиты H_{50} . При неустойчивых дуговых **033** действует токовая защита $T3_{B4}$.

Пуск одного из двух алгоритмов защиты от **ОЗЗ** осуществляется по результату спектрального анализа тока $3I_0$ в начальной стадии замыкания, определяющего его коэффициент синусоидальности K_c по формуле:

$$K_{c} = 3I_{050}/3I_{0BY} \tag{1}$$

При кратковременных пробоях и дуговых прерывистых O33 значение K_c приближается к нулю. Для устойчивых металлических замыканий значение K_c стремится к ∞ .

Поэтому коэффициент синусоидальности тока 3*I*₀ может рассматриваться как простой и понятный признак устойчивости / неустойчивости *О*33.

Для практического использования коэффициента К_с в качестве условия выбора одного из двух алгоритмов, в комбинированном алгоритме защиты от *O33* предусмотрено задание уставки К_{сп}, выбираемой из диапазона значений от 0,2 до 1,0.

При $K_c > K_{C\Pi}$ активизируется алгоритм направленной защиты H_{50} , контролирующий направление мощности нулевой последовательности. При $K_c < K_{C\Pi}$ алгоритм защиты H_{50} блокируется и активизируется алгоритм защиты $T3_{Bq}$. Предусмотрено действие обоих алгоритмов как на отключение, так и на сигнализацию.

Благодаря встроенному осциллографу, регистратору аварийных событий и регистратору кратковременных замыканий, обеспечена возможность корректировки уставок защиты на основе статического анализа. Такой подход определения уставок для защит от *033* в сетях с изолированной и компенсированной нейтралью более эффективен, чем расчетные методы. Кроме этого, массовое использование такого устройства позволит собрать и обобщить статистические данные, полезные для оценки работы других защит от *033*.

Как и во всех разработках НТЦ «Механотроника», пользователю обеспечены все сервисные возможности современного цифрового устройства РЗА. Дополнительно предусмотрена сигнализация каждого вида *ОЗЗ*.

Литература:

1. Шуин В.А., Гусенков А.В. Защиты от замыканий на землю в электрических сетях 6-10 кВ. М.:НТФ «Энергопрогресс». //Приложение к журналу, «Энергетик», выпуск 11(35) 2001, 102 с.

2. Шабад М.А. Защита от однофазных замыканий на землю в сетях 6-35 кВ. СПб, ПЭИПК.

3. Шабад М.А. Расчеты релейной защиты и автоматики распределительных сетей. СПб,. ПЭИПК, 2003 г.

4. Борухман В.А. Об эксплуатации селективных защит от замыканий на землю в сетях 6-10 кВ и мероприятия по их совершенствованию.// «Энергетик», 2000 г., №1 стр.20-22

5. Ограничения перенапряжений и режимы заземления нейтрали сетей 6-35 кВ.

Труды третьей всероссийской научно-технической конференции. Новосибирск, сентябрь 2004 г.

ЗАЩИТА ОТ ЗАМЫКАНИЙ НА ЗЕМЛЮ ДЛЯ ПУЧКОВ КАБЕЛЕЙ

Шалин А.И., Хабаров А.М.

(ООО «ПНП БОЛИД», Новосибирский государственный технический университет, Новосибирск)

Введение

На практике нередко встречаются случаи, когда питание потребителям выдаётся через несколько параллельно включенных кабелей (через так называемый «пучок кабелей»). В таких случаях на каждом из кабелей устанавливается свой трансформатор тока нулевой последовательности (ТТНП), вторичные обмотки которых, например, в соответствии с [1], включаются либо параллельно, либо последовательно, после чего подключается токовое реле.

В соответствии с [2] в защите от однофазных замыканий на землю (O33), установленной на пучке кабелей, может появиться ток небаланса, обусловленный неидеальностью характеристик ТТНП при перераспределении токов нагрузки в фазах по кабелям, входящих в пучок. Величина этого небаланса зависит от ряда факторов – степени перераспределения тока в отдельных кабелях пучка, схемы соединения вторичных обмоток ТТНП, различия их характеристик намагничивания и так далее. В [2] отмечается, что такое перераспределение токов может быть вызвано неравенством сопротивлений жил кабелей.

Некоторое время назад нами была обнаружена ещё одна причина перераспределения токов в кабелях, связанная с нарушением контактных соединений фаз кабелей при их подсоединении в ячейке. При этом возникает намного большее перераспределение токов нагрузки по кабелям, что в свою очередь приводит к появлению соответствующего тока небаланса в защите от замыканий на землю.

1. Появление токов нулевой последовательности при нарушении контактных соединений фаз кабелей в месте их подключения

Рассмотрим случай нарушения контактного соединения и появления токов нулевой последовательности в кабелях пучка на следующем примере. На рис.1 представлена схема подключения потребителя М, получающего питание от секции сборных шин через пучок из двух кабелей и силовой выключатель. В нормальном режиме работы токи в фазах потребителя равны по величине и сдвинуты по фазе друг относительно друга на 120 электрических градусов. Суммарный ток нагрузки, значение которого зависит от режима работы потребителя, равномерно распределяется по кабелям пучка. При этом значения первичных токов, протекающих по каждому кабелю, в два раза меньше суммарного тока потребителя. В результате этого суммарный магнитный поток в каждом из кабельных ТТНП равен нулю и токи в их вторичных цепях отсутствуют. Реагирующий орган защиты от ОЗЗ находится в несработавшем состоянии.



Рис.1. Появление токов нулевой последовательности при нарушении контактного соединения в пучке кабелей

При нарушении одного из контактных соединений в кабельном пучке (например, в

фазе А верхнего кабеля на рис.1) ток в соответствующей фазе кабеля уменьшается. Но поскольку суммарный ток в фазе А потребителя определяется в основном сопротивлением потребителя, а не кабеля (сопротивление кабеля чрезвычайно мало по сравнению с сопротивлением потребителя), суммарный ток в фазе А потребителя практически остаётся прежним. Следовательно, возрастает на соответствующую величину ток в фазе А оставшегося исправным кабеля.

Предполагается, что ток в фазе А верхнего кабеля продолжает протекать, но его величина уменьшилась по сравнению с токами в фазах В и С. Из рис.2, а видно, что сумма токов в фазах верхнего кабеля уже не равна нулю, а равна $3\overline{I}_{01}$. Это эквивалентно появлению в этом кабеле тока нулевой последовательности, причем этот ток может достигать весьма большой величины, соизмеримой с фазным током нагрузки. В результате во вторичной обмотке ТТНП верхнего кабеля возникают соответствующие электродвижущая сила и ток.



Рис.2. Векторные диаграммы токов в пучке кабелей: а – для верхнего кабеля 1; б – для нижнего кабеля 2

Ток в фазе А нижнего кабеля увеличился и стал больше токов в фазах В и С (рис.2,б). В результате суммарный магнитный поток в кабельном трансформаторе тока нижнего кабеля также стал отличным от нуля. Во вторичной обмотке этого ТТНП появилась электродвижущая сила и ток, направленный противоположно току в обмотке ТТНП верхнего кабеля. Далее сигналы от вторичных обмоток ТТНП суммируются с учётом знаков и суммарный ток протекает че-

рез защиту от O33. Если бы трансформаторы тока нулевой последовательности TA1 и TA2 были идеальными, то их вторичные сигналы в сумме дали бы ноль, и ток в защите от O33 отсутствовал бы, так как первичные токи нулевой последовательности, появившиеся в кабелях, равны друг другу по модулю и противоположны по направлению. В действительности при одинаковых первичных токах TTHП в их вторичных обмотках появляются разные по величине электродвижущие силы и токи, что приводит к появлению в защите от O33 тока небаланса. Величина этого тока небаланса будет зависеть от степени различия характеристик намагничивания TTHП, от величин первичных токов и т.д.

Ниже рассмотрены результаты лабораторных экспериментов, проведённых на кафедре электрических станций в Новосибирском государственном техническом университете с кабельными ТТНП типа ТЗЛМ и ТЗРЛ, которые показали, что действительно при одних и тех же первичных токах величины электродвижущих сил и токов, возникающих во вторичных обмотках, могут значительно отличаться для разных ТТНП одного типа.

2. Характеристики срабатывания защиты при различных схемах соединения вторичных обмоток ТТНП

С целью исследования сигналов в защите от ОЗЗ при нарушении контактных соединений были проведены лабораторные эксперименты с ТТНП при различных схемах соединений их вторичных обмоток и с использованием в качестве защиты реле типа РТЗ-51. По результатам проведённых экспериментов были построены зависимости, некоторые из которых представлены на рис.3.

При проведении экспериментов сначала через ТТНП пропускали противоположно направленные токи одинаковой величины (I_{TA1} и I_{TA2}). Затем один из токов, например, I_{TA2} увеличивали до тех пор, пока в реле не появится ток, превышающий выставленную

на нём уставку, после чего реле срабатывает. Аналогично добивались срабатывания реле при уменьшении тока I_{TA2} . Значения токов, при которых происходило срабатывание, фиксировались и наносились на график. Затем значения токов в каждом из ТТНП увеличивали и опыт повторяли. Таким образом, для разных уставок реле РТЗ-51 (20, 80 и 146 мА) были построены кривые, ограничивающие область несрабатывания реле.



Рис.3. Характеристики срабатывания защиты при нарушении контактных соединений фаз кабелей в пучке:

Из зависимостей, полученных для случая последовательного соединения вторичных обмоток трансформаторов тока нулевой последовательности (рис.3,а,б), видно, что в рассматриваемом случае сильно проявилась нелинейность их характеристик. Видимо, это связано с большим увеличением нагрузки на каждый из трансформаторов тока, так как при последовательном соединении их вторичных обмоток сопротивление нагрузки на каждый из них складывается из суммы сопротивления реле и сопротивления вторичной обмотки второго ТТНП.

Если бы кабельные ТТНП были идеальными, то ток небаланса в защите отсутствовал бы. При этом срабатывание реле происходило бы при увеличении или уменьшении, например, тока I_{TA2} на величину, соответствующую уставке реле. В этом случае, напри-

^{1 -} биссектриса угла, отвечающая равенству токов через ТТНП; 2, 3, 4 - границы области несрабатывания при уставках реле, равных соответственно 20, 80, 146 мА.

мер, вместо кривых 2, 3 и 4 получились бы прямые линии, расположенные по разные стороны и на одинаковом расстоянии от прямой 1.

В действительности неидентичность и нелинейность характеристик кабельных ТТНП в рассматриваемом случае приводят к появлению в защите от O33 тока небаланса. На рис.3,а кривые 2, 3 и 4 представляют собой границы области несрабатывания реле соответственно при уставках 20, 80 и 146 мА. Как видно из этого рисунка, при увеличении первичных (противоположно направленных) токов в ТТНП выше примерно двух ампер при минимальной уставке реле 20 мА происходит его ложное срабатывание. При уставке реле 80 мА ложное срабатывание происходит при увеличении первичных токов выше примерно шести ампер, а при максимальной уставке 146 мА - при увеличении первичных токов выше примерно десяти ампер.

Сужение областей несрабатывания защиты, ограниченных линиями 2, 3 и 4 (рис.3,а), при увеличении пропускаемых через ТТНП первичных токов связано с появлением у этих ТТНП разных погрешностей по фазе. Например, при пропускании тока через ТТНП ТА2 величиной в 10 ампер в защите возникает ток, для компенсации которого необходимо через ТТНП ТА1 пропустить ток в противоположном направлении в три раза больший по величине (рис.3,а). При этом попадаем в середину зоны несрабатывания защиты. Если бы ТТНП не имели погрешностей по фазе (либо эти погрешности были одинаковыми), то их вторичные токи были бы расположены под углом 180 градусов относительно друг друга. Тогда для срабатывания реле необходимо было бы увеличить ток в одном из ТТНП на одну и ту же величину. Однако из рис.3,а видно, что с ростом величин первичных токов через ТТНП требуются всё меньшие значения токов для срабатывания защиты. При дальнейшем увеличении токов через трансформаторы тока ТА1 и ТА2 зоны несрабатывания защиты сужаются и, например, при уставке реле 80 мА и при протекании через ТА1 тока величиной 50 ампер (рис.5.3,а) уже не удаётся подобрать такой величины противоположно направленного тока в ТА2, при которой реле не срабатывает, так как даже при одинаковых величинах вторичных токов этих ТТНП угол между ними отличен от 180 градусов, что приводит к протеканию в реле тока, превышающего его уставку.

В тех случаях, когда пучок состоит из трёх кабелей, используется три ТТНП, вторичные обмотки которых соединяются последовательно, параллельно или по смешанной схеме [1, 3]. Соответствующие характеристики срабатывания защиты при последовательном соединении вторичных обмоток ТТНП типа ТЗЛМ приведены на рис.3,6.

При проведении эксперимента с тремя ТТНП через один из них пропускали ток в одном направлении, а через два других пропускали в два раза меньшие по величине токи в противоположном направлении, имитируя тем самым возникновение нарушения контактного соединения в одной из фаз первого кабеля. Для большей наглядности полученных зависимостей и удобства их сравнения с зависимостями, приведёнными выше для других случаев, по вертикальной оси отложено значение удвоенного тока, протекающего через второй и третий трансформаторы тока нулевой последовательности.

Как и в вышерассмотренном случае при использовании последовательного соединения вторичных обмоток кабельных ТТНП в ненаправленной токовой защите от O33, выполненной на реле PT3-51, появляется ток небаланса большой величины, вызывающий её ложное срабатывание. Применив направленную защиту от O33 ложного срабатывания можно избежать, так как в нормальном режиме отсутствует напряжение нулевой последовательности. Однако эта защита может срабатывать излишне при внешних O33, если ток нулевой последовательности, обусловленный в защите нарушением контактного соединения, соизмерим с собственным ёмкостным током этого присоединения или больше его. Угол тока в защите будет зависеть от фазы, в которой произошло нарушение контактного соединения, от характеристик намагничивания ТТНП, а также от их погрешностей по углу.

Ещё одним существенным недостатком использования последовательного соединения вторичных обмоток ТТНП является возможность отказа защиты при замыкании на

землю на защищаемом присоединении. Поясним это на примере рис.3,б. Допустим, в нормальном режиме суммарный ток нагрузки пучка из трёх кабелей составляет 150 ампер (по 50 А на каждый кабель), и они питают, например, секцию распределительной подстанции. Предположим, произошло нарушение контактного соединения фазы в одном из кабелей пучка, например в кабеле, на котором установлен трансформатор тока TA1 и ток в соответствующей фазе этого кабеля уменьшился на 15 А. Токи нагрузки этой же фазы в других кабелях соответственно возрастут примерно на 7,5 А. В этом случае попадаем в точку с координатами (15;15) на рис.3,6. Если теперь в начале кабеля, на котором установлен ТТНП TA1, произойдёт O33, и при этом направление тока O33 совпадёт с направлением тока нулевой последовательности в TA1, вызванного нарушением контактного соединения, то даже при величине внешнего ёмкостного тока в 35 ампер защита не сработает, так как ток в ней не превысит тока срабатывания и останется в зоне несрабатывания (в точке с координатами (50;15) на рис.3,6).

Специалисты одной из энергосистем, которые обратились к нам с описанием такого случая, отмечали, что при последовательном соединении вторичных обмоток ТТНП у них неоднократно отмечались отказы защит от ОЗЗ. Позже выяснилось, что эти отказы были связаны с нарушением контактных соединений фаз кабелей при их подсоединении в ячейке. Сами факты нарушения контактных соединений были обнаружены с помощью тепловизора.

Существенного улучшения характеристик защиты можно добиться, изменив схему соединения вторичных обмоток ТТНП с последовательной на параллельную. Характеристики срабатывания защиты при использовании двух ТТНП типа ТЗЛМ с параллельным соединением вторичных обмоток приведены на рис.3, в. Зона несрабатывания защиты существенно уменьшилась и располагается вблизи биссектрисы 1, то есть заблокировать защиту теперь можно только противоположным по фазе током в ТА1, значение которого близко к току в ТА2.

Однако необходимо учесть, что приведённые характеристики срабатывания защиты были получены при экспериментах с ограниченным числом ТТНП. Трансформаторы тока нулевой последовательности того же типа, находящиеся в эксплуатации в энергосистемах, могут иметь более отличающиеся характеристики намагничивания, чем у тех, с которыми были проведены эксперименты. Не исключено, что характеристики срабатывания защиты будут выглядеть при этом значительно хуже, чем те, которые приведены на рис.3,в.

Кроме того, на практике часто наряду с неразъёмными ТТНП типа ТЗЛМ и другими используются разъёмные трансформаторы тока нулевой последовательности, например, типа ТЗРЛ. Необходимость в их применении возникает тогда, когда кабель уже подключен в ячейке и выполнена его разделка. Характеристики срабатывания защиты при совместном использовании двух ТТНП типа ТЗЛМ (ТА2) и ТЗРЛ (ТА1), вторичные обмотки которых соединены параллельно, приведены на рис.3,г. Из этого рисунка видно, что величина тока небаланса в защите от ОЗЗ при совместном использовании разъёмного и неразъёмного трансформаторов тока больше, чем при применении неразъёмных ТТНП.

Таким образом, совместное использование разъёмного и неразъёмного трансформаторов тока нулевой последовательности крайне не желательно даже при параллельном соединении их вторичных обмоток.

3. Влияние токов небаланса, возникающих при нарушении контактных соединений фаз кабелей, на чувствительность защиты от замыканий на землю

Для оценки влияния тока небаланса на величину тока срабатывания защиты при замыкании на защищаемом присоединении были проведены лабораторные эксперименты с двумя ТТНП типа ТЗЛМ и ТЗРЛ при параллельном соединении их вторичных обмоток. В качестве защиты от ОЗЗ использовалось реле типа РТЗ-51 с выставленной на нём мак-

симальной уставкой в 146 мА. Нарушение контактного соединения в фазе одного из кабелей имитировалось пропусканием через кабельные ТТНП одного и того же тока \overline{I}_0 , но в противоположных направлениях. Предполагая, что замыкание произошло у потребителя, через кабельные ТТНП пропускали одинаково направленные токи, равные половине полного тока ОЗЗ. Фаза тока ОЗЗ φ по отношению к фазе тока в одном из трансформаторов тока (ТЗЛМ) в процессе эксперимента изменялась. Поскольку трансформатор тока типа ТЗЛМ имеет «более высокую» характеристику намагничивания по сравнению с ТТНП типа ТЗРЛ (то есть при одних и тех же величинах первичных токов вторичный ток от ТТНП типа ТЗЛМ имеет бо́льшую величину), то направление тока небаланса в реле будет практически совпадать с направлением тока в ТТНП типа ТЗЛМ. Поэтому угол φ по существу представляет собой угол между током ОЗЗ и током небаланса в защите.

На рис.4 показано, что при отсутствии нарушения контактных соединений ток срабатывания защиты I_{C3} при ОЗЗ имеет одинаковое значение при любом угле φ (окружность 1 с центром «0» в начале координат). При нарушении контактного соединения в защите появля-



Рис.4. Влияние тока небаланса в защите на её чувствительность при ОЗЗ на защищаемом объекте: 1 -при $I_0 = 0$; 2 -при $I_0 = 5A$; 3 -при $I_0 = 15A$.

ется ток небаланса, который представляет собой вектор, смещающий центр окружности от начала координат (0' и 0" - рис.4). В результате при разной степени нарушения контактного соединения (то есть при различных величинах встречных токов \overline{I}_0 в ТТНП) появляются разные по величине токи небаланса, которые влияют на величину тока срабатывания защиты при ОЗЗ.

Предположим теперь, что в нормальном режиме при отсутствии замыканий на землю в сети, в ненаправленной защите от ОЗЗ присутствует ток небаланса, величины которого недостаточно для её ложного срабатывания. Однако если теперь на этом присоединении произойдёт замыкание и ток ОЗЗ окажется направленным противоположно току небаланса в защите (угол φ =180 градусов на рис.4), то суммарного тока в защите может не хватить для её срабатывания,

то есть появление небаланса приведёт к загрублению защиты и снижению её чувствительности. И, наоборот, при внешнем ОЗЗ при совпадении по фазе тока небаланса и собственного ёмкостного тока защищаемого присоединения может произойти излишнее срабатывание защиты. Отстроиться от этого тока небаланса по току срабатывания не представляется возможным, так как его величина в некоторых случаях может быть весьма существенной.

Кроме влияния на поведение защиты, перераспределение тока в отдельных кабелях пучка может привести ещё к перегрузке тех жил кабелей, в которых ток увеличился выше допустимых расчётных значений. Повысится температура кабеля и ускорится процесс старения изоляции, в результате чего кабель может выйти из строя раньше расчётного срока. Поэтому при установке защит от ОЗЗ на кабельных пучках необходимо предусматривать устройство сигнализации о нарушении нормального распределения тока в кабелях. Тогда обслуживающий персонал, получив сигнал о нарушении контактов, сможет при первой же возможности вывести в ремонт защищаемое присоединение и привести кон-

тактные соединения в порядок, прежде чем ток небаланса увеличится настолько, что приведёт к ложному срабатыванию защиты в нормальном режиме работы сети.

4. Разработка устройства защиты от ОЗЗ, способного контролировать исправность контактных соединений фаз кабелей в месте их подключения

Оптимальным может быть совмещение в одном устройстве - защиты от замыканий на землю и устройства, контролирующего исправность контактных соединений. Нами было разработано такое устройство, представляющее собой ненаправленную токовую защиту от замыканий на землю, способную также выявлять нарушения контактных соединений фаз кабелей в пучке и предупреждать об этом обслуживающий персонал.





На рис.5. приведена структурная схема разработанного устройства. Здесь приняты следующие обозначения: ТТНП1, ТТНП2, ТТНП3 – трансформаторы тока нулевой последовательности, установленные на соответствующих кабелях КЛ1, КЛ2, КЛ3; ТО1, ТО2,
ТОЗ – токовые органы; РО – реагирующий орган; БП – блок памяти; ИЛИ – логический элемент ИЛИ; И-НЕ – логический элемент И-НЕ; ОВВ1, ОВВ2 – органы выдержки времени; ЭС1, ЭС2 – элементы сигнализации; ВО1, ВО2 – выходные органы.

Областью применения защиты являются сети напряжением 3-10 кВ с резистивным заземлением нейтрали. Однако она может быть применена и в сети с изолированной нейтралью, если количество постоянно находящихся в работе присоединений обеспечит необходимую чувствительность защиты. На разработанное устройство защиты оформлена и отправлена заявка на изобретение.

Рассмотрим работу защиты по её структурной схеме (рис.5).

Потребитель через пучок из трёх кабелей КЛ1, КЛ2, КЛ3 и силовой выключатель получает питание от секции сборных шин. В нормальном режиме работы токи в фазах потребителя равны по величине и сдвинуты по фазе друг относительно друга на 120 электрических градусов. Суммарный ток нагрузки, значение которого зависит от режима работы потребителя, при исправных контактных соединениях примерно равномерно распределяется по всем кабелям пучка. В результате этого суммарный магнитный поток в каждом из кабельных трансформаторов тока нулевой последовательности ТТНП1, ТТНП2, ТТНП3 примерно равен нулю и токи в их вторичных цепях отсутствуют. Таким образом, токи, протекающие в нормальном режиме через реагирующий орган РО и токовые органы ТО1, ТО2, ТО3, очень малы.

Реагирующий орган защиты реализует следующее выражение:

$$U_{PO} = F\{I_{PO} \ge I_{nop,PO}\},$$
(1)

где U_{PO} - сигнал на выходе реагирующего органа; I_{PO} - величина тока, протекающего через реагирующий орган; $I_{nop.PO}$ - порог формирования сигнала PO.

Каждый из токовых органов реализует выражение следующего вида:

$$U_{TO} = F\{I_{TO} \ge I_{nop.TO}\},$$
(2)

где U_{TO} - сигнал на выходе соответствующего токового органа; I_{TO} - величина тока, протекающего через соответствующий токовый орган; $I_{nop.TO}$ - порог формирования сигнала TO.

Функция $F\{...\}$ в выражениях (1), (2) равна единице, если соблюдается условие в скобках и равна нулю в противоположном случае.

Поскольку рассматриваемое устройство для защиты от замыканий на землю является ненаправленным, то ток срабатывания реагирующего органа отстраивается от собственного ёмкостного тока защищаемого присоединения и от токов небаланса. Токи срабатывания токовых органов TO1, TO2, TO3 также отстраиваются от протекающих по ним токов в режиме внешнего O33.

В результате в нормальном режиме и в режиме внешнего замыкания на землю сигналы на выходах реагирующего органа РО и токовых органов ТО1, ТО2, ТО3 отсутствуют.

При отсутствии сигнала U_{PO} на входе блока памяти БП, на его выходе формируется единичный сигнал, который подаётся на входы первого органа выдержки времени OBB1, первого элемента сигнализации ЭС1, а также на первый вход логического элемента И-НЕ, на второй вход которого поступает сигнал с выхода логического элемента ИЛИ.

При появлении на входе блока памяти БП сигнала U_{PO} (при возникновении O33 на защищаемом присоединении) сигнал на его выходе становится равным нулю. Начинается отсчёт выдержки времени органом OBB1. Если в последующем сигнал U_{PO} исчезнет (например, при погасании дуги в месте O33), то единичный сигнал на выходе блока памяти $U_{B\Pi}$ появится не сразу, а лишь через некоторое время (примерно 250-300 мс). В течение этого времени орган выдержки времени OBB1 не будет возвращаться в исходное состояние и, если произойдёт повторное зажигание дуги, то отсчёт времени срабатывания продолжится.

Такое выполнение блока памяти позволяет исключить недостаток, которым обладают, как правило, многие отечественные устройства ненаправленной токовой защиты, заключающийся в том, что эти устройства могут отказывать при замыкании на линии, если оно происходит через перемежающуюся дугу. Это объясняется тем, что в процессе горения перемежающейся дуги ток то появляется, то пропадает, например, на несколько периодов промышленной частоты. При появлении тока реагирующий орган срабатывает и запускает орган выдержки времени, но из-за малой продолжительности протекания тока орган выдержки времени не успевает сработать. После погасания дуги и исчезновения тока реагирующий орган возвращается в не сработавшее состояние, в результате чего орган выдержки времени также возвращается в не сработавшее состояние, так и не выдав сигнала на отключение. Это повторяется несколько раз, но защита так и не успевает сработать.

Для бесперебойного функционирования защиты в рассматриваемом случае необходимо обеспечить «запоминание» на некоторое время факта запуска защиты, что и было достигнуто путём использования в схеме блока памяти, действующего в соответствии со следующим выражением:

$$U_{\scriptscriptstyle B\Pi} = \overline{U_{\scriptscriptstyle PO}} \cap D_{t1}^{\downarrow},$$

где $\overline{U_{PO}}$ - инвертированный сигнал с выхода реагирующего органа; \cap - знак логического умножения; D_{t1}^{\downarrow} - оператор задержки сигнала на выходе БП на время t1 при исчезновении сигнала на входе БП.

Если в течение установленного времени запоминания ток нулевой последовательности появится вновь, защита должна сработать. В результате разработанное устройство защиты способно срабатывать при ОЗЗ на защищаемом присоединении, даже если оно сопровождается перемежающейся дугой со значительными по продолжительности бестоковыми паузами.

Формирование единичного сигнала $U_{ИЛИ}$ на выходе логического элемента ИЛИ происходит в том случае, если хотя бы на один из его входов поступит сигнал от одного из токовых органов:

$$U_{\rm NJIM} = U_{\rm TO1} \cup U_{\rm TO2} \cup U_{\rm TO3}$$
,

где U_{TO1} , U_{TO2} , U_{TO3} - сигналы на выходах соответствующих токовых органов TO1, TO2, TO3; \cup - знак логического сложения.

Логический элемент И-НЕ реализует следующее выражение:

$$U_{U-HE} = \overline{U_{UJIU} \cap U_{EII}} \, .$$

В нормальном режиме и в режиме внешнего O33 этот сигнал равен единице, так как на выходе логического элемента ИЛИ сигнал отсутствует.

Первый орган выдержки времени OBB1 реализует выдержку времени защиты при O33 на защищаемом присоединении:

$$U_{OBB1} = \overline{U_{BII}} \cap D_{t2}^{\uparrow}, \tag{3}$$

где D_{t2}^{\uparrow} - оператор задержки сигнала на время t2.

Второй орган выдержки времени OBB2 реализует задержку по времени сигнала о нарушении контактных соединений в пучке кабелей:

$$U_{OBB2} = \overline{U_{II-HE}} \cap D_{t3}^{\uparrow}, \tag{4}$$

где $D_{t_3}^{\uparrow}$ - оператор задержки сигнала на время t_3 .

Сигналы на выходах органов OBB1 и OBB2 в соответствии с выражениями (3) и (4) появляются спустя некоторое время после исчезновения сигналов на их входах.

Выходные органы BO1 и BO2 после поступления на них соответствующих сигналов от OBB1 и OBB2 формируют выходные сигналы соответственно на отключение выключателя защищаемого присоединения или на сигнал о нарушении контактных соединении в пучке кабелей.

Таким образом, в соответствии с приведённым выше описанием, в нормальном режиме сети и при внешнем замыкании на землю срабатывания защиты от ОЗЗ, а также сигнализации о нарушении контактных соединений в пучке кабелей не происходит.

Следует отметить, что если своевременно не обратить внимания на сигнализацию о нарушении контактного соединения, и не принять соответствующих мер по восстановлению его исправности, то с течением времени сопротивление в месте нарушения контакта может существенно возрасти, что приведёт к появлению в кабелях токов нулевой последовательности большой величины. В результате ток небаланса в защите может вырасти настолько, что превысит порог срабатывания реагирующего органа РО и приведёт к ложному срабатыванию защиты в нормальном режиме.

Предотвратить ложное срабатывание защиты можно только восстановив исправность контактного соединения. По выданному рассматриваемым устройством сигналу обслуживающий персонал должен при первой же возможности вывести в ремонт защищаемое присоединение и привести контактные соединения в порядок.

Выводы

1. В защитах от замыканий на землю, установленных на так называемых «пучках кабелей», при нарушении контактных соединений фаз этих кабелей в месте их подключения, могут возникать существенные по величине токи небаланса, связанные с перераспределением тока нагрузки в отдельных кабелях пучка. При этом величина тока небаланса зависит от степени различия характеристик намагничивания ТТНП и схемы соединения их вторичных обмоток.

2. При использовании последовательного соединения вторичных обмоток кабельных ТТНП в защите от ОЗЗ появляется ток небаланса большой величины, который может не только вызвать её ложное срабатывание в нормальном режиме или излишнее срабатывание в режиме внешнего замыкания, но и привести к отказу при ОЗЗ на защищаемом присоединении.

3. При переходе на параллельное соединение вторичных обмоток ТТНП ток небаланса в защите существенно снижается. Однако совместное использование кабельных ТТНП с сильно отличающимися характеристиками, например, разъёмных и неразъёмных, может привести к неправильным действиям защиты от ОЗЗ, в связи с чем является крайне нежелательным даже при параллельном соединении вторичных обмоток этих ТТНП.

4. В некоторых случаях появление тока небаланса в защите может не вызвать её ложного срабатывания, однако при определенной его величине и фазе приведёт к загрублению защиты. В режиме внешнего ОЗЗ при совпадении по фазе тока небаланса и собственного ёмкостного тока защищаемого присоединения может произойти излишнее срабатывание защиты.

5. Кроме влияния на поведение защиты, перераспределение тока в отдельных кабелях пучка может привести к перегрузке тех жил кабелей, в которых ток увеличился выше допустимых расчётных значений. Повысится температура кабеля и ускорится процесс старения изоляции, в результате чего кабель может выйти из строя раньше расчётного срока. Поэтому при установке защит от ОЗЗ на кабельных пучках необходимо предусматривать устройство сигнализации о нарушении нормального распределения тока в кабелях. Если такого сигнального устройства нет, возможны неселективные срабатывания защиты, поскольку при росте неравенства токов в кабелях небаланс будет возрастать.

6. Разработано устройство, представляющее собой ненаправленную токовую защиту от ОЗЗ, способную информировать обслуживающий персонал о возникновении нарушения контактных соединений в защищаемом кабельном пучке, а также реагировать на O33, сопровождающиеся перемежающейся дугой, даже если продолжительность бестоковых пауз достигает 250-300 миллисекунд.

Литература

- 1. Федосеев А.М. Релейная защита электрических систем. Учебник для вузов. М.: Энергия, 1976. 560 с.
- 2. Сирота И.М. Трансформаторы и фильтры напряжения и тока нулевой последовательности. – Киев: Наук. думка, 1983. – 268 с.
- 3. Кискачи В.М. Схемы подключения защиты и сигнализации однофазных замыканий при параллельных кабелях // Электричество. 1972. № 1. С. 13–17.

ЗАЩИТА ОТ ЗАМЫКАНИЙ НА ЗЕМЛЮ В СЕТИ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ОСТРОВА ОЛЬХОН

Шалин А.И., Сарин Л.И., Хабаров А.М., Кондранина Е.А. (ООО «ПНП БОЛИД», Новосибирск)

Введение

Осенью 2005 г. была введена в эксплуатацию система электроснабжения острова Ольхон напряжением 35/10 кВ. Остров Ольхон располагается в двух километрах от берега озера Байкал примерно в 300 километрах от Иркутска.

Упрощенная схема электроснабжения острова приведена на рис.1.

От подстанции Еланцы (110/35/10 кВ) до берега Байкала по материку проложена воздушная ЛЭП 1 напряжением 35 кВ общей длиной 52 км на опорах в габаритах 110 кВ. Транспозиция проводов фаз по трассе ЛЭП отсутствует. По тем же опорам проложена вторая цепь (10 кВ). Неподалёку от берега Байкала к цепи 10 кВ подключены существующие воздушные линии 10 кВ общей протяжённостью примерно 50 км.

Между материком и островом по дну озера проложено два параллельных кабеля фирмы Ribok длиной около 2 километра каждый (ЛЭП2).

По острову Ольхон до подстанции Хужир (35/10 кВ) проведена двухцепная воздушная ЛЭП - ЛЭП 3 и ЛЭП 4 длиной 32 км. Линия выполнена на опорах в габаритах 110 кВ. Транспозиция проводов фаз по трассе ЛЭП отсутствует. Грунт по трассе ЛЭП преимущественно скальный.

От одной из цепей этой ЛЭП в 720 метрах от берега имеется короткая одноцепная отпайка до паромной переправы, где установлен понижающий трансформатор 35/0,4 кВ.

В нейтрали стороны 35 кВ питающего трансформатора на подстанции Еланцы установлен заземляющий резистор сопротивлением 4 000 Ом производства ООО «ПНП БОЛИД».

Подстанция Хужир – двухтрансформаторная (трансформаторы мощностью 4,0 MBA «сухие» с выведенными нейтралями на стороне 35 кВ). В нейтралях стороны 35 кВ питающих трансформаторов на подстанции Хужир установлены заземляющие резисторы сопротивлением по 8 000 Ом производства ООО «ПНП БОЛИД».

Для подключения защиты от однофазных замыканий на землю установлены трансформаторы напряжения TV 1 на подстанции Еланцы, $TV2_1 u TV2_2 - B$ начале кабельных линий, в дальнейшем возможна установка трансформаторов TV 3 и TV 4 - в начале каждой цепи воздушной ЛЭП (ЛЭП 3 и ЛЭП 4) на острове Ольхон.

Установлены трансформаторы тока нулевой последовательности на каждой цепи кабеля перед его «входом» под воду ТА 1, ТА 2.

Для отделения кабелей от остальной части схемы на «входе» в воду и «выходе» из воды предусмотрены разъединители.

На острове Ольхон по трассе линий 35 кВ имеются участки со скальным грунтом, для которого характерны большие переходные сопротивления в месте замыкания на землю при обрыве фазного провода ЛЭП.

Прокладка дорогостоящих кабелей 35 кВ по дну озера привела к проблеме, связанной с их ремонтом в случае повреждения. Каждая жила кабеля имеет свою медную оболочку, что существенно снижает вероятность возникновения по их трассе междуфазных коротких замыканий. Основной вид повреждения в них – однофазные замыкания на землю (O33).

Защита от 033

В связи с большой опасностью для кабелей перенапряжений, связанных с O33, было принято решение выполнить защиту от O33 на подстанции Еланцы с действием на отключение.



Выбор типов устройств защиты

Поскольку питающая линия ЛЭП1 одна, принято решение установить на ней защиту от ОЗЗ, реагирующую на напряжение нулевой последовательности. На подстанции Еланцы установлено два комплекта такой защиты: основной комплект присоединён к однофазному трансформатору напряжения, включённому параллельно заземляющему резистору R1 (рис.2). Резервный комплект присоединён к трёхфазной группе трансформаторов напряжения, установленных на шинах 35 кВ питающей подстанции. Оба комплекта выполнены на микропроцессорных терминалах типа P-142 фирмы AREVA.

Выбор уставок защиты от ОЗЗ

Уставки защиты должны быть выбраны так, чтобы:

- защита не срабатывала от небалансов, которые могут появиться в сети при отсутствии в ней ОЗЗ;

- защита срабатывала при ОЗЗ на воздушной ЛЭП при падении провода на грунт и возникновении большого переходного сопротивления.



Рис.2. Расчётная схема сети

Анализ показал, что удовлетворить сразу обоим указанным требованиям весьма непросто. Ниже рассмотрены основные положения по выбору уставок и проверке чувствительности защит. Расчётная схема сети приведена на рис.2.

Небалансы защиты от ОЗЗ

1. Небаланс, связанный с разными ёмкостями фаз воздушных ЛЭП

относительно земли $U_{{}_{h \delta. c M. h}}$

Расположение фазных проводов воздушных ЛЭП в рассматриваемом случае вертикальное: один провод над другим, а над ними – провод третьей фазы. В результате, как показали расчёты, максимальное различие фазных ёмкостей относительно земли (между верхней и нижней фазой) составило около 20%. Это привело к смещению нейтрали (небалансу), определяемому по следующему выражению:

$$\overline{U}_{N} = \frac{\overline{U}_{A} \cdot \overline{Y}_{A} + \overline{U}_{B} \cdot \overline{Y}_{B} + \overline{U}_{C} \cdot \overline{Y}_{C}}{\overline{Y}_{A} + \overline{Y}_{B} + \overline{Y}_{C} + \overline{Y}_{N}}, \qquad (1)$$

$$\overline{Y}_{A} = j\omega C_{A};;$$

$$\overline{Y}_{B} = j\omega C_{B};;$$

$$\overline{Y}_{C} = j\omega C_{C};;$$

$$\overline{Y}_{N} = \frac{1}{R_{N}}.$$

$$(1)$$

где

В (2) C_A, C_B, C_C - ёмкости относительно земли фаз A, B и C соответственно; R_N - общее сопротивление всех заземляющих резисторов, включённых в нейтрали трансформаторов.

Включённые в нейтрали сторон 35 кВ трансформаторов заземляющие резисторы R1, R2, R3 (рис.2) существенно снизили рассматриваемую составляющую небаланса, но из-за отсутствия транспозиции проводов ЛЭП она составила 2,2% от номинального напряжения. Для того, чтобы «симметрировать» сеть, было предложено выполнить транспозицию проводов «на шинах», т.е. после развилки на ЛЭП2 и ЛЭП3 расположить провода в фазах иначе, чем на ЛЭП1. Это предложение было принято и реализовано на практике. При одинаковом расположении проводов в ЛЭП2 и ЛЭП3 небаланс снизился до 1,2%. Если же расположить провода во всех трёх ЛЭП по-разному, то рассматриваемая составляющая небаланса составит примерно 0,4%. Однако при этом следует помнить, что одна из ЛЭП2 или ЛЭП3 может быть длительно отключена и тогда в расчётах придётся принимать небаланс порядка 1,44% (эта величина была рассчитана для случая отключения одной из ЛЭП2, ЛЭП3).

2. <u>Небаланс, вызванный влиянием ЛЭП5</u> U_{нб. ЛЭП10}

Расчёты показали, что при возникновении ОЗЗ в сети 10 кВ за счёт межцепных ёмкостей между линиями ЛЭП1 и ЛЭП5, размещённых на общих опорах, в сети 35 кВ нейтраль дополнительно сместится (появится небаланс). На рис.2 показаны учитываемые при расчёте ёмкости линий ЛЭП1 и ЛЭП5, а на рис.3 приведена схема замещения, в соответствии с которой может быть определена рассматриваемая составляющая небаланса.



Рис.4. Расчётная схема для $U_{
m N1}$ определения небаланса, вызванного влиянием ЛЭП5

Рис.3. Учитываемые в расчёте ёмкости

На рис.3 C_1 - ёмкость относительно земли трёх фаз линии ЛЭП1; C_M - межцепная ёмкость между цепями (всех трёх фаз) 35 кВ (ЛЭП1) и 10 кВ (ЛЭП5); C_2 - ёмкость трёх фаз сети 10 кВ относительно земли.



На рис.4 $E_{\phi}\,$ - фазная ЭДС в

месте замыкания на землю в сети 10 кВ; C_M - суммарная межфазная ёмкость между цепями 10 кВ и 35 кВ линий ЛЭП1 и ЛЭП5; C_3 - суммарная ёмкость трёх фаз относительно земли в сети 35 кВ; R_{N2} - результирующее сопротивление заземляющих резисторов в сети 35 кВ.

Значения рассматриваемой составляющей небаланса U_{N2} нетрудно рассчитать в соответствии с рис.4. Если замыкание на землю в сети 10 кВ возникает при полностью

включённой сети 35 кВ, то «сдвиг нейтрали» сети 35 кВ составит примерно 2,75% фазного напряжения. Если ОЗЗ в сети 10 кВ возникнет при отключении одной из ЛЭП2, ЛЭП3, то «сдвиг нейтрали» составит 4,3% от фазного.

3. <u>Небаланс, вызванный неидентичностью характеристик фаз трансформатора</u> <u>напряжения</u> U_{нб.нес.TH}

Практические замеры небалансов на выводах соединённых по схеме «разомкнутый треугольник» обмоток трансформаторов напряжения 35 кВ показывают, что у большинства трансформаторов напряжение небаланса, вызванного неидентичностью фаз, не выходит за пределы 1-1,5 вольта, что соответствует 1-1,5% первичного фазного напряжения.

В основном комплекте защиты этот небаланс будет отсутствовать, поскольку напряжение нулевой последовательности здесь снимается непосредственно с нейтрали силового трансформатора.

В резервном комплекте этот небаланс будет присутствовать и от него защиту надо будет отстроить.

4. Небаланс, вызванный несимметрией фазных нагрузок U_{нб, нагр}

В рассматриваемой сети отсутствуют нагрузки, имеющие непосредственную связь с «землёй», поэтому небаланс, вызванный неравенством фазных токов таких нагрузок, не рассматриваем. Однако, заземляющие резисторы, включённые в нейтрали понижающих трансформаторов Тр2, Тр3, могут вызвать в защите сети 35 кВ дополнительную составляющую небаланса. Это связано с тем, что из-за несимметрии нагрузок в сети 0,4 кВ могут возникнуть разные токи в фазах сети 10 кВ. Трансформируясь в сеть 35 кВ, эти токи могут привести к смещению нейтрали 35 кВ относительно земли. Обычно такое смещение не приводит к небалансу по напряжениям и токам нулевой последовательности в сети 35 кВ, однако, наличие заземляющих резисторов в нейтралях понижающих трансформаторов Tp1 и Tp2 приводит к тому, что смещение их нейтралей приводит к появлению дополнительного небаланса токов и напряжений нулевой последовательности. Для того чтобы рассчитать эту составляющую небаланса, необходимо знать разницу в нагрузках фаз. На стадии проектирования эти данные отсутствовали. Предварительно значение рассматриваемой составляющей небаланса было принято равным 2.5% фазного напряжения. В процессе эксплуатации значения небаланса в различных режимах должны быть уточнены замерами реальных величин.

Расчёт уставок защиты от замыканий на землю на подстанции Еланцы

Уставка по напряжению защиты от O33 определяется следующим образом:

$$U_{cp,\%} = k_{\mu}U_{\mu\delta,\%}$$
, (3)

где *k*_{*n*} - коэффициент запаса, величина которого может быть принята равной 1,2-1,3;

$$U_{H\delta,\%} = U_{H\delta.CM.H.} + U_{H\delta.JII10} + U_{H\delta.Harp} + U_{H\delta.Hec.TH}.$$
(4)

При выборе уставки для основного комплекта защиты величину $U_{{}_{h \delta. hec. TH}}$ учитывать не следует;

$$U_{cp1} = U_{\phi} \cdot U_{cp,\%} / 100 , \qquad (5)$$

где U_{ϕ} - фазное напряжение.

Уставка защиты по времени была выбрана равной одной секунде для того, чтобы согласовать по селективности релейную защиту, установленную на питающей подстанции, и селективную сигнализацию, установленную на развилке кабелей.

Проверка чувствительности защиты

Выше отмечалось, что в рассматриваемом случае воздушные линии проложены по территории, для которой характерны участки с высоким удельным сопротивлением грунта (скальный грунт). Кроме того, зимой возможно падение провода на снег, что также приводит к появлению в месте ОЗЗ большого переходного сопротивления.

В [1] предлагается определять напряжение нулевой последовательности $3U_0$ при O33 через переходное сопротивление R_{II} следующим образом:

$$3U_0 = b \cdot 3U_{\phi}, \tag{6}$$

где *b* - коэффициент полноты замыкания.

В соответствии с [1] комплексное значение коэффициента *b* может быть определёно по следующему выражению:

$$\bar{b} = \frac{1}{R_{\Pi} \left(j \omega C_{\Sigma} + \frac{1}{\overline{Z}_{H}} \right) + 1},\tag{7}$$

где R_{II} - значение переходного сопротивления в месте O33; C_{Σ} - суммарная ёмкость сети; \overline{Z}_{H} - сопротивление, через которое нейтраль сети соединена с землёй.

Путём несложных преобразований можем найти модуль b величины b :

$$b = \frac{1}{\sqrt{\left(1 + R_{\Pi}Y_{R}\right)^{2} + \left(R_{\Pi}Y_{C}\right)^{2}}},$$
(8)

где $Y_R = \frac{1}{R_N}$; Y_C - ёмкостная проводимость сети.

Общее сопротивление заземляющих резисторов в рассматриваемом случае равнялось 2 кОм, суммарный расчётный ёмкостный ток в месте ОЗЗ в полной схеме сети – I_c =19,7 А.

Учтя, что

$$Y_C = 3\omega C = \frac{I_C \sqrt{3}}{U_{HOM}}, 1/OM,$$
(9)

в соответствии с (8) легко определить величину b для данной конкретной сети при различных значениях переходного сопротивления R_{π} .

Величина b тесно связана с расчётным коэффициентом чувствительности защиты k_q . Защита перестанет чувствовать ОЗЗ при $b \le \frac{1}{k_q}$. Если принять в соответствии с [2] значение нормируемого коэффициента чувствительности равным 2,0, то в рассматриваемом случае защита будет чувствовать ОЗЗ с переходным сопротивлением не больше 1,3 кОма. Если же в соответствии с [3] принять k_{qhopm} =1,5, то предельное переходное сопротивление, при котором защита ещё будет ощущать ОЗЗ, составит примерно 0,7 кОма.

Достаточна ли такая чувствительность защиты для рассматриваемого объекта? В [4] сказано, что в одном из опытов ОЗЗ на воздушной ЛЭП в сети 35 кВ было отмечено переходное сопротивление порядка 5,0 кОм. Эти данные подтверждаются в публикациях других авторов. В результате можно прийти к выводу, что предлагаемые в [2, 3] нормируемые коэффициенты чувствительности могут не обеспечить необходимой чувствительности защиты воздушных ЛЭП от ОЗЗ на рассматриваемом объекте.

В соответствии с описанным выше уставка по напряжению для основного комплекта защиты, установленного на питающей подстанции, была принята равной 12% фазного напряжения, что соответствует предельному переходному сопротивлению,

равному 7,0 кОм. Уставка резервного комплекта с учётом дополнительного небаланса, вызванного неидентичностью фаз измерительного трансформатора напряжения составила 14%, что соответствует предельному значению R_{II} , равному 6,0 кОм.

В принципе можно представить себе ситуацию (зима, сухой снег), когда переходное сопротивление превысит расчётные значения. Каков же выход из создавшегося положения? Ясно, что невозможно во всех реальных случаях обеспечить чувствительность защиты от ОЗЗ, реагирующей на токи и напряжения нулевой последовательности, к замыканиям на землю, сопровождающимся значениями R_{II} в десятки килоом. В то же время лежащий на земле провод линии 35 кВ, находящийся под напряжением, может представлять большую опасность для туристов и других людей, которые могут оказаться в районе трассы ЛЭП.

Установка защиты от обрывов, реагирующей на ток обратной последовательности, не всегда эффективна на ЛЭП, имеющих малые токи нагрузки в нормальном режиме работы, как это имеет место на рассматриваемом силовом объекте.

Удачное решение предлагаемой задачи имеется в принятой к установке защите от O33 типа P-142 фирмы AREVA. Здесь есть специальная опция обнаружения обрыва проводов воздушных ЛЭП. Защита содержит элемент, который измеряет отношение токов обратной последовательности и прямой последовательности (I_2/I_1). Оно будет меняться в меньшей степени, чем ток обратной последовательности, так как это отношение почти неизменно при изменении тока нагрузки. Следовательно, можно получить более низкую уставку и чувствительную защиту. Для успешной работы защиты требуется минимальное значение тока обратной последовательности, равное 8 % от тока прямой последовательности.

Сигнализация повреждённого участка

Непростой задачей для рассматриваемой схемы является поиск места повреждения (ОМП) на линиях при ОЗЗ. Выше отмечалось, что для подводных кабелей ЛЭП2 это – большая проблема. Непросто также отыскать место повреждения на воздушных линиях ЛЭП 3 и ЛЭП 4 при условии, что на кабелях ЛЭП 2 напряжение при этом не должно существенно повышаться относительно номинального. «Верховой осмотр», т.е. поочерёдный осмотр всех изоляторов повреждённой линии при отсутствии на ней напряжения, едва ли можно считать удовлетворительным способом решения задачи из-за его большой трудоёмкости. Если же подать напряжение на ЛЭП 3 или ЛЭП 4 через любой из кабелей, то напряжение на двух неповреждённых фазах кабеля существенно увеличится и опасность повреждения кабелей возрастёт.

В связи с этим был предложен следующий порядок ОМП на воздушных ЛЭП.

При любом O33 в сети она отключается защитой, установленной на подстанции Еланцы, с выдержкой времени 1 с. Для выявления повреждённого участка на развилке кабелей со стороны материка установлены два комплекта сигнализации, реагирующей на токи нулевой последовательности. По срабатыванию этих комплектов выявляется «повреждённый участок», т.е. кабель и следующая за ним воздушная линия ЛЭП 3 или ЛЭП 4. Если комплекты сигнализации на развилке кабелей не сработали, повреждённой считается ЛЭП 1.

При повреждении ЛЭП 1 отключают разъединители в цепях обоих кабелей, блокируют защиту от ОЗЗ на подстанции Еланцы, на ЛЭП 1 подают напряжение, и поиск места повреждения ведут традиционным методом – по высокочастотному излучению (например, с помощью приборов «Поиск», «Волна» или им подобных). Обрывы проводов ЛЭП выявляются визуально.

При срабатывании сигнализации на развилке кабелей отключают разъединитель повреждённого направления, включают секционный выключатель на стороне 10 кВ на подстанции Хужир и подают напряжение 35 кВ на ту ЛЭП, на которой ведётся поиск неисправности, обратной трансформацией через соответствующий трансформатор на

подстанции Хужир. Секционный разъединитель на стороне 35 кВ при этом должен быть отключён. При таком варианте выдачи напряжения на воздушную линию (ЛЭП 3 и ЛЭП 4) повышения напряжения на кабелях не будет из-за того, что повреждённая воздушная ЛЭП гальванически отделена от остальной сети 35 кВ.

Поиск неисправностей предполагается вести так же, как на ЛЭП 1.

Выбор принципа действия селективной сигнализации на развилке кабелей затрудняется тем, что секционный разъединитель на стороне 35 кВ подстанции Хужир может находиться как в отключённом (в нормальном режиме работы сети), так и во включённом состоянии (например, при ремонте понижающего трансформатора 35/10 кВ на подстанции Хужир).

При отключённом положении секционного разъединителя 35 кВ, как показал проведённый анализ, селективная сигнализация повреждённого участка может быть обеспечена посредством токовой направленной защиты нулевой последовательности, реагирующей на составляющую тока ОЗЗ промышленной частоты. Ненаправленная токовая защита не обеспечивает необходимой чувствительности.

При включённом положении секционного разъединителя 35 кВ предложено использовать принцип поперечной направленной защиты по токам нулевой последовательности.

В качестве базового для построения схемы селективной сигнализации принято устройство УЗЛ-2 совместного производства Новосибирского государственного технического университета и ООО «ПНП БОЛИД». Комплекты сигнализации находятся в шкафу с термообогревом, расположенном на берегу озера Байкал.



К системе терморегуляции

Puc.5. Схема подключения основного блока KAV1 к трансформатору напряжения

Каждый комплект сигнализации содержит:

- один основной блок KAV, предназначенный для выработки напряжений питания ± 15 В и опорного напряжения U_{OII} , содержащего информацию о фазе напряжения нулевой последовательности $3U_0$;

- два линейных блока (КА1, КА3), выполняющих функции направленной токовой сигнализации нулевой последовательности;

- один блок энергонезависимой сигнализации (КН1), который при помощи реле-переключателей может неограниченно долго сохранять информацию о выданных на него с блоков KAV 1, KA1, KA3 сигналах. При необходимости блок КН1 может быть

автоматически (выданным на него электрическим сигналом) возвращён в исходное состояние.

На рис.5 показана схема подключения основного блока KAV 1 к трансформатору напряжения. В состав блока KAV 1 входит источник питания $\pm 15B$, от которого получают питание оперативным током блоки KA1, KA3, KH 1. Ещё в состав KAV 1 входит модуль формирования опорного напряжения U_{OII} , которое поступает на линейные блоки KA1, KA3. Сигнализация о повреждении цепей питания с блока KAV 1 подаётся на модуль сигнализации KH 1.

Второй основной блок KAV 2 подключается к своему трансформатору напряжения аналогично. От него сигналы поступают на блоки KA2, KA4, KH 2.

На рис.6 приведены цепи переменного тока комплекта сигнализации.



Рис.6. Цепи переменного тока комплекта сигнализации

Выбор уставок направленного токового комплекта устройства селективной сигнализации

Ток срабатывания защиты должен быть отстроен от небалансов, т.е. от сигналов, поступающих на реле устройства при отсутствии повреждения на защищаемом объекте.

Например, при ОЗЗ на ЛЭП1 устройства сигнализации, установленные на ЛЭП2 и ЛЭП3, срабатывать не должны. При ОЗЗ на одной из ЛЭП2, ЛЭП3 должен срабатывать только комплект сигнализации этой линии.

Из-за несимметрии фазных сопротивлений изоляции в кабелях и воздушных ЛЭП, которые будут выявлены в процессе эксплуатации, могут появиться и другие небалансы, величины которых на этапе проектирования трудно определить. Возникнет некоторый небаланс из-за несимметричного расположения жил кабеля в окне трансформатора тока. Его тоже можно замерить только опытным путём.

Большой небаланс в устройствах сигнализации может появиться при междуфазных коротких замыканиях (КЗ) на ЛЭПЗ, ЛЭП4. Для того чтобы сигнализация повреждённого направления при этом не срабатывала, время её срабатывания должно быть с запасом больше, чем время срабатывания защит от междуфазных КЗ.

Чувствительность устройства сигнализации, расположенного на развилке кабелей, не должна быть ниже, чем чувствительность защиты от ОЗЗ, установленной на подстанции Еланцы. С другой стороны нет смысла делать чувствительность сигнализации на развилке намного выше, чем у этой защиты.

Минимальная уставка основного комплекта защиты от O33, установленного на подстанции Еланцы, как было показано выше, не должна быть ниже 12-14% фазного напряжения. С учётом изложенного уставка направленной токовой защиты нулевой последовательности была выбрана с запасом ниже – на уровне 9% от максимального тока, протекающего по ней при металлическом O33 на защищаемых элементах (кабель и следующая за ним воздушная ЛЭП).

Проведённые натурные испытания подтвердили адекватность выбранных типов защит требованиям защищаемого объекта. Выбранные уставки также не потребовали изменений.

Литература

1. Бухтояров В.Ф., Маврицын А.М. Защита от замыканий на землю электроустановок карьеров. – М.: Недра, 1986. – 184 с.

2. Шабад М.А. Расчёты релейной защиты и автоматики распределительных сетей. – СПб.: ПЭИПК, 2003. – 350 с.

3. Андреев В.А. Релейная защита и автоматика систем электроснабжения. – М.: Высшая школа, 1991. – 496 с.

4. Шалин А.И. Замыкания на землю в линиях электропередачи 6-35 кВ. Особенности возникновения и приборы защиты // Новости Электротехники №1 (31), 2005. – С. 73–75.

НЕБАЛАНСЫ В НАПРАВЛЕННЫХ ЗАЩИТАХ ОТ ЗАМЫКАНИЙ НА ЗЕМЛЮ

Шалин А.И., Хабаров А.М.

(ООО «ПНП БОЛИД», Новосибирский государственный технический университет)

1. Ограничения по чувствительности и быстродействию защит

Многие разработчики направленных защит от O33 в своих рекламных материалах указывают в качестве возможных уставок самые малые токи и напряжения срабатывания, которые можно реализовать на их изделиях в лабораторных условиях. Речь иногда идёт о первичном токе срабатывания порядка 0,2-0,3 А. В некоторых случаях рекомендуется использовать мгновенно действующие защиты, даже если в этом нет необходимости. Попытки воспользоваться такими рекомендациями на практике часто приводят к неселективным срабатываниям защит.

Для этого есть три основные причины.

1. В большинстве случаев в реальных сетях даже при отсутствии ОЗЗ по присоединениям постоянно или периодически протекают токи нулевой последовательности (небалансы), вызванные описанными ниже причинами.

Практические попытки многих специалистов измерить значения этих токов в процессе эксплуатации часто оканчиваются неудачей из-за неправильно выбранных приборов, замера небалансов не в тех режимах, когда они максимальны и т.д.

Первый случай – для замера токов небаланса используются чувствительные миллиамперметры, имеющие большое входное сопротивление (например, сотни Ом). В результате включения такого прибора в цепь вторичной обмотки трансформатора тока нулевой последовательности (ТТНП) ток в его цепи становится близким к нулю, а после возвращения схемы в исходное состояние вновь возрастает до прежнего значения. Небаланс как бы «прячется», а потом появляется вновь, готовый привести к неселективному действию защиты.

Второй случай из этой серии: замеры небалансов выполнены корректно, полученные значения зафиксированы. Через несколько часов в «смежной» сети, электрически отделённой от рассматриваемой, возникает ОЗЗ и через межцепные ёмкости двухцепных линий (реже - через межобмоточные ёмкости питающих трансформаторов) напряжение нулевой последовательности поступает в рассматриваемую сеть, вызывая в ней повышенные токи небаланса. Это также может привести к неселективному срабатыванию защит.

2. Измерительные трансформаторы тока нулевой последовательности (в меньшей степени – трансформаторы напряжения) в области малых сигналов могут дать весьма большие погрешности. В некоторых экспериментах при первичных токах отечественных ТТНП, составляющих доли ампера, были зафиксированы угловые погрешности в десятки электрических градусов и весьма значительные погрешности по модулю. В результате, например, вектор вторичного тока нулевой последовательности неповреждённой линии может попасть в область срабатывания и защита отключит неповреждённую линию. При возрастании токов погрешности сначала уменьшаются, а потом снова начинают расти.

3. Мгновенно действующие защиты в гораздо большей степени подвержены всевозможным «вредным воздействиям», чем защиты с выдержкой времени, поэтому, если нет острой необходимости использовать защиты без выдержки времени, этого лучше избегать.

Например, при перемежающихся дугах, описанных в [1], у защиты с выдержкой времени и интегрированием рабочего сигнала гораздо больше шансов остаться селективной, чем у аналогичной без выдержки времени.

На рис.1 приведена полученная в процессе производственных испытаний осциллограмма напряжения нулевой последовательности на сборных шинах. Из неё видно, что после отключения замыкания на землю на шинах ещё в течение нескольких десятых долей секунды присутствует напряжение нулевой последовательности, вызванное процессом феррорезонанса с участием измерительного трансформатора напряжения и ёмкостей оставшихся в работе линий.



Puc.1. Случай феррорезонанса после отключения ОЗЗ

Вектор тока нулевой последовательности, протекающего при этом по оставшимся в работе (неповреждённым) линиям, может попасть в зону действия их защит, что приведёт к их отключению. Частота токов и напряжений нулевой последовательности после отключения ОЗЗ резко снижается, но это не мешает излишнему отключению одной или нескольких неповреждённых

линий. Причина заключается в том, что частотные фильтры, устанавливаемые в большинстве зашит от ОЗЗ, являются фильтрами-пробками высоких частот и легко пропускают на реагирующие органы субгармонические составляющие. Предотвратить описанные ложные срабатывания можно, введя соответствующую выдержку времени и, использовав заземляющий резистор.

2. Небалансы

Для расчёта уставок направленных защит необходимо исследовать виды «небалансов», которые могут присутствовать в защите при отсутствии на защищаемом присоединении ОЗЗ и способны привести к срабатыванию чувствительных видов защит.

Под небалансом в защите от однофазных замыканий на землю будем понимать рабочий сигнал (в рассматриваемом случае – ток или напряжение нулевой последовательности), «ощущаемый» защитой при отсутствии ОЗЗ на защищаемом присоединении или искажающий её поведение при ОЗЗ на защищаемом присоединении. Одной из особенностей небалансов в защитах от ОЗЗ является то, что некоторые из них могут не только приводить к ложным или излишним срабатываниям защиты, но и способны влиять на её чувствительность при замыкании на защищаемом присоединении

Следует отметить, что описанные ниже исследования не являются полностью завершёнными. Некоторые процессы и сигналы ещё предстоит исследовать. Тем не менее, описанные результаты, на взгляд авторов, представляют интерес для специалистов и могут послужить объектом обсуждения.

По причинам, вызвавшим появление небаланса в защите, их можно условно поделить на следующие три основные группы:

- небалансы, связанные с различными процессами в сети, которые в свою очередь можно разделить на длительно присутствующие в сети и кратковременно появляющиеся и исчезающие;

- *небалансы, вызванные погрешностями измерительной аппаратуры*, значения которых в меньшей или большей степени зависят от режима сети;

Можно выделить отдельную группу экстремальных небалансов, значения которых иногда бывает сложно определить, и от которых трудно или практически невозможно отстроиться по величине.

Некоторые разновидности небалансов могут существовать, не изменяясь, длительное время, другие появляются и исчезают, третьи меняют свою величину при изменении режима сети.

Небалансы, связанные с различными процессами в сети

Проведённый анализ позволил выявить следующие виды небалансов защиты от O33, вызванные разного рода процессами в сети:

- небалансы, вызванные феррорезонансными явлениями;

- небалансы напряжений и токов нулевой последовательности, вызванные несимметрией фазных сопротивлений сети, имеющейся в нормальном режиме;

- небаланс, связанный с несимметрией фазных ЭДС источника питания;

- небаланс, вызванный влиянием сетей смежных напряжений через силовые трансформаторы;

- небалансы, вызванные влиянием параллельных линий;

- небаланс, вызванный несимметрией фазных нагрузок.

Своеобразным небалансом, вызванным внешними ОЗЗ, является ёмкостный ток защищаемого присоединения, который ощущает защита при ОЗЗ на соседних присоединениях. Однако от такого небаланса направленная защита отстроена «по углу», поэтому в приведённый выше перечень он не вошёл.

Небалансы, вызванные погрешностями измерительной аппаратуры:

- небаланс по напряжению нулевой последовательности 3U₀, вызванный неидентичностью характеристик фазных обмоток трансформаторов напряжения;

- небаланс по току нулевой последовательности 3*I*₀ трёхтрансформаторного фильтра токов нулевой последовательности;

- небаланс по току 3*I*₀ кабельных трансформаторов тока нулевой последовательности;

- небаланс, вызванный угловыми погрешностями измерительных трансформаторов (в первую очередь - для защит, реагирующих на активный ток);

- небалансы токов нулевой последовательности в защитах, установленных на пучках кабелей, и вызванные нарушением контактных соединений.

Экстремальные небалансы

Экстремальные небалансы возникают, как правило, вследствие изменения режима сети. При этом одни из них могут быть связаны только с процессами в сети (например, небалансы, вызванные феррорезонансными явлениями, небалансы, например, появляющиеся в сети 35 кВ при однофазном КЗ на землю со стороны высшего напряжения питающего трансформатора, описанные в [2] и т.д.), а другие вызваны погрешностями измерительной аппаратуры, значительно возрастающей с изменением режима сети (например, небаланс ФТНП при увеличении первичного тока; небаланс в защите, установленной на пучке кабелей, вызванный нарушением контактных соединений и возрастающий с увеличением тока нагрузки, например, в режиме самозапуска).

К экстремальным небалансам можно отнести следующие.

Небалансы, вызванные феррорезонансными явлениями

Рис.1 иллюстрирует один из режимов, вызывающих значительные по величине сигналы в защите от ОЗЗ, связанный с феррорезонансными явлениями. Как отмечалось выше, для предотвращения ложных срабатываний защиты в этом режиме целесообразно использовать выдержку времени и устанавливать в сети заземляющие резисторы.

Появление феррорезонанса с участием измерительного трансформатора напряжения при возникновении в сети ОЗЗ, вызывает напряжение на выводах «разомкнутого треугольника», которое может достигать 200-300 В [3]. В сети при этом протекают значительные по величине токи нулевой последовательности. Установка в сети заземляющего резистора необходимой величины исключает феррорезонанс, а вместе с ним – и соответствующие небалансы.

Небалансы, например, появляющиеся в компенсированной сети 35 кВ при однофазном КЗ на землю со стороны высшего напряжения питающего трансформатора, описаны в [2].

Небалансы трёхтрансформаторного ФТНП и кабельного ТТНП

От токов небаланса ФТНП и ТТНП нормального режима в большинстве случаев удаётся отстроиться увеличением тока срабатывания защиты. Однако в режиме самозапуска двигателей на приёмной подстанции и, тем более, в режиме междуфазного КЗ ток небаланса может увеличиться настолько, что отстройка от него по величине приведёт к недопустимому загрублению защиты, т.е. небаланс перейдёт в разряд экстремальных. Значения соответствующих небалансов при использовании трёхтрансформаторного фильтра токов нулевой последовательности могут быть рассчитаны в соответствии с рекомендациями [4], а при использовании ТТНП – в соответствии с [5].

Небаланс, вызванный неравенством суммарных продольных фазных сопротивлений При нарушении контактных соединений фаз кабелей в пучке в защите от ОЗЗ может появиться ток небаланса, вызванный неидеальностью кабельных ТТНП [6], значение которого может быть весьма значительным. Для предотвращения неправильных действий защиты в рассматриваемом случае необходимо предусматривать соответствующее устройство, способное выявлять факт неравномерного распределения тока по кабелям и оповещать об этом обслуживающий персонал.

В процессе одного из натурных экспериментов один из авторов настоящей статьи обнаружил ещё одну разновидность экстремального небаланса. Этот небаланс появился в цепи кабельной линии с изоляцией из сшитого полиэтилена после проведения опыта O33 на соседнем присоединении. Ток небаланса скачком увеличился во много раз в момент O33, а потом в течение длительного времени (десятков минут) постепенно уменьшался. Подробных исследований проходящих при этом процессов выполнить не удалось. Изучение этого и некоторых других подобных видов небаланса – дело будущего.

3. Методика расчёта небалансов

Рассмотрим методику расчёта некоторых видов небалансов.

<u>Небаланс по напряжению нулевой последовательности, вызванный неидентично-</u> стью характеристик фазных обмоток трансформаторов напряжения

Для измерения напряжения $3U_0$ в сетях 6-10 кВ, как правило, используются трёхфазные пятистержневые трансформаторы напряжения с двумя вторичными обмотками, одна из которых соединена по схеме звезды, а вторая, реализующая фильтр напряжения нулевой последовательности, – по схеме разомкнутого треугольника. В некоторых случаях для измерения напряжения $3U_0$ в качестве ФННП используется группа из трёх однофазных TH.

При несимметрии параметров фильтров напряжения нулевой последовательности (трансформаторов напряжения) или его нагрузок, на выводах обмоток, соединённых в «разомкнутый треугольник», может появиться напряжение небаланса. Величину этого небаланса на разомкнутых зажимах нулевых обмоток, приведённую к первичной обмотке, можно оценить по заданной допустимой погрешности измерения фазных напряжений следующим образом [5]:

$$U_{_{H\bar{0}.TH}} = \frac{U_{\phi}f_{U}}{2},\tag{1}$$

где U_{ϕ} - фазное напряжение сети; f_U - погрешность TH.

Небаланс по току нулевой последовательности 31, трёхтрансформаторного фильтра токов нулевой последовательности

В сетях с воздушными ЛЭП напряжением 35 кВ обычно не удаётся установить кабельные трансформаторы тока нулевой последовательности и в защите от ОЗЗ приходится использовать трёхтрансформаторный фильтр токов нулевой последовательности. В этом случае, как правило, возникает довольно большой небаланс, который должен быть учтён в расчётах. Значение этой составляющей небаланса может быть рассчитано, например, по методике, изложенной в [4].

Небаланс по току 31, кабельных трансформаторов тока нулевой последовательности

В соответствии с [5] рассматриваемая составляющая тока небаланса изменяется примерно пропорционально токам нагрузки. Величину небаланса при произвольной нагрузке I_{иб ТТНП} приближенно можно определить следующим образом:

$$I_{\mu\delta.TTH\Pi} = I_{\mu\delta.300} \frac{I_{\mu\alpha p}}{300}, \qquad (2)$$

где $I_{n\delta,300}$ - ток небаланса ТТНП при протекании по кабелю тока в 300 A (его значение может быть взято из [5]); I_{нагр} - реально протекающий ток в амперах.

Небаланс, вызванный угловыми погрешностями измерительных трансформаторов (в первую очередь - для защит, реагирующих на активный ток)

Существует ещё одна составляющая токов небаланса, вызванная угловыми погрешностями измерительных трансформаторов и датчиков защиты. На рис.2 приведена векторная диаграмма, иллюстрирующая рассматриваемый вопрос.



 $I_{H\bar{0}.yen}$ — $\overline{3I_0}$ — $\overline{3I_0}$

случае рабочий сигнал в такой защите отсутствует, поскольку протекающий по защите ток – чисто ёмкостный. Однако если за счёт угловых погрешностей измерительных трансформаторов тока, напряжения, а также соответствующих датчиков защиты вторичное значение тока нулевой последовательности $3\overline{I}_0^I$ окажется повёрнутым относительно первоначального положения на угол α , как это показано на рис.2, то появится соответствующий небаланс, то есть защита будет ощущать активный ток $I_{\mu\delta,\nu\epsilon\pi}$, равный проекции вектора тока $3\overline{I}_0^I$ на вектор напряжения $3\overline{U}_0$. При этом модуль тока небаланса $\overline{I}_{H\bar{0},VZR}$ составит:

$$I_{\mu\delta,\nu_{2\pi}} = 3I_0 \sin\alpha \,, \tag{3}$$

где α - суммарная угловая погрешность измерительных трансформаторов тока, напряжения и датчиков защиты.

Рассматриваемая составляющая тока небаланса появляется в защите в режиме внешнего ОЗЗ и её необходимо учитывать при расчёте тока срабатывания направленных токовых защит нулевой последовательности, реагирующих на активный ток.

Небалансы, вызванные влиянием параллельных линий

Эта составляющая небаланса может появиться в сети из-за смещения потенциала нейтрали, связанного с взаимовлиянием параллельных линий [7]. В сетях 35 кВ часто встречаются подстанции с двумя секциями сборных шин и отключенным в нормальном режиме секционным выключателем (рис.3).



Рис.3. Схема питающей подстанции сети с резистивно-заземленной нейтралью

К каждой из секций таких подстанций бывает присоединено по несколько линий, большинство из которых – двухцепные (например, ЛЭП1 и ЛЭП4, ЛЭП2 и ЛЭП5, ЛЭП3 и ЛЭП6). На противоположной от подстанции стороне линии обычно работают раздельно, но

между ними существует связь через межцепные ёмкости. При O33 на одной из ЛЭП напряжение нулевой последовательности возникает на обеих секциях сборных шин, и токи нулевой последовательности протекают через линии, присоединённые как к первой секции сборных шин подстанции, так и ко второй. Если не учесть эту особенность при разработке и проектировании защиты, то возможны неселективные отключения неповреждённых линий при O33 в сети.

На рис.4 показана расчётная схема нулевой последовательности для рассматриваемой сети. Здесь E_{ϕ} - фазная ЭДС (напряжение нулевой последовательности в месте повреждения); R_{nep} - переходное сопротивление в месте ОЗЗ; C_{i0} - ёмкость трёх фаз i-ой ЛЭП относительно земли; C_{muji} - суммарная межцепная ёмкость всех фаз соответствующей двухцепной ЛЭП; R_{N1} , R_{N2} - сопротивления заземляющих резисторов. На схеме рис.4 условно показаны комплекты защит нулевой последовательности, установленные на ЛЭП1, ЛЭП2 и ЛЭП4.

Для расчётной схемы по рис.4 легко получить схему замещения сети, изображённую на рис.5. Здесь $C_1 = \Sigma C_{i0}$ для 1 секции сборных шин; $C_2 = \Sigma C_{MU}$; $C_3 = \Sigma C_{i0}$ для 2 секции сборных шин. Для схемы рис.5 можно записать:

 $\overline{A} = R_{\text{M}} \left[1 + i R_{\text{M}} \omega (C_0 + C_0) \right];$

$$\overline{Z}_{\Sigma} = R_{nep} + \overline{Z}_{1}; \qquad (4)$$

$$\overline{Z}_{1} = \overline{A}/\overline{B}, \qquad (5)$$

где

$$\overline{B} = 1 + j\omega [R_{N1}(C_1 + C_2) + R_{N2}(C_2 + C_3)] - R_{N1}R_{N2}\omega^2 [C_2C_3 + C_1(C_2 + C_3)];$$

$$\overline{U}_{N2} = \overline{U}_{N1}(\overline{D}/\overline{F}),$$
(6)

причём

$$\overline{D} = j\omega C_2 R_{N2};$$

$$\overline{F} = 1 + j\omega R_{N2} (C_2 + C_3).$$

$$\overline{I}_3 = \overline{E}_{\Phi} / \overline{Z}_{\Sigma}; \ \overline{U}_{N1} = \overline{E}_{\Phi} / \left[(R_{nep} / \overline{Z}_1) + 1 \right];$$
(7)



Рис.4. Расчётная схема сети



Рис.5. Схема замещения сети

Ток в аварийной ЛЭП (ЛЭП1) равен:

$$3\bar{I}_{0ab} = \bar{I}_{3} - j\omega \Big[\bar{U}_{N1}C_{10} + (\bar{U}_{N1} - \bar{U}_{N2})C_{Mu1} \Big].$$
(8)

Ток в ЛЭП2 равен:

$$3\bar{I}_{0,IJJII2} = j\omega \Big[\bar{U}_{N1}C_{20} + (\bar{U}_{N1} - \bar{U}_{N2})C_{M42} \Big].$$
⁽⁹⁾

Ток в ЛЭП4:

$$3\bar{I}_{0,T \ni \Pi 4} = j\omega \Big[(\bar{U}_{N1} - \bar{U}_{N2}) C_{M \mu 1} - \bar{U}_{N2} C_{40} \Big].$$
(10)

Следует отметить, что в рассматриваемом случае, при одинаковых конструкциях всех трёх пар ЛЭП, угол между током каждой из ЛЭП4, ЛЭП5, ЛЭП6 и напряжением на нейтрали питающего трансформатора второй секции \overline{U}_{N2} - один и тот же (и равен углу тока через заземляющий резистор R_{N2} относительно напряжения \overline{U}_{N2}). Отсюда следует, что угол тока $3\overline{I}_0$ в каждой из этих ЛЭП относительно напряжения \overline{U}_{N2} равен нулю, т.е. токи $3\overline{I}_0$ относительно напряжения (это вполне возможно при резистивном заземлении нейтрали и соответствующей фазовой характеристике защиты), то ЛЭП4 (а также ЛЭП5 и ЛЭП6) будут в рассматриваемом случае отключены неселективно. Чтобы этого не произошло, необходимо либо отстроить ток срабатывания защиты ЛЭП4 $I_{C3,ЛЭП4}$ по величине от значения, рассчитанного по (10), либо выполнить эту отстройку аппаратным путём так, как это описано в [7]. То же самое надо сделать для защит остальных линий «неповреждённой» секции II. При расчёте тока $3\overline{I}_{0,ЛЭП4}$ в соответствии с (4)...(10) в выражении (4) следует принять $R_{IEP} = 0$, т.е. рассмотреть самый худший случай, как это и принято при расчёте уставок.

Если для части линий, присоединённых ко второй секции сборных шин, $C_{MQ} = 0$, т.е. эти линии - одноцепные, а оставшаяся часть ЛЭП - двухцепные, как в рассмотренном примере, то ток в k-ой одноцепной ЛЭП будет равен:

$$3\overline{I}_{0k} = -j\omega\overline{U}_{N2}C_{k0}.$$
(11)

Этот ток имеет емкостной характер. Величина, подведённая к токовым входам направленного реле нулевой последовательности рассматриваемой одноцепной ЛЭП, на 90 электрических градусов отстаёт от подведённого к реле напряжения нулевой последовательности и выходит за пределы зоны срабатывания. Зато углы токов двухцепных ЛЭП, присоединённых к «здоровой» секции, сместятся относительно напряжения в сторону зоны срабатывания и для обеспечения селективного действия защиты от этих токов необходимо отстроиться.

Рассмотренный пример относился к наиболее распространённому случаю, когда обе цепи двухцепных ЛЭП принадлежали сетям с одинаковым напряжением. Однако иногда бывает иначе, например одна цепь принадлежит сети 35 кВ, а другая – 10 кВ. Такой случай описан в [8]. Тогда ОЗЗ в сети одного напряжения может вызвать смещение нейтрали в обеих сетях. При этом расчёт ведётся так же, как это описано выше.

Очевидно, что, например, влияние сети 35 кВ на сеть 10 кВ оказывается более заметным – при ОЗЗ в сети 35 кВ напряжение смещения нейтрали в сети 10 кВ больше, чем аналогичное смещение нейтрали сети 35 кВ при ОЗЗ в сети 10 кВ. Однако в принципе через параллельные ЛЭП обе сети влияют друг на друга.

Небаланс, вызванный влиянием сетей смежных напряжений через силовые трансформаторы

Эта составляющая небаланса возникает за счёт того, что, например, при КЗ на землю или ОЗЗ в сети смежного напряжения (например, со стороны обмотки высшего напряжения понижающего трансформатора, от обмотки низшего напряжения которого питается рассматриваемая сеть) напряжение нулевой последовательности через межобмоточную ёмкость этого трансформатора поступает в рассматриваемую сеть. Это может иметь место в том случае, если сеть низшего напряжения работает с изолированной нейтралью или подключена со стороны обмотки силового трансформатора, соединённой в треугольник (рис.6,а). Величину возникающего при этом напряжения нулевой последовательности можно определить по схеме замещения, приведённой на рис.6,б. Предполагаем, что в рассматриваемом случае в сети установлен дугогасящий реактор и заземляющий резистор.



Рис.6. Возникновение напряжения нулевой последовательности в сети низшего напряжения при КЗ на землю (для сетей 110 кВ и выше) или ОЗЗ (для сетей 35 кВ) в сети высшего напряжения за счёт ёмкостной связи между обмотками силового трансформатора:

а – упрощенная схема сети; б – схема замещения нулевой последовательности

На рис.7 приведены расчётные зависимости для определения межобмоточной ёмкости двухобмоточных силовых трансформаторов, заимствованные из [9]. По горизонтальной оси откладывается мощность двухобмоточного силового трансформатора S_T , выбирается кривая, соответствующая высшему напряжению, и по вертикальной оси определяется искомое значение фазной ёмкости $C_{T(MQ)}$.



Рис.7. Расчётные зависимости для определения межобмоточной ёмкости силовых трансформаторов

Если нейтраль сети низшего напряжения заземлена через высокоомный резистор и дугогасящий реактор (как на рис. 6,б), то после несложных расчётов можно получить выражение (12) для определения значения напряжения смещения нейтрали сети низшего напряжения \bar{U}_{0H} . Если какой-то из элементов (дугогасящий реактор или заземляющий резистор) в сети отсутствует, то его исключают из рис.6,б и соответствующие параметры в выражении (12) приравнивают бесконечности.

(12)

$$U_{0H} = \frac{kU_{0B}}{\sqrt{\left(1 + \frac{C_{\phi}}{C_{T.MO}} - \frac{1}{3\omega^2 L C_{T.MO}}\right)^2 + \left(\frac{1}{3R_N \omega C_{T.MO}}\right)^2}},$$

где U_{0B} - напряжение нулевой последовательности со стороны высшего напряжения при КЗ на землю (для сетей 110 кВ и выше) или ОЗЗ (для сетей 35 кВ); k - коэффициент, учитывающий распределение напряжения U_{0B} по обмотке высшего напряжения трансформатора (приближённо k = 1 при изолированной нейтрали со стороны высшего напряжения силового трансформатора, k = 0,5 при эффективно заземленной нейтрали [9], при заземлении нейтрали через дугасящий реактор и (или) высокоомный резистор необходимо принимать $0,5 \le k \le 1$ в зависимости от суммарного значения сопротивления в цепи нейтрали [10]); C_{ϕ} - суммарная ёмкость нулевой последовательности в сети низшего напряжения (для одной фазы); $C_{T.MO}$ - ёмкость между обмотками высшего и низшего резистора в нейтрали сети низшего напряжения; L - индуктивность ДГР.

Обычно суммарная ёмкость нулевой последовательности в сети низшего напряжения C_{ϕ} во много раз больше межобмоточной ёмкости $C_{T.MO}$ силового трансформатора и напряжение U_{0H} не превышает нескольких процентов от фазного напряжения. Ситуация усложняется при появлении в сети низшего напряжения дугогасящих реакторов. При этом суммарное сопротивление фаз сети низшего напряжения относительно земли возрастает и напряжение на нейтрали может существенно увеличиться.

При действии защиты от O33 в сети низшего напряжения с выдержкой времени и согласовании её с временем срабатывания резервных защит от K3 на землю линий со стороны высшего напряжения, рассматриваемую составляющую небаланса можно не учитывать при расчёте уставок защиты от O33. Если же защита от O33 в сети низшего напряжения не имеет выдержки времени, то при наличии в этой сети дугогасящего реактора отстройка от рассматриваемой составляющей небаланса может представить серьёзные трудности.

Не только сеть «высшего» напряжения может влиять на смещение нейтрали в сети низшего напряжения, но и наоборот – ОЗЗ в сети низшего напряжения (например, 10 кВ) может привести к смещению нейтрали сети более высокого напряжения (например, 35 кВ). В принципе расчёт в этом случае ведётся так же, как это описано выше.

Ещё один случай появления напряжения нулевой последовательности возможен при заземлении питающего силового трансформатора с двух сторон. Практически это может иметь место, например, при питании сети 35 кВ, работающей с высокоомным заземлением нейтрали, от сети 110-220 кВ, нейтраль которой эффективно заземлена. В этом случае главной причиной возникновения напряжения нулевой последовательности в сети среднего напряжения при КЗ на землю в сети высшего напряжения является трансформация напряжений и токов нулевой последовательности (рис.8) [2, 10].

Величину напряжения \overline{U}_{0C} смещения нейтрали сети среднего напряжения в этом случае можно определить из схемы замещения нулевой последовательности, приведённой на рис.8,б. В схеме замещения предполагается, что все сопротивления и токи приведены к одному напряжению.



Рис.8. Возникновение напряжения нулевой последовательности в сети среднего напряжения при K3 на землю в сети высшего напряжения при двухстороннем заземлении нейтралей силового трансформатора:

а – упрощенная схема сети; б – схема замещения нулевой последовательности

Выражение для определения напряжения нулевой последовательности со стороны системы среднего напряжения [10] выглядит следующим образом:

$$U_{0C} \approx \frac{U_{0B}' |Z_{T.HH}'|}{|Z_{T.HH}' + Z_{T.BH}'|},$$
(13)

где $Z'_{T.HH}$, $Z'_{T.BH}$ - сопротивления обмоток трансформатора соответственно со стороны низшего и высшего напряжений, приведенные к одному напряжению.

Следует отметить, что в рассматриваемом случае в схеме замещения рис.8,6 индуктивность дугогасящей катушки и ёмкость сети включены последовательно. При отсутствии заземляющего резистора и настройке ДГР в режим полной компенсации в сети среднего напряжения может возникнуть резонанс напряжений, в результате чего напряжение в сети СН может недопустимо повыситься (см.[2]). Заземляющий резистор «срывает» резонанс и снижает напряжение в сети СН.

При действии защиты с выдержкой времени и согласовании её с временем срабатывания резервных защит от КЗ на землю линий со стороны высшего напряжения, рассматриваемую составляющую небаланса можно не учитывать при расчёте уставок защиты. В этом случае необходимо учитывать лишь длительно существующие ОЗЗ со стороны смежной сети с малыми токами замыкания на землю, так как КЗ на землю в сети с эффективно заземлённой нейтралью отключаются защитой от данного вида повреждений быстрее, чем успеет сработать защита от ОЗЗ.

<u>Небалансы напряжений и токов нулевой последовательности, вызванные несим-</u> метрией фазных сопротивлений сети, имеющейся в нормальном режиме

В любой системе имеются включённые между каждым из фазных проводов и землёй индуктивность L_i , ёмкость C_i и активное сопротивление утечки по изоляции R_i (рис.9).

Индуктивности можно считать сосредоточенными в трансформаторах напряжения, нейтралеобразующих трансформаторах и так далее. Ёмкости и активные сопротивления утечки по изоляции имеются практически во всех силовых элементах схемы, но наиболь-



шие ёмкостные токи сосредоточены в линиях (кабельных и воздушных) и двигателях.

Рис.9. Элементы расчётной схемы сети

Не во всех режимах работы сети соответствующие параметры схемы рис.9 одинаковы во всех фазах. Причинами появления несимметрии и соответствующих небалансов по току и напряжению $I_{\text{неб.нес}}$ и $U_{\text{неб.нес}}$ могут быть следующие:

 сгорание предохранителя в одной фазе трансформатора напряжения приводит к исчезновению из расчётной схемы индуктивности его фазы; недовключение фазы выключателя в цепи нейтралеобразующего трансформатора или нейтраллера также приводит к исключению из расчётной схемы её индуктивности;

- к нарушению симметрии фазных ёмкостей приводят: нарушение цикла транспозиции фазных проводов воздушной ЛЭП, обрыв шлейфа на воздушной ЛЭП, не приводящий к соприкосновению провода с заземлённой конструкцией, обрыв фазного изолированного провода, которым в последнее время монтируются некоторые воздушные ЛЭП, недовключение контактов в одной фазе выключателя, увлажнение слоистой фазной изоляции кабелей и других элементов силовой схемы, несимметричное подключение конденсаторов отбора мощности ВЧ-каналов и так далее;

- к нарушению симметрии активных сопротивлений фазных утечек по изоляции R_i приводят, например, прикосновения веток деревьев к фазным проводам, увлажнение изоляции кабелей, неравномерное загрязнение изоляторов на воздушных ЛЭП и так далее.

<u>Составление расчётных схем нулевой последовательности для определения токов и напряжений небаланса</u>

Рассмотрим случай, когда в рассматриваемом элементе, например линии, можно пренебречь величинами L_i и R_i . На рис.10 показана простейшая трёхфазная расчётная схема для резистивно-заземлённой сети с одним источником питания и одной линией. Если пренебречь падением напряжения в контуре заземления, то на рис.10 можно замкнуть цепь заземления (см. пунктир).



Рис.10. Расчётная трёхфазная схема сети

Напряжение нулевой последовательности \overline{U}_0 (напряжение на резисторе R_N) определяется через параметры остальных элементов схемы в соответствии со следующим выражением:

$$\overline{U}_0 = \frac{\overline{E}_A \overline{Y}_A + \overline{E}_B \overline{Y}_B + \overline{E}_C \overline{Y}_C}{\overline{Y}_A + \overline{Y}_B + \overline{Y}_C + \overline{Y}_N},$$

(14) где $\overline{Y}_i = j\omega C_i$ - проводимости фаз сети (для ёмкостей); $\overline{Y}_N = 1/R_N$ - проводимость нейтрали (при наличии заземляющего резистора).

Подставив соответствующие величины проводимостей в (14), после несложных преобразований получим:

$$\bar{U}_{0} = \frac{\bar{E}_{A}\omega R_{N} \left[\frac{\sqrt{3}}{2} (C_{B} - C_{C}) + j (C_{A} - 0.5 (C_{B} + C_{C})) \right]}{1 + j\omega R_{N} (C_{A} + C_{B} + C_{C})} .$$
(15)

Получим выражение для определения напряжения нулевой последовательности для частного случая, когда ёмкость одной из фаз, например фазы А (рис.10), изменилась в *k*

раз (увеличилась или уменьшилась), то есть $C_B = C_C = C_{\phi}$, а $C_A = kC_{\phi}$. Подставив значения этих ёмкостей в (15), после простых преобразований получим:

$$\overline{U}_{0} = \frac{j\overline{E}_{A}\omega R_{N}C_{\phi}(k-1)}{1+j\omega R_{N}C_{\phi}(k+2)}.$$
(16)

Рассмотрим вначале случай увеличения ёмкости фазы A, то есть k > 1. В соответствии с методом симметричных составляющих схему, изображённую на рис.10, можно представить как наложение симметричной схемы, для которой все три фазные ёмкости равны друг другу и по величине составляют C_{ϕ} и ещё одной ёмкости $\Delta C_1 = C_{\phi}(k-1)$, включённой между фазным проводом фазы A и землёй. Источником напряжения нулевой последовательности как раз и является последняя ёмкость ΔC_1 . Тогда можем построить расчётную схему замещения нулевой последовательности, изображённую на рис.11. Здесь возникшая несимметрия представлена ЭДС фазы A (той, в которой возникла несимметрия), последовательно с которой включена ёмкость $\Delta C_1 = C_{\phi}(k-1)$ на которую изменилась ёмкость фазы A. Сама линия представлена ёмкостью $3C_{\phi}$, то есть утроенной величиной минимальной фазной ёмкости.



Рис.11. Расчётная схема нулевой последовательности

 $\bar{U}_0 \downarrow R_N \downarrow - 3C_{\phi}$ Для этой схемы легко получить расчётное выражение (16), что подтверждает правильность предложенного способа составления расчётной схемы нулевой последовательности.

Рассмотрим теперь случай уменьшения ёмкости фазы A, что соответствует $0 \le k < 1$. При этом $C_B = C_C = C_{\phi}$, $C_A = kC_{\phi}$.

На рис.12 показана расчётная схема нулевой последовательности, которая была получена для рассматриваемого случая. Здесь ЭДС фазы А уменьшена вдвое и направлена в противоположную сторону по сравнению с предыдущей схемой, а последовательно с ней включена удвоенная ёмкость $\Delta C_2 = C_{\phi}(1-k)$, на которую уменьшилась по сравнению с симметричным режимом ёмкость фазы А. Ёмкость линии представлена утроенной ёмкостью фазы А $3kC_{\phi}$, то есть минимальной из трёх фазных ёмкостей.



Рис.12. Расчётная схема нулевой последовательности

Для этой схемы также легко получить расчётное выражение (16), что свидетельствует о правильности способа составления расчётной схемы нулевой последовательно-

сти.

Рассмотрим способ построения расчётной схемы нулевой последовательности для общего случая, когда ёмкости в каждой из фаз по рис.10 различны и равны соответственно C_A , C_B и C_C , причём $C_A < C_B < C_C$. В этом случае в качестве симметричной схемы принимаем такую, в которой все ёмкости в фазах равны минимальной из реальных величин, то есть C_A .

Расчётная схема нулевой последовательности для рассматриваемого случая приведена на рис.13. Здесь $\Delta C_B = C_B - C_A$, $\Delta C_C = C_C - C_A$.



Рис.13. Расчётная схема нулевой последовательности для общего случая Эту схему несложно привести к виду рис.14, при этом результирующая эквивалентная ЭДС \overline{E}_{3KB} определится следующим образом:

$$\overline{E}_{\mathcal{H}B} = \frac{1}{C_{\mathcal{H}B}} \left(\Delta C_B \overline{E}_B + \Delta C_C \overline{E}_C \right)$$



Рис.14. Упрощенная расчётная схема

Рассмотрим теперь способ построения расчётной схемы нулевой последовательности для общего случая неравенства активных сопротивлений утечек между фазами

и землёй, когда активные сопротивления в каждой из фаз по рис.9 различны и равны соответственно R_A , R_B и R_C , причём $R_A > R_B > R_C$. В этом случае в качестве симметричной схемы принимаем такую, в которой все активные сопротивления в фазах равны максимальной из реальных величин, то есть R_A . Учтём также суммарную ёмкость трёх фаз сети относительно земли $3C_{\phi}$, пренебрегать которой в проводимых расчётах нельзя.

Расчётная схема нулевой последовательности для рассматриваемого случая приведена на рис.15. Здесь $\Delta R_B = \frac{R_A \cdot R_B}{R_A - R_B}$, $\Delta R_C = \frac{R_A \cdot R_C}{R_A - R_C}$.



Рис.15. Расчётная схема нулевой последовательности для общего случая

Эту схему несложно привести к виду рис.16. При этом результирующая эквивалентная ЭДС $\overline{E}_{_{ЭКВ}}$ определится следующим образом:

$$\overline{E}_{\Im KB} = R_{\Im KB} \left(\frac{\overline{E}_B}{\Delta R_B} + \frac{\overline{E}_C}{\Delta R_C} \right),$$



Рис.16. Упрощенная расчётная схема

Рассмотрим способ построения расчётной схемы нулевой последовательности для общего случая неравенства индуктивностей между фазами и

землёй, когда индуктивности в каждой из фаз по рис.9 различны и равны соответственно L_A , L_B и L_C , причём $L_A > L_B > L_C$. В этом случае в качестве симметричной схемы принимаем такую, в которой все индуктивности в фазах равны максимальной из реальных величин, то есть L_A .

Расчётная схема нулевой последовательности для рассматриваемого случая приведена на рис 17 Злесь $A_{I} = L_{A} \cdot L_{B} = L_{A} \cdot L_{C}$



Эту схему несложно привести к виду рис.18. При этом результирующая эквивалентная ЭДС $\overline{E}_{3\kappa B}$ определится следующим образом:

$$\overline{E}_{\Im KB} = L_{\Im KB} \left(\frac{\overline{E}_B}{\Delta L_B} + \frac{\overline{E}_C}{\Delta L_C} \right)$$





В схеме реальной сети может присутствовать сразу несколько несимметрий. Для расчёта напряжений и токов небаланса в защите от ОЗЗ, появ-

ляющихся в рассматриваемом случае, следует составить *полную* расчётную схему замещения нулевой последовательности с учётом приведённых выше рекомендаций.

На рис. 19 приводится пример составления расчётной схемы замещения нулевой последовательности для сети, питающейся от одной секции подстанции, при появлении несимметрии в двух линиях. Здесь в качестве примера рассматривается случай, когда ёмкость в фазе А линии Л-1 увеличилась на ΔC , а в той же фазе линии Л-2 – уменьшилась на ту же величину. При этом величины эквивалентных ЭДС линий Л-1 и Л-2 в расчётной схеме по рис.19 составят соответственно \overline{E}_A и $-\overline{E}_A/2$, а величины эквивалентных ёмкостей – ΔC и 2 ΔC . Легко убедиться, что в рассматриваемом случае $\overline{U}_0 = 0$, поскольку сеть в целом осталась симметричной. Но ток нулевой последовательности по линиям Л-1 и Л-2 протекает и равен: $\overline{I}_{0,T1} = -\overline{I}_{0,T2} = \overline{E}_A \cdot j\omega\Delta C$.

Хотя этот ток и не может привести к срабатыванию направленной защиты, поскольку $\overline{U}_0 = 0$, но отличить его при замерах вторичного тока небаланса от тока небаланса фильтра токов нулевой последовательности сложно. В случае если несимметрия возникает в разных фазах или изменения ёмкостей неодинаковы по величине, напряжение нулевой последовательности отлично от нуля и, в принципе, это может привести к срабатыванию защиты от O33.



Рис.19. Расчётная схема сети при наличии несимметрий в двух линиях

Приведённый выше пример объясняет тот факт, что иногда при повторных замерах небаланса на выходе фильтра токов нулевой последовательности, проведённых через незначительный промежуток времени, величина замеренного тока может существенно отличаться. Видимо, в сети появилась новая несимметрия.

В схеме реальной сети может присутствовать сразу несколько несимметрий. Для расчёта напряжений и токов небаланса в защите от ОЗЗ, появляющихся в рассматриваемом случае, следует составить *полную* расчётную схему замещения нулевой последовательности с учётом приведённых выше рекомендаций.

Небаланс, связанный с несимметрией фазных ЭДС источника питания

Из-за несимметрии фазных напряжений на шинах питающей подстанции на изолированной (резистивно-заземлённой, компенсированной) нейтрали сети может появиться напряжение несимметрии [11]. Рассматриваемая ситуация относится, например, к случаю, когда секция сборных шин питается непосредственно от генератора (а остальные присоединения сборных шин имеют симметричные относительно земли сопротивления). Возможен и другой вариант: секция шин питается от трансформатора (остальные присоединения также симметричны и не могут привести к «смещению» нейтрали).

Получим в общем виде выражение для определения напряжения смещения нейтрали в резистивно-заземлённой сети при несимметричной системе ЭДС. При этом будем считать, что параметры сети симметричны и фазные ёмкости равны $C_A = C_B = C_C = C_{\phi}$. В качестве основной примем ЭДС фазы А \overline{E}_A . После соответствующих преобразований (14) получим:

$$\overline{U}_{0} = \frac{j\omega C_{\phi}\overline{E}_{A} \left(1 + k_{B}e^{-j(2\pi/3 + \psi_{B})} + k_{C}e^{j(2\pi/3 + \psi_{C})}\right)}{j\omega 3C_{\phi} + \frac{1}{R_{N}}} , \qquad (17)$$

где $k_B = E_B/E_A$, $k_C = E_C/E_A$ - коэффициенты, учитывающие неравенство фазных ЭДС по модулю; Ψ_B , Ψ_C - фазы, учитывающие возможные отклонения ЭДС по углу.

Определим теперь величину токов нулевой последовательности, протекающих в «симметричных» линиях (с одинаковыми сопротивлениями по фазам) при несимметричных фазных напряжениях на шинах питающей подстанции.

Рассмотрим для примера схему сети с одной ЛЭП на рис.10. Ток нулевой последовательности в этой линии, возникающий за счёт напряжения \overline{U}_0 в нейтрали, определится как сумма токов трёх фаз:

$$3\overline{I}_0 = \overline{I}_A + \overline{I}_B + \overline{I}_C = \left(\overline{E}_A - \overline{U}_0\right)\overline{Y}_A + \left(\overline{E}_B - \overline{U}_0\right)\overline{Y}_B + \left(\overline{E}_C - \overline{U}_0\right)\overline{Y}_C.$$

После несложных преобразований получим:

$$3\overline{I}_{0} = \overline{Y}_{\phi} \left(\overline{E}_{\mathcal{B}.HEC} - 3\overline{U}_{0} \right), \tag{18}$$

где $\bar{Y}_{\phi} = j\omega C_{\phi}$ - фазная ёмкостная проводимость; $\bar{E}_{3.HEC} = \bar{E}_A + \bar{E}_B + \bar{E}_C$ - эквивалентная ЭДС при наличии несимметрии.

Выражение для определения напряжения нулевой последовательности \overline{U}_0 , вызванного несимметрией ЭДС, можно записать в следующем виде:

$$\overline{U}_{0} = \frac{\left(\overline{E}_{A} + \overline{E}_{B} + \overline{E}_{C}\right)\overline{Y}_{\phi}}{3\overline{Y}_{\phi} + \frac{1}{R_{N}}} = \frac{\overline{E}_{\mathcal{D},HEC}\overline{Y}_{\phi}R_{N}}{1 + 3\overline{Y}_{\phi}R_{N}}.$$
(19)

Подставив выражение (19) в (18) после несложных преобразований получим:

$$3\overline{I}_0 = \frac{\overline{E}_{\mathcal{D},HEC}Y_{\Phi}}{1+3\overline{Y}_{\Phi}R_N}.$$
(20)

Из полученных выражений (19) и (20) видно, что в рассматриваемом случае при наличии несимметрии в фазных напряжениях, в линии будет протекать активный ток, величина которого равна отношению напряжения \overline{U}_0 в нейтрали, вызванного этой несимметрией, к сопротивлению заземляющего резистора R_N . С учётом того, что активный ток резистора совпадает по фазе с приложенным к нему напряжением \overline{U}_0 , направление активного тока в линии противоположно этому напряжению (этот ток протекает по направлению к шинам).

При наличии нескольких ЛЭП, питающихся от одной секции шин, активный ток резистора будет распределяться по линиям пропорционально величинам их ёмкостей, то есть величина тока в каждой из ЛЭП составит:

$$3I_{0i} = \frac{U_0}{R_N} \frac{C_{\phi i}}{C_{\phi \Sigma}},$$
 (21)

где $C_{\phi i}$ - фазная ёмкость *i*-ой линии; $C_{\phi \Sigma}$ - суммарная фазная ёмкость сети.

Таким образом, ток небаланса, вызванный несимметрией в фазных напряжениях на шинах питающей подстанции, попадает в зону действия направленных токовых защит ну-

левой последовательности, реагирующих на активный ток, и должен учитываться при расчёте их уставок.

Следует отметить, что при отсутствии в нейтрали сети заземляющего резистора токи нулевой последовательности в линиях в рассматриваемом случае протекать не будут, несмотря на наличие напряжения \overline{U}_0 на шинах (нет пути для протекания этих токов). Выше уже отмечалось, что при несимметрии по фазным сопротивлениям сети возможен обратный случай – когда при отсутствии напряжения \overline{U}_0 на шинах в линиях протекают токи нулевой последовательности. Это говорит о том, что небалансы по токам и напряжениям нулевой последовательности в некоторых случаях могут присутствовать по отдельности.

Непросто ответить на вопрос о том, какое численное значение неравенства ЭДС необходимо учитывать при расчётах рассматриваемом составляющей небаланса. Повидимому, это зависит от ряда обстоятельств:

- на каких сборных шинах определяется небаланс (питающихся непосредственно от генератора или «удалённых», отделённых от генератора на один или большее количество трансформаторов);

- схемы и параметров «предшествующей» питающему трансформатору сети;

- разновидности и параметров генераторов, питающих сеть, а также их нагрузки;

- параметров питающего трансформатора и т.д.

На практике значение рассматриваемой составляющей небаланса по напряжению $3U_0$ можно оценить, замерив напряжение на разомкнутом треугольнике трансформатора напряжения на рассматриваемых сборных шинах в режиме их холостого хода (при отсутствии несимметрии сети). Следует, однако, иметь в виду, что при изменении нагрузки генераторов (силовых трансформаторов) значение небаланса может изменяться.

Небаланс, вызванный несимметрией фазных нагрузок

Как правило, в сетях 6-35 кВ отсутствуют нагрузки, имеющие непосредственную связь с землёй, поэтому небаланс, вызванный неравенством фазных токов таких нагрузок, обычно не рассматривается.

Из-за несимметрии нагрузок в сети 0,4 кВ могут возникнуть разные токи в фазах сети высшего напряжения, которые могут привести к смещению нейтрали понижающих трансформаторов.

Если нейтраль понижающего трансформатора не заземлена, то такое смещение не приводит к небалансу по напряжениям и токам нулевой последовательности в сети 6-35 кВ, однако установка заземляющих резисторов в нейтралях понижающих трансформаторов (как, например, это описано в [8]), приводит к тому, что смещение их нейтралей вызывает появление дополнительного небаланса токов $I_{h \delta.harp.}$ и напряжений $U_{h \delta.harp.}$

нулевой последовательности. Этот вопрос требует дополнительной проработки.

Заключение

- 1. В настоящее время отсутствует методика выбора тока срабатывания направленных токовых защит от замыкания на землю в сетях 6-35 кВ в процессе проектирования. Это приводит к большому количеству неселективных срабатываний на начальной стадии эксплуатации до тех пор, пока правильные уставки не будут найдены опытным путём.
- 2. Для выбора тока срабатывания необходимо иметь сведения о видах и величинах небалансов в сети в нормальном режиме работы и при внешних замыканиях на землю.
- Анализ разновидностей токов небаланса и методы их расчёта, описанные в работе, позволят специалистам повысить качество проектирования направленных токовых защит от ОЗЗ и, соответственно, эффективность их работы.

Литература

- 1. Шалин А.И. Замыкания на землю в сетях 6-35 кВ. Направленные защиты. Влияние электрической дуги на направленные защиты // Новости Электротехники. 2006. № 1 (37).
- 2. Шалин А.И., Кондранина Е.А., Михель А.А. Об одном режиме работы распределительных сетей среднего напряжения (см. настоящий сборник).
- 3. Шабад М.А. Расчёты релейной защиты и автоматики распределительных сетей: Монография. 4-е изд., перераб. и доп. СПб.: ПЭИПК, 2003. 350 с.
- Руководящие указания по релейной защите. Выпуск 12. Токовая защита нулевой последовательности от замыканий на землю линий 110-500 кВ. Расчёты. М.: Энергия, 1980. 87 с.
- 5. Сирота И.М. Трансформаторы и фильтры напряжения и тока нулевой последовательности. Киев: Наукова Думка, 1983. 267 с.
- 6. Шалин А.И., Хабаров А.М. Защита от замыканий на землю для пучков кабелей (см. настоящий сборник).
- Шалин А.И., Щеглов А.И. Централизованная защита от замыканий на землю в сетях 35 кВ // Известия академии наук РФ. Энергетика. – 2002. – №2. – С.104– 116.
- 8. Шалин А.И. Защиты от замыканий на землю в сетях 6-35 кВ. Пример расчёта уставок // Новости Электротехники. – 2005. – № 4 (34).
- 9. Руководящие указания по релейной защите. Выпуск 5. Защита блоков генератор-трансформатор и генератор-автотрансформатор. – М.-Л.: Энергия, 1963. – 112 с.
- Шуин В.А., Гусенков А.В. Защиты от замыканий на землю в электрических сетях 6-10 кВ. (Библиотечка электротехника). М.: НТФ «Энергопрогресс», 2001. – Вып. 11(35). – 104 с.
- Кадомская К.П., Лавров Ю.А., Рейхердт А.А. Перенапряжения в электрических сетях различного назначения и защита от них: Учебник. – Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2004. – 368 с.

Опыт эксплуатации защит от замыканий на землю в сетях собственных нужд сверхмощных энергоблоков атомных станций

Гаврилко А.И. (Калининская АЭС, г.Удомля Тверской области)

1. Введение

Надежность энергоснабжения собственных нужд (СН) – это безопасная эксплуатация атомной станции (АС). Эти понятия на АС адекватны и тождественны. Увеличение единичной мощности энергоблоков сопровождается увеличением мощности питающих трансформаторов, приводных механизмов, рассредоточением оборудования, увеличением длины кабельных связей. Все это приводит к увеличению емкостных проводимостей всей сети, что, безусловно, усложняет процессы, сопровождаемые однофазными замыканиями на землю. Обобщенные емкости сети на блоках 200 МВт изменяются от 90 нФ в ремонтном режиме до 500 нФ – в режиме номинальной мощности, на атомных энергоблоках 1000 МВт аналогичные параметры могут изменяться от 150 нФ до 2500 нФ соответственно.

Сети, эксплуатирующиеся с изолированной нейтралью, имеют достаточно весомые преимущества – возможность непродолжительное время работать с однофазным замыканием, так как оно сопровождается относительно небольшими токами замыкания, может в течение некоторого времени самоустраниться, приведя сеть в режим нормальной эксплуатации. В этой связи, если говорить о надежности энергоснабжения основных технологических потребителей атомной станции, эти преимущества неоспоримы и являются основополагающими. АС со сверхмощными энергоблоками – сложный технологический комплекс, поэтому всякого рода внезапные, несанкционированные отключения технологических потребителей приводят к сложным переходным процессам в технологической схеме, которые нередко заканчиваются полным отключением энергоблока от энергетической системы со всеми негативными последствиями. В этой связи хотелось бы подчеркнуть, что отключения присоединений должны быть разумно оправданными, а последствия от этих действий должны быть минимальными, как с экономической точки зрения, так и с точки зрения переходов однофазных замыканий на землю (ОЗЗ) в междуфазные короткие замыкания с большими капитальными затратами на ремонт.

Если взять за основу, что однофазное дуговое замыкание (ОДЗ) в сетях СН сверхмощных энергоблоков – опасное явление, то и бороться с ним необходимо комплексно, *дабы не навредить!* и не снизить существующий уровень безопасной эксплуатации всей атомной станции. Это значит, что необходима разработка таких мероприятий, которые бы:

- защищали все электротехническое оборудование сети собственных нужд от ОЗЗ, включая источники энергоснабжения;
- сохраняли основные преимущества эксплуатации сетей с изолированной нейтралью;
- снижали перенапряжения до допустимых уровней во всех эксплуатационных и аварийных режимах;
- способствовали ликвидации развития феррорезонансных явлений;
- снижали время нахождения сети в режимах с ОЗЗ.

Опасным следствием дуговых или феррорезонансных явлений очень часто является их переход в двойные или многофазные короткие замыкания. Об этом говорит статистика любых распределительных сетей: число однофазных замыканий, фиксируемых по появлению напряжения нулевой последовательности и не отключаемых релейной защитой, составляет 10-20% от общего числа отключаемых повреждений. В то же время,

не фиксируемые контролем изоляции, отключаемые повреждения - это, в своем большинстве, - аварии, развившиеся из однофазных замыканий на землю.

На современном этапе использования электротехнического оборудования большинства электрических станций, ресурс эксплуатации которого практически исчерпан, необходима разработка, анализ мероприятий и проектов, которые бы позволили создать более благоприятные эксплуатационные условия и уменьшили бы риск повреждений такого оборудования. Необходимо наконец-то задаться вопросом: «Почему один трансформатор эксплуатируется в течение 50 лет, а другой - менее 20-и?» Одна из причин кроется в тех условиях, в которых эксплуатируется тот или иной аппарат, электрическая машина. Условия определяются совершенством технической стороны проектных решений в первую очередь, во вторую - в уровне организации эксплуатации, технического обслуживания и ремонта!

2. Компоновка сети и её состав

Сеть энергоснабжения ответственных технологических потребителей сверхмощного энергоблока АС представлена на рис.1.



Рис.1 Сеть 6 кВ энергоснабжения технологических потребителей энергоблока АС

В её состав входят два питающих источника: ТСН 1 и РТСН 3. Первый из них является рабочим источником энергоснабжения, который подключен к сети генераторного напряжения 24 кВ без применения каких-либо коммутационных аппаратов. Второй – резервный источник, подключен к энергосистеме через открытое распределительное устройство номинальным напряжением 330 кВ. В сети генераторного напряжения энергоблока имеется выключатель нагрузки. Такая схема позволяет выводить энергоблок на номинальные технологические параметры при питании общеблочных секций (ОБС) от рабочих трансформаторов собственных нужд. Включение резервного питания от резервных трансформаторов собственных нужд (РТСН) может быть выполнено вручную оператором или автоматически устройством ввода резерва (АВР) по факту отключения

выключателя рабочего ввода, если нет запрета от защит, срабатывание которых происходит при заведомо не устранившемся коротком замыкании на секции (УРОВ, дуговая защита и др.).

На энергоблоке 1000 МВт - четыре общеблочных секции, к которым подключаются все механизмы, осуществляющие основной технологический процесс. Каждая ОБС имеет независимые рабочий и резервный источники энергоснабжения. Кроме технологических механизмов к шинам общеблочных секций подключаются секции надежного питания (СНП, на энергоблоке их три), секции второй группы надежного питания (СПгрНП, на энергоблоке их две), секции удаленных нагрузок (СУН, на энергоблоке их четыре). Все вышеупомянутые секции подключаются к ОБС посредством линий питания, состоящих из двух выключателей и кабельных вставок. К СНП подключаются механизмы, в задачу которых входит выведение реакторной установки в подкритическое (безопасное) состояние при любом режиме энергоснабжения, включая полное обесточение. При полном обесточении питание потребителей СНП осуществляется от автономной дизельгенераторной станции, запуск которой осуществляется по факту отключения хотя бы одного из секционных выключателей линии питания. СПгрНП – общестанционные секции, к которым подключаются различные подпиточные и пожарные насосы, эксплуатируемые в общестанционных агрегатах. Эти секции имеют межсекционный АВР и автономные дизель-генераторные станции. К секциям удаленных нагрузок подключены хозяйственные потребители, участвующие непосредственно различные не В технологическом процессе энергетического блока. Они имеют два источника питания и автоматику включения резерва. Резервный ввод СУН запитан (рис.1) непосредственно с секций магистрали резервного питания (МРП). На ОБС и СУН включаются трансформаторы (ТВН), при помощи которых выделяется нейтраль сети, которая в свою очередь заземляется через резистор сопротивлением 100 Ом. При питании СУН от общеблочной трансформатор, выделяющий нейтраль. секции подключаемый непосредственно на СУН, отключён. Включается он автоматически, когда секция удаленных нагрузок питается с магистрали резервного питания. При переводе питания этих секций от общеблочных секций ТВН СУН автоматически отключается, тем самым предотвращается параллельная работа двух трансформаторов, при помощи которых выделяется нейтраль сети.

3. Опыт эксплуатации комплекса токовых защит нулевой последовательности,

используемого в типовых проектах энергоснабжения технологических

потребителей серийных энергоблоков ВВЭР-1000

Структурная схема комплекса токовых защит нулевой последовательности (ТЗНП), используемого в типовых проектах серийных энергоблоков представлена на рис.1, временная диаграмма работы ступеней защит от ОЗЗ изображена на рис.2. Временные уставки, приведенные на рис.1, 2, взяты из [1 - 4]. Подробный анализ мероприятий по изменению режима эксплуатации нейтрали сети собственных нужд, в том числе и тех, которые использованы в проектах серийных энергоблоков АС, дан в [5 - 7].

Каждое присоединение (рис.1), запитанное с любой секции собственных нужд, снабжается защитой от однофазных замыканий на землю. На его питающем кабеле броня заземляется определенным образом и устанавливается трансформатор тока нулевой последовательности (ТТНП). Вторичная обмотка ТТНП нагружается на обмотку измерительного органа (реле). В проекте используются реле типа РТЗ-51, РТ-40. Измерительный орган при срабатывании воздействует на обмотку промежуточного реле, которое и производит отключение присоединения без выдержки времени. На всех линиях питания секций, смежных с общеблочной также устанавливается ТТНП и измерительные органы, аналогичные вышеописанным. Отличие заключается в том, что земляные защиты



на линиях питания работают с выдержкой времени 0.3 с и воздействуют на отключение соответствующих секционных выключателей (СВ).

Рис.2 Временные диаграммы работы комплекса защит от замыканий на землю в сети собственных нужд энергоблоков атомных станций

На трансформаторах, выделяющих нейтраль сети (ТВН), подключенных к ОБС и СУН, устанавливаются также защиты от замыканий на землю. Эти защиты имеют две выдержки времени: с первой (меньшей) происходит перевод сети в режим эксплуатации с изолированной нейтралью, со второй – отключение питающего ввода. На рис.1 показаны все воздействия комплекса защит нулевой последовательности.

Мероприятие перевода сети в режим эксплуатации с изолированной нейтралью не является локализующим ОДЗ мероприятием. Как раз, наоборот, при его использовании создаются более благоприятные условия для развития опасных феррорезонансных режимов, увеличиваются кратности максимальных перенапряжений при ОДЗ во всей сети СН [8]. До широкомасштабного внедрения этого мероприятия в практику подобные ранее оправдано не использовались. Вряд ли можно положительно оценить такие предложения, потому как при изменении режима эксплуатации нейтрали сети какая-то часть защит от ОЗЗ потребителей будет вообще нечувствительной к однофазным замыканиям на землю в новой сети. Неадекватность работы комплекса защит от замыканий на землю, представленного на рис.1, просто удивляет.

Перевод сети в режим эксплуатации с изолированной нейтралью при «низкоомном» заземлении последней применяется для уменьшения термических воздействий от токов ОЗЗ на заземляющий нейтраль резистор [4]. Однако изменение режима эксплуатации нейтрали в этом случае создает более благоприятные условия для развития опасных феррорезонансных процессов в сети, увеличивает кратности максимальных перенапряжений особенно при дуговых замыканиях.




На рис.3 представлена осциллограмма однофазного замыкания в сети собственных нужд энергоблока AC (рис.1). ОЗЗ возникло на питающем шинопроводе от рабочего трансформатора собственных нужд (ТСН 1). На рис.1 это место отмечено значком. Последовательность действий комплекса токовых защит нулевой последовательности дана в пояснении к осциллограмме рис.3. Из осциллограммы и пояснений следует, что работа анализируемого комплекса абсолютно не соответствует тому режиму, который возник в реальной эксплуатации. Последовательность его действий не улучшает ситуацию, а как раз, наоборот, усугубляет её, увеличивая кратности перенапряжений в «здоровых» фазах и вероятности перехода ОЗЗ в междуфазное короткое замыкание с протеканием недопустимых для выключателей токов и возгорания кабелей в сети энергоснабжения ответственных технологических потребителей атомной станции. После отключения ТВН защиты от однофазных замыканий на землю становятся вообще нечувствительными к чисто емкостному току замыкания. ОЗЗ в данном случае могло существовать сколько угодно долго, вплоть до того момента, пока не перешло бы в междуфазное короткое замыкание.

Большой интерес для анализа работы комплекса представляет осциллограмма, изображенная на рис.4.



Рис.4 Однофазное замыкание на землю в сети собственных нужд (рис.1). ТВН включен на СУН с резистором сопротивлением 100 Ом. [Т0 – момент возникновения ОЗЗ в сети; Т1 – время срабатывания защиты от ОЗЗ на линии питания СУН; Т2 - момент отключения СВ линии питания СУН с переводом сети в режим эксплуатации с изолированной нейтралью и уменьшением емкости сети; Т3 – момент изменения переходного сопротивления в месте замыкания; Т4 – момент самоустранения ОЗЗ в сети].

Из осциллограммы (рис.4) видно, что уменьшение асимметрии фазных напряжений при отключении ТВН и части емкости сети связано с резким уменьшением как активной, так и емкостной составляющей тока ОЗЗ. Снижение уровня перенапряжений в шестой период после отключения секционных выключателей (T3=0.45 c) связано с изменением переходного сопротивления в месте замыкания. Данный факт стал возможным благодаря резкому уменьшению величины полного тока ОЗЗ в связи с отключением ТВН и части емкости сети.

В [9, 10] рассматриваются комплексы токовых защит нулевой последовательности для сетей собственных нужд сверхмощных энергоблоков АС, для которых вышеперечисленные недостатки не характерны. Структурная схема подобного комплекса для рассматриваемой сети представлена рис.5.



ГЦН - главный циркуляционный насос; ДГС - дизель-генераторная станция; МРП - магистраль резервного питания; ОБС - общеблочная секция; РТСН - резервный трансформатор собственных нужд СВ - секционный выклочатель; СИП- секциянаденикая СИ-рНП- секция второй пулты надежного плания; СИ- секция удаленных нагрузок; ТВН - трансформатор, выделяющий ней траль; ТН - трансформатор напряжения; ТСН - трансформаеор собственных нужд; ТНП трансформатор тока нулевой последовательности; ЦРАП - цифровой регистратор аварийных процессов.

Рис.5 Структурная схема селективного комплекса токовых защит нулевой последовательности секций и присоединений сети 6 кВ сверхмощных энергоблоков АС

В [5, 9] приводится подробный алгоритм поведения селективного комплекса токовых защит нулевой последовательности секций и присоединений 6 кВ, представленного на рис.5. При помощи этого алгоритма оперативный персонал без трудностей определяет место с замыканием на землю по имеющейся проектной сигнализации и принимает быстрые действенные меры по дальнейшей эксплуатации сети.

Согласно проектному алгоритму токовые защиты нулевой последовательности электрических двигателей действуют на отключение присоединений, понижающих ТСН 6/0.4 – на «сигнал». В этой связи хотелось бы не совсем жестко регламентировать этот тезис, помня о том, что энергоблоки на АЭС сверхмощные и поэтому необходимо минимизировать число ситуаций, в которых происходят сложные переходные процессы в технологической схеме. ТЗНП наиболее ответственных технологических потребителей предлагается использовать в режиме работы на «сигнал». В случае появления такой сигнализации дежурный персонал оперативно готовит новую технологическую схему энергоблока и вручную отключает присоединение с замыканием на землю. Такие действия уменьшат число тяжелых переходных ситуаций на энергоблоке и увеличат ресурс эксплуатации всего (электротехнического, теплотехнического, реакторного) оборудования атомной станции. В логической части селективного комплекса токовых защит нулевой последовательности В сети энергоснабжения ответственных технологических потребителей атомной станции предусматривается практическая реализация этого предложения. Все это позволит сделать его работу более надежной и логичной. Это, без сомнения, повысит и безопасность, и уровень безаварийной эксплуатации электротехнического оборудования атомных электрических станций, уменьшит вероятность возникновения пожаров в сетях СН. Нельзя не отметить ещё один аспект. При использовании селективного комплекса ТЗНП необходимости в установке

выключателей для ТВН нет, поэтому и с затратной точки зрения этот вариант является более предпочтительным.

Резюмируя вышеизложенное, можно по степени надежности энергоснабжения ответственных технологических потребителей сверхмощных энергоблоков AC режимы эксплуатации нейтрали распределить следующим образом:

- «высокоомное» заземление с сохранением основных преимуществ эксплуатации сетей с изолированной нейтралью;
- изолированная нейтраль;
- «низкоомное» заземление.

Все режимы имеют право на существование в разных сетях, с конкретно сформулированными требованиями по надежности энергоснабжения, безопасности, экономической целесообразности и эффективности. Изолированная нейтраль с успехом может использоваться в неразветвлённых сетях с маломеняющимся составом оборудования. «Низкоомное» заземление нейтрали включенного сети должно применяться в схемах с многократным резервированием технологических потребителей (нефтегазовая отрасль народного хозяйства и др.). В сетях собственных нужд электрических станций использовать последний режим крайне нежелательно, а на атомных станциях даже опасно и нецелесообразно.

4. Выводы

- 1. Комплекс защит от замыканий на землю, выполненный по циркуляру Ц-01-97(Э) «О повышении надежности сетей 6 кВ собственных нужд энергоблоков АЭС» [1], не удовлетворяет требованиям эксплуатационной надежности энергоснабжения ответственных технологических потребителей атомной станции. Присоединения в этом комплексе отключаются без выдержки времени, поэтому по опыту эксплуатации часты случаи, при которых впоследствии место повреждения определить не представляется возможным. На практике имели место отключения от указанных защит ответственных технологических механизмов, которые приводили к полному отключению энергоблока. Анализ осциллограмм таких отключений показывает, что некоторые отключения были не всегда оправданными, потому как ОЗЗ самоустранялось в течение первых секунд замыкания (рис.4).
- 2. Комплекс не защищает всё электротехническое оборудование сети, питающие источники, поэтому его работу нельзя признать удовлетворительной изначально.
- 3. При использовании комплекса, выполненного по [1], ликвидируются все основные преимущества эксплуатации сетей с изолированной нейтралью, чем в значительной степени снижается надежность энергоснабжения ответственных технологических потребителей ядерно-опасного объекта, каковым является атомная электрическая станция.
- 4. Переводы сети в режим эксплуатации с изолированной нейтралью нельзя признать мероприятиями по локализации мест с замыканием на землю и повышению надежности энергоснабжения ответственных технологических потребителей атомной станции. Как раз, наоборот, указанные переводы отрицательно сказываются и на изоляции электротехнического оборудования всей сети, и приводят к тому, что сеть остаётся вообще без каких бы-то ни было защит от замыканий на землю.
- 5. Представляется, что выход эксплуатационного циркуляра Ц-01-97(Э) является мероприятием, снижающим эксплуатационную надежность энергоснабжения ответственных технологических потребителей на сверхмощных энергоблоках атомных электрических станций. Приостановка использования этих мероприятий является чрезвычайно актуальной и первостепенной задачей.

Список использованной литературы

- 1. Циркуляр Ц-01-97(Э) "О повышении надежности сетей 6 кВ собственных нужд энергоблоков АЭС".
- 2. Проект "Вторичные соединения питающих элементов собственных нужд" А-143119, А-143124 ФГУП НИАЭП, 2003.
- 3. Типовая работа АТОМЭНЕРГОПРОЕКТА "Релейная защита элементов сети собственных нужд 6 и 0,4 кВ электростанций с турбогенераторами 192713.0000036.02955.000АЭ.01", 1987. 426 с.
- 4. Зильберман В.А. Релейная защита сети собственных нужд атомных электростанций. М.: Энергоатомиздат, 1992. 125 с.
- 5. *Гаврилко А.И.* О месте установки выделяющих нейтраль трансформаторов в сети собственных нужд электростанций// Энергетик. -2002.- №8. С. 27-29.
- Гаврилко А.И. Анализ технических мероприятий по ограничению перенапряжений при замыканиях на землю в сети 6 кВ собственных нужд электростанций.//"Ограничение перенапряжений и режимы заземления нейтрали сетей 6 – 35 кВ", труды 2-й Всероссийской научно-технической конференции. – Новосибирск: НГТУ. – 2002. – С. 68 – 73.
- Гаврилко А.И. К вопросу выбора режима эксплуатации нейтрали сетей 6 10 кВ различного назначения//"Ограничение перенапряжений и режимы заземления нейтрали сетей 6 – 35 кВ", труды 3-й Всероссийской научно-технической конференции. – Новосибирск: НГТУ. – 2004. – С. 25 – 29.
- Гаврилко А.И., Иванов А.В., Кадомская К.П. О режимах заземления нейтрали в сетях собственных нужд атомных электрических станций.//"Технологии координации изоляции и эксплуатация современных технических средств защиты от перенапряжений в сетях с изолированной и резонансно заземленной нейтралью", труды Международной научно-технической конференции. Санкт-Петербург: ПЭИПК. 2003. С. 57 66.
- Гаврилко А.И. Комплекс токовых защит нулевой последовательности для сетей собственных нужд электростанций //"Ограничение перенапряжений и режимы заземления нейтрали сетей 6 –35 кВ", труды 2-й Всероссийской научно-технической конференции. Новосибирск: НГТУ. 2002. с. 191 195.
- Arkady I. Gavrilko, Alexey V. Wishtibeev. Ground fault in house networks of super-power unit of nuclear plant: Problems and Solutions//Overvoltages and reliability of electrical equipment exploitation. Proceedings of 4-th International Scientific and Technical Conference. - Budapest: Budapest University of Technology and Economic. - 2005. - PP. 191 - 202. (in Russian)

Программно-технический комплекс МАЭС-РВ

Наумкин И.Е.

ОАО «Филиал НТЦ электроэнергетики – СибНИИЭ», г. Новосибирск <u>naumkinie@online.nsk.su</u>

Введение

Внедрение цифровых средств защиты и управления электроэнергетическими системами ставит задачу создания новых приборов и технологий, необходимых при их эксплуатации. Современный подход решения поставленной задачи заключается в использовании автоматизированных программно-технических комплексов (ПТК). Использование комплексов позволяет проводить выполняемые работы при высокой производительности, повышении объективности и достоверности результатов.

1. Область применения

В ОАО «ФНТЦЭ-СибНИИЭ» создан программно-технический комплекс МАЭС-РВ, который может применяться как испытательная установка при разработке новых устройств МП РЗА, при проверке и наладке устройств, аттестационных испытаниях. ПТК также может применяться как тренажер для обучения работе с новыми цифровыми устройствами РЗА.

2. Блок-схема программно-технического комплекса

На рис.1 представлена фотография и на рис.2 – функциональная блок-схема ПТК.



Рис.1. Программно-технический комплекс МАЭС-РВ.



Рис.2. Функциональная блок-схема программно-технического комплекса.

Отличительной чертой ПТК МАЭС-РВ является наличие обратной связи между реальным устройством РЗА и цифровым симулятором электрической системы. Такая связь обеспечивает полную взаимозависимость между работой устройства и переходными процессами в электрической системе при любых сложных алгоритмах работы устройств РЗА/ПА (например, циклах АПВ, УРОВ и т.д.)

3. Технические средства программно-технического комплекса

Состав комплекса:

- цифровой симулятор электрической системы (ЭС) позволяет моделировать в режиме реального времени переходные процессы при нормальных и аварийных режимах ЭС;
- информационная система позволяет решать задачи сбора, комплексной обработки, архивирования и отображения информации от МП РЗА, передачи данных и параметризации МП РЗА;
- виртуальная лаборатория позволяет проводить измерения основных электрических величин во время эксперимента.

3.1. Симулятор электрической системы

Симулятор электрической сети (СЭС) состоит из трех функциональных блоков:

- 1. Управляющий компьютер.
- 2. Многопроцессорная вычислительная система (МПВС) SMP-компьютер.
- 3. Устройство сопряжения (УС).

УС – силовой блок, который преобразует слабые сигналы от компьютера в сигналы, соответствующие вторичным цепям энергосистемы. Силовые блоки обеспечивают выдачу аналоговых: 4-х токовых сигналов (до 20А, мощностью 250 ВА), 4-х сигналов напряжения (до 120В, мощностью 60 ВА) и дискретных до 32 сигналов. Такое же количество дискретных сигналов обеспечивается на прием.

Аналоговые сигналы с устройства сопряжения поступают на трансформаторы напряжения $k_T=5$ и трансформаторы тока $k_T=10$, которые позволяют воспроизвести полные переходные напряжения и токи во вторичных цепях энергосистемы.

3.2. Оборудование информационной системы

1. Регистратор аварийных событий.

В качестве регистратора аварийных событий используется измерительноинформационный и управляющий комплекс «Черный ящик» (ООО НТЦ «ГОСАН»). Вход сигналов в модуль ЧЯ производится непосредственно от трансформаторов тока и напряжения без использования дополнительных преобразователей.

3.3. Оборудование виртуальной лаборатории

Персональный компьютер (ПК) IPC-602P3-30ZB. Для обеспечения функций виртуальной лаборатории используется плата ввода/вывода National Instruments (NI) NI PCI-7831R (Reconfigurable I/O Board)..

3.4. Коммутатор

Для организации локальной сети типа «звезда» использован управляемый коммутатор Switch D-Link DGS-3308TG.

3.5. Консоль оператора (монитор)

Консоль оператора Advantech SMK580L-15"-AL 15" 8 port Drawer позволяет работать последовательно на всех компьютерах ПТК (с использованием встроенного KVM-переключателя системных блоков).

4. Программные средства программно-технического комплекса 4.1. Состав программного обеспечения ПТК

Программное обеспечение ПТК:

- 1. Программа-интегратор на управляющем компьютере (УК с OC Windows XP) обеспечивает выход во все рабочие программы (Программа управления экспериментом, МАЭС программа расчета электромагнитных и электромеханических переходных процессов в электроэнергетических схемах, Информационная система, Виртуальная лаборатория).
- 2. Программа управления экспериментом позволяет запускать и останавливать ON LINE эксперимент в нормальном и аварийном режиме работы схемы, запускать OFF LINE эксперимент.
- 3. Программа МАЭС обеспечивает:
- 3.1. Построение расчетной схемы с включением элементов, срабатывающих от внешних дискретных сигналов, которые поступают в МПВС через плату ввода дискретных сигналов.
- 3.2. Задание величин (до 4-х напряжений и до 4-х токов), выводимые из МПВС через плату вывода аналоговых сигналов для последующего преобразования и подачи на МП РЗА.
- 4. Программы информационной системы обеспечивают:
- 4.1. Задание уставок (параметризация) МП РЗА.
- 4.2. Архивирование результатов экспериментов.
- 5. Программы виртуальной лаборатории позволяют регистрировать осциллограммы переходных процессов, генерировать сигналы, измерять и анализировать характеристики сигналов.

Выводы

1. Основное назначение разработанного ПТК – получение объективной информации о работоспособности устройств РЗ/ПА в условиях, имитирующих их работу в реальной сети.

2. ПТК является универсальной испытательной установкой при разработке новых устройств МП РЗА/ПА, при наладке вводимых в эксплуатацию и проверке находящихся в эксплуатации устройств РЗ/ПА. ПТК может применяться для аттестационных испытаний новых цифровых устройств РЗА.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ МЕСТА ЗАМЫКАНИЯ НА ЗЕМЛЮ НА ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЯХ 6-35 КВ

Л.И. Сарин, А.И. Шалин, М.В. Ильиных, А.Б. Пичхадзе (ООО «ПНП Болид», г. Новосибирск) А.А. Михель (ОАО «Газпром», г. Москва)

Введение

В некоторых случаях длина воздушных ЛЭП напряжением 10 кВ достигает 100 км и более, причём проходят они по районам, передвижение по которым сильно затруднено. Это относится, например, к линиям электрохимзащиты газо- и нефтепроводов, проложенных в северных регионах России. На этих ЛЭП довольно часто происходят однофазные замыкания на землю (ОЗЗ). Поиск места ОЗЗ в таких условиях затягивается на много дней и связан с большими трудозатратами. В течение всего этого времени соответствующая электрическая сеть либо постоянно, либо периодически работает в режиме однофазного замыкания на землю, что может оказаться необходимым для определения места повреждения (ОМП). Такой режим работы приводит к повышенной аварийности, переходу ОЗЗ в междуфазные или многоместные замыкания на землю. Особенно страдают при этом двигатели, фазная изоляция которых рассчитана на меньшие перенапряжения, чем у остальных элементов сети.

Существенно упростить процесс поиска места O33 могли бы средства дистанционного определения места повреждения, но в настоящее время нет приборов, которые эффективно решали бы поставленную задачу применительно к воздушным ЛЭП, хотя и имеются достаточно многочисленные публикации на эту тему (например, [1, 2, 3, 4]). Выявление места O33 на такой линии традиционно выполняется топографическим методом путём обхода трассы с использованием переносных приборов и визуального осмотра.

Всё сказанное выдвигает в качестве первоочередных актуальную задачу – разработать методы и средства дистанционного определения места однофазного замыкания на землю на воздушных ЛЭП 6-35 кВ. Решению этой задачи и посвящены исследования, основные результаты которых описаны в настоящей статье. В качестве метода решения принят «параметрический», основанный на использовании параметров сигналов переходных процессов, протекающих в сети при возникновении ОЗЗ.

Натурные эксперименты

По снятым в процессе проведения натурных экспериментов осциллограммам процессов ОЗЗ можно определить параметры переходного процесса, которые несут информацию о расстоянии до места повреждения. Наиболее информативные из них могут послужить основой способа определения расстояния до места ОЗЗ.

Проведение моделирования переходных процессов O33 в исследуемой сети на компьютере помогает выявить зависимости выделенных параметров от таких факторов как режим работы сети, переходное сопротивление в месте замыкания и т.д. Это позволяет без сложных дорогостоящих экспериментов ответить на многие вопросы, которые возникают в процессе разработки системы ОМП.

В качестве объекта рассмотрена линия питания электрохимзащиты ВЛ ЭХЗ «ЮГ» - 10 кВ протяжённостью 78 километров, отходящая от секции шин *Ша* подстанции КС-7 «Демьянская» ООО «Сургутгазпром» (рис.1). ВЛ электрохимзащиты газопровода относится к той категории распределительных сетей, которые не представляется возможным оставить без питания на длительное время. Существующие в настоящее время

топографические методы поиска мест однофазных замыканий на землю в этой линии в совокупности с труднопроходимой трассой создают острую необходимость в разработке для данной линии (и других ВЛ среднего класса напряжения) дистанционных методов, которые могли бы использоваться на практике.

Питание секций шин 10 кВ (см. рис.1) осуществляется от трансформатора с расщеплённой обмоткой типа ТРДЦН-63000кВА, 110/10/10 кВ. На вводах 10 кВ от силовых трансформаторов установлены ТН в двух фазах типа ЗНОЛ 0,8-10УЗ. На секциях шин 10 кВ - ТН типа НАМИ-10.

От секций шин 10 кВ осуществляется питание синхронных двигателей СТД-12500 компрессоров, трансформаторов собственных нужд 10 кВ, трансформаторных подстанций компрессорного цеха (КЦ), АВО газа, бытовых потребителей, ВЛ электрохимзащиты (ВЛ ЭХЗ "Юг").

Каждый синхронный двигатель подключен к шинам через реактор РБУ-10-1000-0,56, кабели ААШВ 3 × 3 × 240 длиной 130-185 м.



Рис.1. Схема сети 10 кВ компрессорной станции с отходящей ВЛ ЭХЗ «Юг»

Емкостный ток однофазного замыкания на землю секций *III* и *IIIa* сети 10 кВ КС-7 определяется в основном емкостью двигателей, питающих трансформаторов, кабелей распредустройства, а также емкостью протяженной ВЛ ЭХЗ. Его расчётная величина составляет 6,3 А.

1. Экспериментальные исследования переходных процессов ОЗЗ ВЛ ЭХЗ «Юг»

Эксперименты проводились при резистивном заземлении нейтрали сети. Для создания нейтральной точки использовался присоединённый к шинам *Ша* фильтр нулевой последовательности типа ФМЗО-40/11. К нейтральной точке ФМЗО подключался резистор типа РЗ с номиналом 1000 Ом.

Организация искусственного ОЗЗ ВЛ ЭХЗ на разном удалении от ПС осуществлялась соединением с "землей" одной из фаз находящейся под напряжением линии через специальный искровой промежуток. Схема подключения измерительной аппаратуры представлена на рис.2. При этом осциллографовались следующие сигналы:

- ток через заземляющий резистор (с датчика Холла: точность преобразования ±0,3%; частотный диапазон 0÷150 кГц, на рис.2 ДХ);
- токи фаз А и С (с трансформаторов тока типа ТЛ класса точности 3 и частотной полосой пропускания не менее 1 кГц, на рис.2 – ТТ);
- ток нулевой последовательности (с трансформатора тока типа ТЗЛМ, на рис.2 ТТНП);
- напряжение 3U₀ (с дополнительной вторичной обмотки трансформатора напряжения, соединённой по схеме открытого треугольника, на схеме TH);
- фазные напряжения (с делителей напряжения рассчитанных на максимальное напряжение 100 кВ, номинальный диапазон рабочих частот – 20 ÷ 1 · 10⁶ Гц, на схеме – ДН (рис.3)).

Во время проведения опытов O33 все присоединения секций шин III и IIIa за исключением электродвигателей находились в работе. Электродвигатели были отключены. В нормальном режиме работы сети к секции III подключен один электродвигатель.

Некоторые осциллограммы переходных кривых напряжения повреждённой фазы и тока через резистор, полученные при проведении ОЗЗ вдоль трассы ВЛ ЭХЗ «Юг», представлены на рис.4-6.



Рис.2. Схема подключения измерительной аппаратуры



Рис.3. Внешний вид делителей напряжения

Вдоль трассы ВЛ ЭХЗ имеются опоры (точки проведения опытов искусственного O33), переходное сопротивление земли в месте установки которых значительно превышает величину 20 Ом (в соответствии с рекомендациями ПУЭ) и достигало значений порядка 150 Ом.

Необходимо отметить, во-первых, что в некоторых случаях, например в переходных кривых ОЗЗ на 57 километре ВЛ свободная колебательная составляющая, обусловленная образованием контуров L-C при «соединении» фазы с землёй, не наблюдается (по-видимому, из-за влияния высокого переходного сопротивления земли в данной точке трассы).



Рис.4 Экспериментальные кривые тока через резистор (1) и напряжения повреждённой фазы (2) процесса ОЗЗ на 14 км трассы ВЛ



Рис.5. Экспериментальные кривые тока через резистор (1) и напряжения повреждённой фазы (2) процесса ОЗЗ на 44 км трассы ВЛ



Рис.6. Экспериментальные кривые тока через резистор (1) и напряжения повреждённой фазы (2) процесса ОЗЗ на 57 км трассы ВЛ

Переходные кривые при замыканиях на землю через большое переходное сопротивление содержат только апериодическую составляющую, что делает невозможным использование методов ОМП, основанных на частотном анализе сигналов процесса ОЗЗ (частотно-параметрических методов, описанных, например, в [1]).

Во-вторых, в остальных экспериментальных точках на ВЛ (600 метров за кабельным вводом, 14, 28, 44, 52 километры) полученные осциллограммы процессов ОЗЗ содержат переходную составляющую, основная частота колебаний которой не превышает 1 кГц и меняется с изменением расстояния до места повреждения. Заметной по величине высокочастотной составляющей, описанной в [1, 2, 3], и вызванной процессом разряда ёмкости повреждённой фазы, в проведённых нами экспериментах отмечено не было. Данный факт, по-видимому, указывает на то, что высокочастотная составляющая разряда ёмкости повреждённой фазы не может быть использована для построения алгоритма ОМП.

В одном из экспериментов на первой опоре после кабельной вставки имитировалось падение провода на обледеневшую землю (опыт проводился в ноябре). При включении линии под напряжение выяснилось, что напряжение нулевой последовательности имело исчезающе малое значение, и фиксирующая аппаратура на подстанции не запустилась. Следовательно, при повреждениях такого рода не будет срабатывать защита линии от замыканий на землю, не запустится соответствующая сигнализация «земля в сети» на подстанции и не сработают приборы, предназначенные для фиксации места однофазного замыкания на землю.

2. Параметры, определяющие расстояние до места повреждения

Анализ переходных кривых тока через резистор и напряжения повреждённой фазы (рис.4-6) помог выделить ряд параметров, содержащих информацию о расстоянии до места однофазного повреждения. Наибольшая точность индикации места ОЗЗ (минимальная «зона обхода» при поиске повреждённого участка трассы) может ожидаться при выполнении двух основных условий:

- разброс значений параметра в одной и той же точке замыкания на землю, который может быть обусловлен погрешностью измерительной аппаратуры (трансформаторов тока и напряжения, делителей напряжения, осциллографов и т.д.), различным сопротивлением заземления, характеристиками дуги, точностью обработки осциллограмм должен быть минимальным;
- «градуировочная кривая», связывающая замеренный параметр с расстоянием до места ОЗЗ в рассматриваемом режиме эксплуатации имела как можно больший угол наклона к оси расстояний (рис.7).

В результате были выбраны следующие наиболее информативные параметры сигналов *I_R* (ток через резистор) и *U_{повр}* (напряжение повреждённой фазы) (рис.5):

 $T\Phi$ - время, пропорциональное длительности фронта, определяемое по переходной кривой от начала переходного процесса до достижения первого максимального значения;

T(0-2extr) - время от начала переходного процесса до достижения переходной кривой второго экстремума колебательного процесса;

 $T(1\max-2\max)$ - время от первого максимального значения переходной кривой до второго максимума.

Использование всех трёх параметров для определения расстояния до повреждённого участка фазы при ОЗЗ не во всех случаях возможно. В соответствии с рис.6 можно выделить некоторые точки ВЛ (например, 57 км) с отсутствием двух последних параметров (кроме $T\Phi$).

Длительность фронта можно измерить в каждой из полученных в процессе экспериментов кривых, что даёт возможность использовать данный параметр переходного процесса для ОМП. В качестве источника сигнала для определения $T\Phi$, а далее - и расстояния до точки повреждения целесообразно принять ток через резистор. Разбросы параметра $T\Phi$ кривых I_R и U_{noep} оказались соизмеримы, характеристики $T\Phi = f(L_{33})$

сопоставимы, но с точки зрения реализации данного метода на практике, организация съёма сигнала I_R при наличии установленного заземляющего резистора требует меньших вложений и технически проще выполнима.



Рис.7. Кривая $T \Phi = f(L_{33})$, построенная по результатам обработки осциллограмм I_R

Проведённое в пакете PSpice моделирование переходных процессов однофазных замыканий на землю в различных точках трассы ВЛ, при различном составе включенного на шины оборудования, варьировании переходного сопротивления земли помогло выявить следующее:

• разбросы $T\Phi$ тока через резистор при изменении сопротивления земли в одной точке замыкания в широких пределах, не превышают 10% в любом режиме работы сети. Это даёт возможность считать, что изменение факторов, влияющих на величину сопротивления заземления (дождь или сухая погода, зима или лето) будет оказывать слабое влияние на замер величины $T\Phi$;

• зависимости $T\Phi = f(L_{33})$ заметно расходятся при изменении состава оборудования (рис.8), подключённого к сборным шинам (в частности, при включениях и отключениях двигателей компрессоров). Например, при включении одного двигателя компрессора из числа подключённых к секций шин Ш и Ш^{*a*}, значение измеряемого параметра $T\Phi$ увеличится примерно на 10-15% по отношению к замеренному в эксперименте случаю, когда двигатели были отключены, т.е. кривая $T\Phi = f(L_{33})$ поднимется на эту величину. Отсюда ясно, что при определении по замеренному значению $T\Phi$ расстояния до места ОЗЗ необходимо использовать ту градуировочную кривую $T\Phi = f(L_{33})$, которая соответствует текущему рабочему режиму;

• с удалением точки замыкания от места регистрации сигнала значение $T\Phi$ растёт с разной скоростью: вначале быстро, что даёт возможность достаточно точно определить расстояние до места ОЗЗ, а после 15 километра – медленнее, что снижает точность ОМП.

На рис.9 приведена переходная кривая тока через резистор, полученная в результате моделирования процесса ОЗЗ на 57 км трассы ВЛ ЭХЗ. Сравнив её с изображённой на рис.6, убеждаемся в достаточно высокой точности совпадения результатов моделирования с экспериментальными данными. Значение длительности фронта экспериментальной кривой I_R составляет 1,11 мс.



Рис.8 Кривые $T\Phi = f(L_{33})$ сигнала I_R , построенные по результатам моделирования ОЗЗ: (1) – при работе сети с отключенными электродвигателями, (2) – включен один двигатель (нормальный режим работы сети), (3) – в работе оба двигателя.



Рис.9. Осциллограмма I_R , полученной в ходе моделирования процесса ОЗЗ, точка замыкания — 57 км, сопротивление земли $R_{_{3em}}$ =150 Ом, электродвигатели секции III отключены. Масштаб по времени: 0.5 мс/дел Значения $T\Phi$: 1,129 мс.

3. Метод определения расстояния до места ОЗЗ

Основу метода составляет определение $T\Phi$ переходной кривой тока через заземляющий высокоомный резистор I_R . Если ОЗЗ произошло на обслуживаемой ВЛ ЭХЗ (это видно по срабатыванию защиты от ОЗЗ на этой линии), дежурный персонал по кривой $T\Phi = f(L_{33})$ для текущего режима эксплуатации подстанции определяет расстояние до места ОЗЗ.

Реальная точка ОЗЗ находится в пределах зоны обхода, которая имеет тенденцию к росту с удалением точки замыкания на землю от шин ЗРУ подстанции. Если не учитывать эксплуатационные предаварийные режимы работы исследуемой сети (состав включенного на шины оборудования) величина данной зоны может достигать 25 км при длине ВЛ ЭХЗ «Юг» 78 км. При использовании метода необходим обязательный учёт предаварийного режима работы сети. Любое изменение реактивных параметров (например, включение-отключение электродвигателя) приводит к сдвигу и изменению кривой $T\Phi = f(L_{33})$. Используя кривую $T\Phi = f(L_{33})$, соответствующую реальному режиму, величину зоны обхода можно уменьшить примерно до 15% длины ВЛ.

В тех точках трассы ВЛ, где в переходной кривой тока через резистор есть возможность выделить свободную колебательную составляющую процесса ОЗЗ, рационально использовать помимо $T\Phi = f(L_{33})$ аналогичные зависимости для других выделенных параметров. Расстояние до места повреждения сформируется как среднее из определённых по «градуировочным кривым», соответственно, уменьшится и зона обхода.

По описанным выше принципам разработан и изготовлен макет опытного устройства для определения расстояния до места повреждения на ВЛ при однофазном замыкании на землю. Источник сигнала для определения $T\Phi$ - кривая тока через заземляющий высокоомный резистор.

Описанный выше дистанционный метод определения места замыкания на землю ВЛ не даёт высокой точности. Он помогает лишь сузить границы поиска места повреждения, что говорит о целесообразности применения данного метода в комплексе с другими, известными и достаточно исследованными. Например, широко применимый для ВЛ метод секционирования на участки разъединителями (лучше с автоматическим приводом).

Для совершенствования алгоритма определения расстояния до места повреждения необходимо проведение дальнейших экспериментов, а, главное, - достаточно продолжительная опытная эксплуатация разработанного устройства в реальных условиях эксплуатации с анализом её результатов.

Выводы

- 1. Для ВЛ напряжением 6-35 кВ получен дистанционный метод локации однофазного места замыкания на землю по параметрам переходного процесса. Этот метод применим для любых видов ОЗЗ (как самоустраняющихся, так и переходящих в устойчивое замыкание), за исключением падения провода на обледеневший грунт.
- 2. Рассмотренный выше метод целесообразно дополнять другими известными способами локации мест однофазных замыканий на землю (как дистанционными, так и топографическими) с целью минимизации зоны обхода.
- 3. При падении оборвавшегося провода на землю возможны случаи, когда переходное сопротивление в месте ОЗЗ имеет настолько большое значение, что напряжение нулевой последовательности на подстанции не превышает нескольких процентов номинального, однофазное замыкание на землю не фиксируется по напряжению ЗUo на секции шин и соответствующая аппаратура не запускается. При повреждениях такого рода эффективность метода не гарантирована.
- 4. Разработан и изготовлен макет опытного устройства для определения расстояния до места повреждения на ВЛ при однофазном замыкании на землю. Источник сигнала для определения $T\Phi$ кривая тока через заземляющий высокоомный резистор.

Литература

1. Технический отчёт ОАО «Транснефтьналадка». Разработка измерительного комплекса для определения мест однофазных замыканий на землю на ВЛ-10 кВ и технических мероприятий по его внедрению. Шифр работы: 03.4.6.9.054. Инв.№452. – 41 с.

2. Качесов В.Е. Метод определения зоны однофазного замыкания в распределительных сетях под рабочим напряжением//Электричество.-2005.-№6. – С.9-18.

3. Качесов В.Е., Лавров В.Ю., Черепанов А.Б. Параметрический метод определения расстояния до места повреждения в распределительных сетях // Электрические станции. 2003. - № 8. С.37-43.

4. Патент РФ №2222026 (от11.01.2002г.). Способ определения расстояния до места однофазного замыкания в распределительных сетях//Качесов В.Е.,2004.

5. Патент РФ №2159445 (от23.08.1996г.). Способ определения местонахождения однофазного замыкания на землю в сети распределения мощности//Рейо Рантанен, Янне Суонтауста.,1997

6. Шалыт Г.М. Определение мест повреждения в электрических сетях. -М.: Энергоатомиздат,1982

6. Научно-технический отчёт ООО «ПНП Болид» по договору №23-2005. Разработка и изготовление системы мониторинга распределительной сети 6-35 кВ с изолированной нейтралью. Новосибирск, 2006.

Система регистрации перенапряжений в сетях 6-35 кВ

Сенченко В.А., Ильиных М.В., Сарин Л.И., Дарков Н.А.

(ООО"ПНП БОЛИД", г.Новосибирск)

Используемая в настоящее время защита от перенапряжений оборудования высоковольтных электрических сетей среднего класса напряжения не обеспечивает эффективного уровня ограничения перенапряжений.

Для разработки конкретных мероприятий по ограничению перенапряжений и повышения надежности работы электрооборудования ПС необходимо иметь конкретную информацию о видах и уровнях перенапряжения, возникающих в конкретной электроустановке.

Анализ результатов регистрации перенапряжений позволяет определить максимальные воздействия на установленное оборудование, оценить необходимость специальных мероприятий и рекомендовать конкретные технические решения по ограничению перенапряжений.

Современные информационные технологии позволяют осуществлять регистрацию аварийного события в высоковольтной электрической сети с записью предаварийного режима. Сегодняшнее состояние средств вычислительной и измерительной техники позволяет реализовать технологию мониторинга на основе аналого-цифровых преобразователей и ПЭВМ.

Технические требования к комплекту оборудования для регистрации внутренних перенапряжений на шинах в аварийных режимах должны разрабатываться на основании анализа возможных перенапряжений.

Основные характеристики перенапряжений – амплитуда, частота переходного процесса, длительность, частота их появления определяются случайными факторами и имеют значительные разбросы.

Требования к датчикам и регистрационной аппаратуре могут быть установлены исходя из параметров переходного процесса.

Анализ показывает, что необходимая верхняя граница ожидаемых частот переходного процесса при дуговом замыкании для напряжения, составляет (10-50) кГц.

Частота переходных процессов перенапряжений при коммутациях выключателями (особенно вакуумными) с многократным зажиганием дуги существенно выше и может составлять (100-500) кГц.

Длительность аварийных процессов при внутренних перенапряжениях может составлять от 0,001 с до нескольких секунд.

Амплитуда аварийных перенапряжений может составлять величину 3-6 Uф.

Система регистрации перенапряжений (СРП) должна обеспечивать одновременную регистрацию 3 фазных напряжений или токов на шинах ЗРУ 6 кВ в аварийных режимах при внутренних перенапряжениях, сохранение и накопление информации об аварийных событиях.

Регистрирующая аппаратура должна быть предназначена для установки внутри ЗРУ и обеспечивать длительный режим работы при температуре окружающей среды от +15 до +30°C.

СРП осуществляет регистрацию процессов и накопление информации в течение 24 часов с последующим снятием информации и контролем состояния регистрирующей аппаратуры. СРП не должна иметь «мертвой зоны» при регистрации перенапряжений.

Точность регистрации перенапряжений частотой 20 Гц - 500 кГц - 5%.

СРПП должна включать в себя следующий комплекс аппаратуры:

• датчики напряжения (тока);

- кабели передачи информации;
- регистратор перенапряжений;
- персональный компьютер с математическим обеспечением, позволяющим осуществлять обработку и анализ записанных параметров процесса.

Регистратор перенапряжений и персональный компьютер могут быть объединены в единый измерительный прибор.

В СРП дополнительно могут входить устройства сопряжения и гальванической развязки.

Конструктивно регистратор может быть выполнен в виде отдельного блока либо интегрирован в ПЭВМ.

Типовые трансформаторы напряжения при частотах выше 2000 Гц имеют значительную погрешность. Поэтому съем сигнала должен осуществляться со специальных делителей напряжения. Для регистрации перенапряжений в сети 6-35 кВ делители напряжения должны удовлетворять следующим требованиям:

- Рабочее длительно выдерживаемое напряжение сети (линейное) 6-35 кВ (50 Гц).
- Максимальное входное импульсное напряжение не менее 200 кВ.
- Полоса пропускания частот от 20 Гц до 1 МГц при неравномерности АЧХ не более ±5%.
- Активное сопротивление нагрузки не менее 1 Мом.
- Емкостное сопротивление нагрузки не более $10^{-9} \Phi$.

Кабели передачи информации должны обеспечивать передачу информации в диапазоне частот до 1 МГц, с максимально допустимым уровнем вносимых искажений не более 0,5%. Длина кабеля должна обеспечивать разнос датчиков напряжения (тока) и регистрирующей аппаратуры комплекса на расстояние не более 15 метров.

Запись сигналов с делителей напряжения осуществляется с помощью регистратора, выполненных на основе плат АЦП.

Съем информации, управление режимами регистратора и общение с ним осуществляется через ПЭВМ. В связи с этим регистратор должен иметь подключение к ПЭВМ, и оснащен интерфейсом и программным обеспечением, позволяющим настраивать режимы осциллографирования и позволяющим осуществлять оперативный просмотр и измерение параметров переходных процессов.

Запуск регистрации перенапряжений и запись параметров переходного процесса осуществляется по факту превышения напряжения фаз либо при ручном запуске.

Объем базовой памяти регистратора должен обеспечивать запись перенапряжений без «мертвых зон».

Запись информации должна выполняться в виде файлов на жесткий диск компьютера. Тип записываемых файлов должен позволять осуществлять их дальнейшую обработку.

Программное обеспечение отображения для ПЭВМ обеспечивает все необходимые возможности для просмотра, измерения и печати осциллограмм. Управление программой осуществляется при помощи любого из следующих средств:

- системы меню;

- нажатия "горячих" клавиш на клавиатуре ПЭВМ;

- при помощи манипулятора "мышь".

Программа отображения должна позволять конвертировать осциллограммы из своего формата в формат доступный для обработки в MSOffice: Excel, Winword и наоборот.

Серийно выпускаемые регистраторы как в России, так и за рубежом имеют верхнюю частоту полосы пропускания 20 – 40 кГц, что не позволяет исследовать процессы имеющие существенно более высокие частоты.

ООО "ПНП БОЛИД" была разработана и изготовлена СРП отвечающая выше изложенным требованиям.

Отличительной особенностью данной системы от многочисленных аварийных регистраторов является высокая частота дискретизации до 100 МГц, что позволяет осуществлять запись быстро протекающих переходных процессов, например, при коммутации вакуумных выключателей двигателей с явлениями среза тока и дальнейшей эскалацией перенапряжений.

В качестве датчиков напряжения СРП были разработаны делители напряжения ёмкостного типа с распределёнными параметрами. Конструктивно низковольтное плечо делителя выполнено в виде коаксиального цилиндра, что позволило снизить паразитную индуктивность и, соответственно, увеличить собственную резонансную частоту делителя. Выход делителя согласован с волновым сопротивлением коаксиального кабеля, используемых для передачи информации от делителя к измерительной части. Основные характеристики делителей напряжения:

1. Номинальное рабочее напряжение – 10 кВ.

2. Максимально допустимое входное импульсное напряжение (длительность

импульса $\tau_{\mu} = 0,1 \div 1000$ мкс, частота повторения импульсов $f_{\mu} = 50$ Гц и $t^{\circ} = 25^{\circ}C$) – 60 кВ.

- 3. Интервал рабочих температур $-20 \div +40^{\circ} C$ при относительной влажности $\leq 90\%$.
- 4. Номинальный диапазон рабочих частот при неравномерности АЧХ ± 0,5 дБ
- $-20 \div 1 \cdot 10^{6}$ Гц.
- 5. Коэффициент деление по напряжению в номинальном диапазоне рабочих частот $K = 74 \, \text{дG} \pm 0.5 \, \text{дG}$.
- 6. Активное сопротивление нагрузки $\geq 1.10^{6}$ Ом.
- 7. Емкостное сопротивление нагрузки $\leq 1 \cdot 10^{-9} \phi$.
- 8. Длина пути утечки внешней изоляции верхнего плеча ≥ 350*мм*.
- 9. Рабочее положение делителя вертикальное.
- 10. $tg\delta$ (тангенс угла диэлектрических потерь) $\leq 0,002$ при 25°C.
- 11. Одноминутное испытательное напряжение ($f = 50 \, \Gamma \mu$) 50 кВ.
- 12. Минимальная наработка на отказ $\tau_{\min} = 5000 \ vac$.
- 13. Тип выходных разъемов СР-50 (BNC).
- Габаритные размеры: max H (высота) – 700 мм; max D (диаметр) – 300 мм.
- 15. Расстояние между делителями при подключении к трехфазной линии (по
- горизонтали) ≥130мм.
- 16. Macca

верхнего плеча – не более 2 кг нижнего плеча – не более 10 кг

Измерительная часть системы была реализована с помощью цифрового запоминающих осциллографов (ЦЗО) типа АСК 3107, связанных с ПК.

Данная система позволяет проводить регистрацию напряжений в полуавтоматическом режиме по заданному уровню превышения напряжения.

Из полученных осциллограмм могут быть определены основные характеристики перенапряжений – амплитуда, частота переходного процесса, длительность.

Цифровые запоминающие осциллографы — приставки к компьютеру ACK-3107 предназначены для широкого диапазона осциллографических измерений и используется совместно с персональным компьютером, снабженным параллельным портом LPT или USB - портом.

Виртуальные осциллографы ACK-3107 позволяют пользователю наблюдать форму сигнала, используя 4 независимых канала с разрешением 8 бит и чувствительностью от 2 мВ/дел до 10 В/дел в полосе частот от 0 до 100 МГц с аппаратным буфером на 131071

выборок для каждого канала. Входное сопротивление выбирается программно — 1 МОм или 50 Ом.

Прибор имеет стандартную систему синхронизации, работающую в режимах «ждущий», «одиночный» и «авто» с регулируемым уровнем запуска. Дополнительно запуск может осуществлять по входу внешней синхронизации (порог срабатывания TTL– уровня).

Программное обеспечение (ПО) дает возможность полного управления прибором, а также предоставляет ряд сервисных возможностей (экспорт/импорт данных, математическая обработка сигналов, расширенные измерения, цифровая фильтрация, аварийная сигнализация в режиме самописца и т. д.)

Каждый канал ACK-3107 имеет собственный АЦП. Это означает, что ACK-3107 является «истинным четырехканальным осциллографом», где отсутствуют побочные эффекты, свойственные приборам с мультиплексированием каналов.

АСК-3107 имеет понятный и удобный интерфейс, который может настраиваться пользователем. Например, пользователь может выбрать внешний вид и цветовое оформление панелей прибора, цветовую схему для осциллограмм, язык панелей (русский или английский), включить и записать свой вариант звукового сопровождения событий и др.

Реализованная СРП была использована при проведении экспериментальных исследований на Беловской ГРЭС, Кемеровской ТЭЦ, ТЭЦ КМК. Система позволила осуществить регистрации перенапряжений при коммутации вакуумных выключателей кабельных присоединений с двигательной нагрузкой, регистрацию перенапряжений при дуговых однофазных замыканиях на землю и т.д.

Недостатком разработанной СРП на базе АСК 3107 является недостаточный объём оперативной памяти – 128 кбайт на канал, что не позволяет, при высоких частотах дискретизации, регистрировать процессы, длительность которых составляет более 1 секунды.

Указанный недостаток был устранён в СРП на базе ЦЗО-04 с оперативной памятью 2 Мбайт на канал, полное время записи сигнала составляет 13 секунд, при частоте дискретизации 1,56 МГц.

Общие технические характеристики ЦЗО-04:

<u>Число каналов</u> – 4;

<u>Объем ОЗУ</u> – 2 Мбайт на канал;

<u>Объем предыстории</u> – от 0 до 15/16 полного объема ОЗУ;

<u>Число разрядов АЦП</u> – 8;

<u>Максимальная частота дискретизации АЦП – 100 МГц;</u>

Программное обеспечение ЦЗО-04 - программа ADCLab.

Программа ADCLab предназначена для использования вместе с платами ЗАО "Руднев-Шиляев" в качестве осциллографа и спектроанализатора. Эта программа позволяет увидеть сигнал, измеряемый с помощью устройства АЦП, в реальном времени, а также его спектр.

Основные характеристики программы:

1. Выбор частоты дискретизации

2. Выбор размера блока

3. Выбор количества каналов

4. Программная синхронизация для устройств без аппаратной синхронизации

5. Поддержка режима аппаратной синхронизации

6. Поддержка некоторых специфических функций устройств (кадровый сбор, включение внешней частоты дискретизации и т.п.)

7. Сохранение данных в файл "как есть" и форматах ASCII, MS EXEL и WAV

8. Воспроизведение сохранённых данных из файлов с данными "как есть" и в формате WAV.

Для обеспечения надёжного запуска регистратора при возникновении аварийных процессов в сети было дополнительно изготовлено устройство обеспечивающее запуск ЦЗО-04 по критерию не симметрии напряжения фаз более 20%. Основные характеристики устройства:

- Полоса пропускания от 10 Гц до 10 МГц.
- Входное активное сопротивление 50 Мом.
- Уровень напряжения на снхронизирующем выходе TTL.
- Диапазон входных напряжений ± 6,5 Вольт.
- Пределы основной погрешности каналов ± 5%.

Схема электрическая общая изображена на рис. 1.



A1, A2, A3 – высоковольтные делители напряжения с постоянным коэффициентом деления XW1, XW2, XW3 – разветвители Т-образные на 3 штекера CP – 50 (GB - 166).

Разветвители подключаются к ВЧ разъемам ЦЗО, конструктивно расположенным на тыльной стороне прибора. В соответствии: x7 – вход 0 ведущей платы, обозначено на схеме "0"-1, x14 – вход ведущей платы "1"-1, x22 – вход ведущей платы "S"-1, x21 – вход ведомой платы "0"-2.

А4 – синхронизирующее устройство.

А5 – регистратор переходных процессов, объединенный с ПЭВМ (цифровой запоминающий осциллограф ЦЗО – 04).

Рис.1 Схема электрическая общая СРП.

С помощью описанной выше измерительной аппаратуры были осциллографированы переходные процессы при операциях коммутации выключателей в том числе вакуумных.

Исследовались процессы отключения двигателей, как в процессе их нормальной работы, так и отключение во время пуска (отключение неразвернувшегося двигателя с помощью автоматики, например, в случае неисправности в технологическом механизме, связанном с коммутируемым двигателем).

В результате проведенных исследований на Беловской ГРЭС, Кемеровской ТЭЦ, подстанциях ВЭС Кузбассэнерго экспериментально подтверждено, что при выполнении коммутационных операций вакуумными выключателями возникают опасные для изоляции электродвигателей перенапряжения.

Возникновение перенапряжений высокой кратности при данных замерах вызывается возникновением множественных повторных пробоев вакуумного контактного промежутка как при размыкании в процессе отключения выключателя, так и при замыкании, размыкании (дребезге) контактов выключателя в процессе включения.

Полученные в результате экспериментов данные подтвердили необходимость в разработке и внедрении мероприятий по ограничению данного вида перенапряжений.

Вывод:

Установка на энергообъектах данной системы регистрации перенапряжений, либо ей подобной, позволяет получить и накопить данные о различных видах перенапряжений, возникающих в конкретной сети, установить механизм их возникновения, разработать и реализовать комплекс мероприятий по их ограничению.

ОN-LINE ДИАГНОСТИКА РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СЕТЕЙ

Богдашева Л.В., Качесов В.Е., Шевченко С.С. (Новосибирский государственный технический университет) Михеев В.П., Орлянский А.В., Остапенко О.Н.(ГУП «УЭВ СО РАН», Новосибирск)

Дементьев Е.Н. (ИЯФ СО РАН, Новосибирск)

Постановка проблемы.

Распределительные сети 6-35 кВ имеют сложную древовидную структуру, поэтому диагностика их состояния представляет сложную в техническом плане задачу. В отличие от сетей высокого и сверхвысокого напряжений, где нарушение любой изоляции – междуфазной и фазной сопровождается сверхтоками и проводит к отключению линии, в распределительных сетях дефекты фазной изоляции не приводят к ухудшению условий электроснабжения потребителя, но существующий дефект требует его устранения, поскольку изоляция находится под повышенным напряжением, особенно, в случае неустойчивого дугового замыкания, когда перенапряжения значительны, продолжительны и представляют опасность для ослабленной изоляции неповрежденных фаз.

Задача on-line диагностики состоит в определении текущего состояния сети. В силу ее сложной конфигурации необходимо ответить на вопросы: ЧТО?, ГДЕ?, КОГДА?, ПРИ КАКИХ УСЛОВИЯХ? В [1] показана и описана общая структура задачи мониторинга, включающая подзадачи распознавания, выделения поврежденного фидера, локации. Эти три подзадачи отвечают на первые два выше перечисленных вопроса, а выполнение непрерывного мониторинга аварийных событий с достаточно высокой частотой дискретизации отвечает на два последних. Совокупность ответов на все отмеченные вопросы дает информацию для решения задачи координации изоляции И целенаправленной ее профилактики.

Реализация мониторинга сети представляется аппаратно-программной задачей и в техническом плане не является достаточно сложной (см., например, [2,3]), поскольку на современном рынке представлены соответствующие аппаратные (измерительные) средства. Остальные подзадачи более сложны в теоретическом плане, но имеют к настоящему времени достаточно глубоко проработанные решения.

Диагностика сети с компенсацией емкостных токов замыкания на землю.

Наиболее остро задача диагностики стоит в сильно разветвленных и протяженных сетях; выделение поврежденного фидера и локация поврежденной зоны в такой сети осложнены. Эти сети характеризуются большими емкостными токами замыкания на землю (ЕТЗЗ), которые компенсируется с помощью дугогасящих реакторов (ДГР), одновременно эффективно снижающих перенапряжения при дуговых замыканиях.

Наличие ДГР в нейтрали питающего трансформатора позволяет надежно решить задачу распознавания однофазного дугового замыкания (ОДЗ), поскольку напряжение на поврежденной фазе после погасания дуги восстанавливается в виде биения колебаний. Даже при удовлетворительной настройке ДГР оно восстанавливается плавно, поэтому отношение (*K*) действующих значений напряжений на неповрежденных фазах к напряжению поврежденной фазы (определенных на относительно малом интервале времени) велико (см. рис.1). Этот параметр является критерием распознавания ОДЗ [4].

Для выделения фидера с ОДЗ могут использоваться различные способы, но их применимость к сетям с компенсацией емкостных токов замыкания ограничена, кроме того, достоверность селекции их использования довольно низка [5]. Последнее отталкивает предприятия электрических сетей от их широкого внедрения. В разработанной системе выделения фидера с ОДЗ реализован принцип, основанный на известном свойстве противоположности полярностей первых полуволн высокочастотных составляющих токов нулевой последовательности в поврежденном и неповрежденном фидерах (предложенный еще в начале 20-го века Бержероном Л. [6]). Благодаря выделению из сигнала только его полярности исключается влияние разброса параметров трансформаторов тока нулевой последовательности. Для повышения надежности селекции и исключения случаев ложного срабатывания выделение происходит только при наличии факта ОДЗ [7], что осуществляется модулем распознавания.



Рис.1 Фазные напряжения при ОДЗ в сети 10 кВ с компенсацией ЕТЗЗ (а), коэффициент отношения (К) минимального действующего напряжения одной из неповрежденных фаз к напряжению поврежденной фазы (б)

Блок выделения фидера (БВФ) с ОДЗ выполнен в виде отдельного устройства, реализованного на микроконтроллере. Информация с этого устройства, устанавливаемого на каждой секции шин, поступает в персональный компьютер и обрабатывается при установлении факта ОДЗ. Структура системы мониторинга и диагностики воздушно-кабельной распределительной сети 10 кВ, питаемой от ГПП «Академическая» (г. Новосибирск), представлена на рис.3.

Локация повреждений.

Наибольшие трудности при диагностике сети представляет задача локации мест замыкания (мест со значительной поперечной фазной проводимостью). Локационные методы мало пригодны к распределительным сетям в силу многократных отражений в линиях и, как следствие, невозможности анализа рефлектограмм. Применение параметрических методов локации замыканий в таких сетях [8-11], осложняется динамикой изменения параметров сети и, значит, ее свойств. Учет изменения топологии и нагрузки сети можно реализовать двумя подходами: а) - путем расчета частотных

 $(l_3 = \varphi(f_2))$ или дифференциальных $(l_3 = \xi(\frac{du^*}{dt}))$ характеристик присоединений в

режиме замыкания на землю для всех наиболее вероятных схемных режимов с последующей интерполяцией значений в промежуточных точках, б) - путем получения характеристик, несущих информацию о месте замыкания, в темпе измерительного процесса.





Рис.2 Устройство выделения фидера с ОДЗ

Рис.3 Структура системы мониторинга и диагностики (АЦП – аналого-цифровой преобразователь, ОИК – оперативно-измерительный комплекс)

В последнем случае точность локации (теоретически) будет максимальна, но сложность полной электрической схемы питания, содержащей, как правило, сотни узлов, ограничивает применение этого способа. Практически представляется возможным снимать расчетные характеристики и в полной схеме сети, но для этого требуются достаточно сложные пакеты программ моделирования стационарных и переходных процессов, а также программы постпроцессирования расчетных данных. Однако, количество свободных частот, участвующих в формировании образа переходного процесса замыкания на землю, ограничено, что позволяет применять методику редуцирования порядка расчетной схемы без потери точности расчетов в эквивалентной схеме и использовать более простую расчетную модель.

Существуют высокоточные методики эквивалентирования схем, базирующиеся на аппроксимации частотной характеристики цепи (сети), например, - векторная

аппроксимация [12]. Но такие методики сложны в практической (алгоритмической и программной) реализации, поэтому разработана несложная методика, которая ориентирована, главным образом, на радиальные распределительные сети и обеспечивает требуемую точность.

редуцирования Основа схемы методики сети состоит В поэтапном эквивалентировании различных ее участков с целью приведения сложной древовидной схемы распределительной сети, имеющей очень высокий порядок системы дифференциальных уравнений, описывающих переходные процессы в ней, к наиболее простому виду, содержащему только параллельно соединенные эквивалентные участки [13].

В общем случае методика редуцирования может быть разделена на три составляющие, направленные на различные конфигурации участков сети, а именно:

- метод эквивалентирования однородных линий (однородная линия линия, удельные первичные параметры которой постоянны по всей длине);
- метод эквивалентирования участков сети, содержащих как кабельные, так и воздушные линии электропередачи;
- метод эквивалентирования неоднородных линий.

Метод эквивалентирования однородных линий. В случае, когда в структуре сети содержится значительное число распределительных подстанций (РП) с большим количеством отходящих присоединений, схема может быть упрощена при помощи алгоритма, приведенного далее, до схемы цепочного вида, а затем до П-схемы, используя правило моментов (рис.4).

В качестве исходных параметров используются векторы-строки удельных емкостей и индуктивностей, а также длины каждого присоединения. В месте окончания каждого присоединения формируется «фиктивный» узел и полагается, что все присоединения в этом узле включены параллельно.





б)

Рис.4 Преобразование участка расчетной схемы для случая однородных линий а), частотные характеристики в полной схеме сети и в эквивалентной схеме, где все фидеры (включая головной) одной РП заменены П-схемой (б)

Алгоритм эквивалентирования индуктивностей и емкостей для схемы, представленной на рис.4 а), изложен ниже:

$$L_{i(i=1)}^{k} = \frac{L_{k+i}l_{i}L_{i}^{k-1}}{L_{k+i}l_{i} + L_{i}^{k-1}}; L_{i(i=2..n-2)}^{k} = \frac{L_{k+i}(l_{i} - l_{i-1})L_{i}^{k-1}}{L_{k+i}l_{i} + L_{i}^{k-1}}; L_{i(i=n-1)}^{*} = L_{i}(l_{i} - l_{i-1}), k = 1..(n-i)$$

$$C_{3,1} = l_{1}\sum_{i=1}^{n} \frac{C_{i}}{2}; C_{3,k(k=2..n)} = (l_{k-1} - l_{k-2})\sum_{i=k-1}^{n} \frac{C_{i}}{2} + (l_{k} - l_{k-1})\sum_{i=k}^{n} \frac{C_{i}}{2}; C_{3,n+1} = (l_{2} - l_{1})\sum_{k=1}^{n} \frac{C_{i}}{2}, k = 1..(n-i)$$

где *n* – количество отходящих присоединений.

Метод эквивалентирования участков сети, содержащих как кабельные, так и воздушные линии электропередачи. В распределительных сетях 6-35 кВ нередко встречаются смешанные участки сети, где воздушные линии электропередачи (ВЛЭП) чередуются с кабельными линиями. Воздушные вставки (ВЛЭП) обладают значительно большей (погонной) индуктивностью по сравнению с кабельными линиями и поэтому при редуцировании схемы могут быть представлены сосредоточенной индуктивностью. Результаты расчетов показывают, ЧТО В ЭТОМ случае амплитудно-частотная характеристика исходного участка сети практически не претерпевает значительных изменений в частотном диапазоне, предлежащем анализу [8,10].

Метод эквивалентирования неоднородных линий. Особый интерес представляет собой эквивалентирование участков сети, представленных, например, отходящим от ГПП питающим фидером (линия с распределенными параметрами) и РП, представленной Псхемой (уже после некоторого этапа эквивалентирования).

На первом этапе редуцирования происходит преобразование участка сети с распределенными параметрами в П-схему, затем с использованием упомянутого выше метода эквивалентирования однородных линий выполняется приведение к схеме

цепочечного вида и дальнейшее ее преобразование в эквивалентную П-схему при помощи правила моментов.

Представленные методы были опробованы в реальной радиальной распределительной (преимущественно) кабельной сети 10 кВ. Амплитудно-частотные характеристики (АЧХ), полученные для полной схемы сети отличаются от эквивалентных схем лишь на единицы процентов. На рис.4,6 в качестве примера приведены АЧХ полной схемы сети и сети, в которой одна РП (с отходящими протяженными ВЛЭП, чередующимися КЛ) заменена эквивалентной П - схемой. Погрешность в отклонении второй частоты свободных колебаний составляет менее 2%.

Таким образом, исходные полные расчетные схемы сетей могут быть многократно редуцированы без потери точности локации с целью получения характеристик, несущих информацию о месте замыкания, в темпе измерительного процесса.

Выводы.

Для радиальных распределительных сетей разработана методика контроля состояния их изоляции в реальном времени, на примере реальной сети 10 кВ показаны принципы ее практической реализации. Небольшими партиями система может поставляться в предприятия электрических сетей. Использование системы on-line диагностики позволяет контролировать правильность работы средств защиты от перенапряжений, состояние изоляции, формировать карту аварийности сети, целенаправленно выполнять своевременные профилактические и ремонтные работы.

Литература.

- Bogdasheva L.V., Kachesov V.E. Parametric On-line Fault Location Methods for Distribution MV Networks. - Proc. IEEE PowerTech'05, St.-Petersburg, 27-30 June, 2005, paper 159.
- 2. Качесов В.Е., Ларионов В.Н., Овсянников А.Г. О результатах мониторинга перенапряжений при однофазных дуговых замыканиях на землю в распределительных кабельных сетях. Электрические станции, №8, 2002.
- Качесов В.Е., Шевченко С.С., Борисов С.А. Перенапряжения при коммутации вакуумными выключателями двигательной нагрузки и их мониторинг. -Ограничение перенапряжений и режимы заземления нейтрали сетей 6-35 кВ; Труды третьей Всероссийской научн.-техн. конф.- Новосибирск, 2004.
- 4. Патент РФ № 2232456 (от 11.10.2002). Способ распознавания однофазного дугового замыкания на землю и поврежденной фазы в распределительных сетях с резонансно-заземленной нейтралью// Качесов В.Е., БИ № 19, 2004.
- 5. Борухман В.А. Об эксплуатации селективных защит от замыканий на землю в сетях 6-10 кВ и мероприятиях по их совершенствованию. Энергетик, №1, 2000.
- Бержерон Л. От гидравлического удара в трубах до разряда в электрической цепи. – М.: Машгиз, 1962, 465 с.
- 7. Патент РФ № 2254586 (от 24.12.2003). Способ определения фидера с однофазным дуговым замыканием на землю в радиальных распределительных кабельных сетях// Качесов В.Е., БИ № 17, 2005.
- 8. Патент РФ № 2216749 (от 27.03.2001). Способ определения расстояния до места однофазного замыкания на землю в распределительных сетях// Качесов В.Е., БИ №32, 2003.
- 9. Патент РФ № 2222026 (от 11.01.2002). Способ определения расстояния до места однофазного замыкания на землю в распределительных сетях// Качесов В.Е., БИ №2, 2004.
- 10. Качесов В.Е., Лавров В.Ю., Черепанов А.Б. Параметрический способ определения мест повреждения в распределительных сетях// Электрические станции, №8, 2003.
- 11. Качесов В.Е. Метод определения зоны однофазного замыкания в распределительных сетях под рабочим напряжением// Электричество, №6, 2005.

- B. Gustavsen and A. Semlyen. Rational approximation of frequency domain responses by Vector Fitting. - IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 14, no. 3, pp. 1052-1061, July 1999.
- 13. Богдашева Л.В. Редукция порядка расчетных схем в параметрических методах локации однофазных дуговых замыканий/ Труды 8-го всероссийского студенческого научно-технического семинара «ЭНЕРГЕТИКА: ЭКОЛОГИЯ, НАДЕЖНОСТЬ, БЕЗОПАСНОСТЬ», ТГУ, Томск, 20-22 апреля, 2006.

ПРИМЕНЕНИЕ ВСТАВОК МИР ВС-01 С ОПРЕДЕЛИТЕЛЕМ МИР ОПЛ-01 ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ПОВРЕЖДЕННОЙ ВОЗДУШНОЙ ЛИНИИ С ОДНОФАЗНЫМ ЗАМЫКАНИЕМ НА ЗЕМЛЮ

Батулько Д.В. (НПО "МИР", г. Омск, Россия)

В настоящее время актуальной задачей в сетях 6-10 кВ является селективное определение поврежденной воздушной линии (ВЛ) при однофазном замыкании на землю (ОЗЗ) [1]. На объектах энергоснабжения с отходящими ВЛ, поврежденное присоединение можно определить только при наличии кабельной вставки [2]. Большинство подстанций 35/6(10) кВ с отходящими ВЛ не имеют кабельной вставки и оснащены только общей сигнализацией ОЗЗ [3], поэтому для определения поврежденной линии требуется поочередно отключать отходящие линии. Существуют объекты, критичные к кратковременным отключениям. Для изготовления кабельной вставки до первой опоры необходимо 10-15 м трехжильного кабеля 6(10) кВ и две муфты (одна из которых наружной установки).

Более простым решением является применение вставки МИР ВС-01 (вставка). Вставка, предназначена для установки в шкафы комплектных распределительных устройств (КРУ) 6 кВ и обеспечивает возможность подключения трансформаторов тока нулевой последовательности (ТТНП). Вставка состоит из комплекта перемычек и ТТНП. Каждая из перемычек представляет собой отрезок одножильного кабеля с концевыми муфтами с обеих сторон. Для изготовления вставок используется кабель из сшитого полиэтилена и термоусаживаемые концевые муфты. Преимущества применения вставки (по сравнению с кабельной вставкой до первой опоры): меньший расход кабеля; снижение вероятности появления двух-, трехфазных КЗ за счет использования одножильного кабеля; снижение уровня воздействия окружающей среды (кабель и муфты находятся внутри шкафа КРУ); удобство монтажа и более высокая надежность. Вставки могут эксплуатироваться в составе шкафов КРУ типов К-47, К-59, КРН-3-10, ST7, ШВВ-1-10-3У2.1 и других, с аналогичной конструкцией и габаритными размерами. На вставки МИР ВС-01 получен сертификат соответствия № РОСС RU.ME05.H03613. Установка вставки в шкаф КРУ типа К-47 (K-59) приведена на рисунках 1 а,б.



- 1 шкаф КРУ К-47(К-59);
- 2 проходные изоляторы;
- 3 контакты заземляющих ножей;
- 4 шины;
- 5 трансформаторы тока (на фазах А и
- 6-к масляному выключателю;
- 7 отсек масляного выключателя;
- 8 перемычки из кабеля на 10 кВ;
- 9 ТТНП.

Рисунок 1а. Внешний вид шкафа КРУ К-47 (К-59) со стороны высоковольтной части. Рисунок 1б. Внешний вид шкафа КРУ К-47 (К-59) со стороны высоковольтной части с установленной вставкой МИР ВС-01.

Вставки могут использоваться совместно с определителем поврежденной линии МИР ОПЛ-01 для определения поврежденного фидера в сети 6 кВ при ОЗЗ. Данное техническое решение подтверждено положительными результатами испытаний и опытной эксплуатацией.

Литература

1. Правила устройства электроустановок. 6-е изд., с изм., испр. и доп. СПб, 1999.

2. Федосеев А.М. Федосеев М.А. Релейная защита электроэнергетических систем: Учеб. для вузов. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1992.

3. Борухман В.А. Об эксплуатации селективных защит от замыканий на землю в сетях 6-10 кВ и мероприятиях по их совершенствованию.// Энергетик. – 2000.–№1.

ДИАГНОСТИКА СОСТОЯНИЯ ОПОРНЫХ ИЗОЛЯТОРОВ 10-35 КВ ПО ИХ ТОКАМ УТЕЧКИ

Плешков П.Г., к.т.н., доц., Котыш А.И., к.т.н., доц. Кировоградский национальный технический университет (Украина)

Одной из самых распространенных причин, по которой изоляторы теряют свои изолирующие способности, является природное загрязнение их поверхности до критической точки, когда любое повышение приложенного к изолятору напряжения вызывает лавинообразное увеличение тока утечки.

В целом механизм перекрытия изолятора, возможно представить таким образом. Под действием приложенного к изолятору напряжения на увлажненном слое загрязнения происходит непрерывный процесс установления тока утечки. При увеличении напряжения на 10...70%, что в эксплуатации может быть связано с регулированием напряжения в сети или с замыканием на землю, ток утечки растет. Поскольку изоляторы вдоль пути утечки имеют переменный диаметр, а также неравномерную плотность загрязнения, то плотность токов утечки в отдельных зонах не одинакова. В местах с большей плотностью сопротивление слоя загрязнения вследствие наиболее интенсивного подсушивания увеличивается. Падение напряжения и выделение тепла на этих участках растут, что приводит к последующему увеличению сопротивления слоя загрязнения. В результате этого линейность распределения напряжения по загрязнений поверхности изолятора резко нарушается.

Значительное повышение напряжения на подсушенных участках вызывает возникновение частичных разрядов. При этом на поверхности изолятора заметно большое количество разрядов синего цвета. При последующем увеличении напряжения приложенного к изолятору в 2...3,5 раза, что в реальных условиях может быть обусловлено дуговыми или коммутационными перенапряжениями в сети, частичные разряды шунтируют подсушенные зоны и приобретают дуговой характер. В этом случае наблюдаются значительные скачки токов утечки, которые являются причиной образования стойких частичных дуг. Дуга растягивается вплоть до полного перекрытия изолятора.

В свою очередь, электропроводность слоя загрязнения определяется его толщиной, химическим составом, текстурой, влажностью и температурой. Так, летом в воздухе всегда находится минеральная пыль, органические частицы, продукты выбросов промышленных предприятий – размером 10⁻⁹...10⁻³ м., частые туманы и дожди. Зимой преобладают дым, сажа, топочные уносы. Сезонные колебания химического состава загрязнений, периодическое влияние погодных факторов обуславливают наслоение сцементированных пленок, толщина и проводимость которых варьируется из года в год.

При приложении напряжения к изолятору через него начинает протекать ток утечки. Его условно можно разделить на несколько составляющих (см. рис. 1).



Рис. 1. Схема замещения контура с контролируемым изолятором

Суммарный ток утечки изолятора для данной модели определяется следующими составляющими:

 I_1 – емкостной ток;

 I_2 – сквозной ток;

*I*₃ – ток абсорбции;

*I*₄ – поверхностный ток;

*I*₅ – ток обусловленный паразитной емкостью С_{пар}, которая может возникать между нижним фланцем изолятора и землей.

Фактически через делитель $R_{\rm d}$ протекает не полный ток утечки $I_{\rm y}$, однако с целью упрощения модели влиянием С_{пар} можно пренебречь. Поэтому можно записать:

$$I_v = I_1 + I_2 + I_3 + I_4$$

(1)

(2)

Далее считаем, что емкостная составляющая тока утечки (ток *I*₁) остается практически неизменной в процессе эксплуатации [1] и определяется следующим образом:

$$I_1 = \omega C_0 U$$

где *w* - угловая частота;

 C_0 – емкость опорного изолятора;

U- значение приложенного напряжения.

Как видно из выражения (2) емкостная составляющая тока утечки для определенного типа изоляторов практически является константой. Незначительные изменения ее могут быть вызваны лишь изменением напряжения в сети.

Сквозной ток проводимости *I*₂ определяется как

(3)

$$I_2 = \frac{U}{R_0} = UY_0$$

Появление тока абсорбции *I*₃ может быть обусловлена разными причинами.

1. Электронная поляризация, причиной которой является смещение центра тяжести системы электронных оболочек относительно заряда ядра.

2. Ионная поляризация – смещение ионов одного знака относительно ионов другого знака.

3. Дипольная поляризация – происходит за счет ориентации упругих диполей под действием внешнего электрического поля.

4. Структурная поляризация, обусловлена перемещением в небольших объемах, слабо связанных с соседними частицами ионов и диполей.

5. Низкочастотная или внутрислоевая поляризация, возникающая вследствие образования объемных зарядов в приэлектродных зонах.

Однако, что касается неполярных диэлектриков, к которым относится фарфор, токи абсорбции можно объяснить неоднородностью электрических свойств изоляторов, появлением под действием внешнего электрического поля объемных зарядов и другими причинами, которые вызваны перераспределением зарядов в объеме диэлектрика [2].

При работе диэлектрика под синусоидальным напряжением ток абсорбции также имеет синусоидальную форму и имеет две составляющие [2].

активную
$$I'_{a \bar{o} c} = U \cdot s \frac{\omega^2 \tau^2}{\omega^2 \tau^2 + 1}$$
 (4)

реактивную
$$I_{a\delta c}^{"} = U \cdot s \frac{\omega \tau}{\omega^2 \tau^2 + 1}$$
 (5)

где *s* – проводимость, соответствующая току абсорбции;

τ - время затухания тока абсорбции до 1/е первоначального значения.

Поверхностная составляющая тока утечки *I*₄ изменяется в очень широких пределах. На ее величину влияют количественный и качественный состав загрязнений, а также факторы, обусловленные состоянием окружающей среды.

Для поверхностного слоя загрязнения (цепь R_n-C_n) можно записать сопротивление в комплексной форме

$$Z = \frac{R_n}{1 + jR_nC_n} \tag{6}$$

Тогда ток І4 будет равен

$$I_4 = U \frac{1 + j \omega R_n C_n}{R_n} \tag{7}$$

Рассмотрим отдельно активную и реактивную составляющие для суммы токов $I_1+I_2+I_3$, в результате чего получим

$$I_a = U \left(\frac{1}{R_0} + \frac{s\omega^2 \tau^2}{\omega^2 \tau^2 + 1} \right)$$
(8)

$$I_p = U\omega \left(C_0 + \frac{s\tau}{\omega^2 \tau^2 + 1} \right) \tag{9}$$

$$I_{y} = U \left[Y_{0} + \frac{s\omega^{2}\tau^{2}}{\omega^{2}\tau^{2} + 1} + \frac{1}{R_{n}} + j\omega \left(C_{0} + \frac{s\tau}{\omega^{2}\tau^{2} + 1} + C_{n} \right) \right]$$
(10)

Выражение (10) в общем виде дает полное представление о токе утечки изолятора, находящегося под рабочим напряжением *U*.

В практических расчетах использование формулы (10) усложняется, поэтому представляется необходимым максимально упростить ее, предварительно приняв следующие допущения.

1. Пренебречь переходным процессом во время включения изолятора на рабочее напряжение. Тогда ток абсорбции как активный, так и реактивный будут равны нулю, особенно это справедливо для неполярных фарфоровых диэлектриков, работающих на частоте 50 Гц.

2. Приняв во внимание, что для фарфора на частоте 50 Гц $tg\delta=0,25$, сквозной ток проводимости $I_2=0,025I_1$, то есть в 40 раз меньше емкостного тока изолятора ($I_2=I_{R0}\approx0$).

3. Емкостное сопротивление поверхностного слоя загрязнения в критических предразрядных условиях (роса, дождь, туман, большой процент атмосферной влажности) значительно возрастает по сравнению с активным и на несколько порядков превышает его, то есть $1/R_{n} > \omega C_{n}$ [3].

Таким образом, на основании принятых допущений можно записать (10) таким образом:

$$I_y = U \left(\frac{1}{R_n} + j\omega C_0 \right) \tag{11}$$

То есть ток утечки изолятора обусловлен в основном его поверхностной $I_{\rm n}$ и емкостной $I_{\rm c}$ составляющими.

Высоковольтные изоляторы конструктивно выполняются с переменным диаметром, по этому сопротивление поверхности

$$R = \int_{0}^{L_{y}} \frac{\rho_{v} dl}{\pi D(l)\Delta}$$
(12)

где *l* – расстояние от электрода до элементарного участка *dl*;

L_y – полная длина утечки по поверхности изолятора;

D(l) – переменный диаметр изолятора;

 ρ_v – удельное объемное сопротивление слоя загрязнения;

 Δ – толщина слоя загрязнения.

При возникновении частичных разрядов полное сопротивление поверхностного слоя уменьшается за счет шунтированных дугой участков

$$R_{uu} = R - (r_n - r_\partial) \cdot l_\partial \tag{13}$$

где r_n – сопротивление увлажненного и загрязненного слоя на единицу длины; r_o – сопротивление единицы длины дуги;

 l_{∂} – длина дуги.

Для стационарной дуги зависимость между током дуги и напряженностью может быть представлена в виде [4]:

$$E_{\partial} = AI^{-n} \tag{14}$$

где *А* и *n* – константы зависящие от условий горения дуги.

Тогда согласно (12) и (14) для бесконечно малого участка запишем:

$$r_n = \frac{\rho_v}{\pi D\Delta} \tag{15}$$

$$r_{\partial} = \frac{AI^n}{I} = AI^{-(n+1)} \tag{16}$$

Очевидно, что если $r_n < r_\partial$ то $R_m > R$ и ток по поверхности изолятора уменьшится по сравнению с первоначальным током (до возникновения частичных разрядов). Уменьшение тока утечки приводит к возрастанию сопротивления дуги, и в свою очередь к дальнейшему уменьшению тока, до полного гашения дуги.

Если же $r_n > r_0$ то естественно $R_u < R$ и ток по поверхности изолятора увеличивается. Этот факт приводит к дальнейшему уменьшению сопротивления канала дуги, что в свою очередь способствует увеличению тока. Суммарное сопротивление поверхности изолятора уменьшается, возникают благоприятные условия для дальнейшего продвижения дуги вдоль поверхности изолятора до полного его перекрытия.

Таким образом, условие перекрытия поверхности изолятора можно записать как

$$\frac{\rho_{\nu}}{\pi D\Delta} \ge A I^{-(n+1)} \tag{17}$$

или заменив удельное объемное сопротивление на стандартную единицу (проводимость x_v) получим

$$I_{KD} = \left(A\pi D(l)\Delta x_{V}\right)^{\frac{1}{1+n}}$$
(18)

Таким образом, из полученной формулы (18) видно, что ток утечки по загрязненной и увлажненной поверхности изолятора зависит от размеров самого изолятора, толщины слоя загрязнения и его проводимости, а также от условий окружающей среды (константы А и п). То есть можно сказать, что на разрядное напряжение изоляторов влияют случайные факторы, связанные с возникновением и развитием разряда [5]. Поэтому разрядное напряжение является случайной величиной, которая подчиняется статистическим законам. Эксперименты показали, что значения разрядных напряжений опорных изоляторов отвечают нормальному закону распределения. Интегральная функция распределения вероятности возникновения разряда при напряжении U описывается уравнением

$$p(U) = \frac{1}{\sigma\sqrt{2\pi}} \int_{-\infty}^{U} e^{\frac{(U-\bar{U})^2}{2\sigma^2}} dU$$
(19)

$$\sigma = \sqrt{\frac{\sum (\overline{U} - U)^2}{N - 1}} ; \qquad (20)$$

где

U - значение разрядного напряжения, что отвечает 50%-ной вероятности, определяется в соответствии ГОСТ 10390-86;

σ- среднеквадратичное отклонение разрядных напряжений от 50%-ной величины; *N* - количество опытов.
Вероятность того, что отклонение разрядных напряжений от U будет превышать

 $\beta\sigma$

$$p(U - \overline{U}) \ge \beta \sigma \tag{21}$$

для 2 σ составляет 0,0455, а для 3 σ равняется 0,0027. Вероятность того, что разряд произойдет при напряжении $U \leq (U - 2\sigma)$ равняется 0,023, а при напряжении $U \leq (U - 3\sigma)$ составляет 0,00135. В дальнейшем, для оценки наименьшего разрядного напряжения будет использоваться именно это выражение

$$U\min = \overline{U} - 3\sigma \tag{22}$$

ибо вероятность разряда при меньшем напряжении практически равняется нулю.

Процесс развития разряда на всех его стадиях, как отмечалось выше, определяется состоянием поверхностного слоя изолятора, но с другой стороны это состояние определяет ток утечки [5]. Поэтому представляется необходимым выведения функциональной зависимости разрядных напряжений от тока утечки опорных изоляторов 10 - 35 кВ, что находятся под рабочим напряжением. Для этого были использованы методы регрессионного и корреляционного анализа.

На основе экспериментальных данных была построена эмпирическая линия регрессии и сделан вывод о том, что искомая зависимость может быть записана в виде полинома

$$y = b_0 + b_1 x + b_2 x^2 + \dots + b_k x^k$$
(23)

Как критерий при расчете рассматривалась остаточная дисперсия

$$S_k^2 = \frac{\sum_{i=1}^{N} (y_i - \hat{y}_i)^2}{N - L}$$
(24)

где уі- экспериментальное значение функции;

*ў*_{*i*}- теоретическое значение функции;

N - количество опытов;

L - количество коэффициентов регрессии.

Как только при переходе от k-ой степени полиному к (k+1)-ой остаточная дисперсия $S_{\kappa+1}^2$ становилась значительно большей S_{κ}^2 , увеличение степени прекращалось.

Значимость разницы между S^2_{κ} и $S^2_{\kappa+1}$ проверялась по критерию Фишера.

В результате проведенных расчетов было получено уравнение регрессии, которое имеет вид

$$Y = 122,56 - 60,83X + 14,9X^2 - 1,28X^3$$
⁽²⁵⁾

Для полученного уравнения регрессии (25) на рис.2 изображен график зависимости 50-% разрядных напряжений от тока утечки изолятора, который находится под рабочим напряжением. Зависимость (25) позволяет определить разрядное напряжение по известному току утечки и сравнить ее с величиной перенапряжения, определяя при этом степень опасности состояния поверхностного слоя изолятора.



Рис.2. Зависимость разрядных напряжений от тока утечки опорного изолятора ОРУ (пунктиром указаны доверительные интервалы)

Исходя из того, что наиболее распространенным видом повреждения являются однофазные замыкания на землю, 70% которые сопровождаются появлением электрической дуги принимая величину, возникающих при этом перенапряжений в сетях 10-35 кВ - 3...3,2 Uф, возможно оценить с точки зрения опасности перекрытия минимальное значение тока утечки изолятора.

Подставляя в уравнение регрессии (25) выражение (22) и значение Uмiн=3,2Uф σ=4,927 (определено в соответствии (21)) получаем следующее уравнение

 $1,28X^3 - 14,9X^2 + 60,83X - 43,76 = 0$

(26)

Решая это равнение получаем, что Іу.мин=0,904 мА.

Используя полученное значение *Iу.мин* и кривую (рис.2) возможно оценить опасность перекрытия изоляторов 35 кВ в зависимости от влияния факторов окружающей среды. Так например, для изолятора, ток утечки которого составляет 4 мА, значение 50% разрядного напряжения будет составлять приблизительно 33-35 кВ. В этом случае вероятность перекрытия изолятора высокая и принятие мер, относительно предотвращения перекрытия было бы своевременное.

ЛИТЕРАТУРА

1. Орлович А.Е., Котыш А.И. Управление автоматизированным обогревом КРУН на основе прогноза выпадения росы на изоляторе //Энергетика и электрификация – 1998. – №6. – С. 46-48.

2. Тареев Б.М. Физика диэлектрических материалов. – М.: Энергия, 1973.

3. Нерпин Е.Б., Чудновский Л.В. Физика почвы. – М.: Наука, 1967.

4. Техника высоких напряжений /Под общ. ред. Д.В. Разевига. – М.: Энергия, 1979.

5. Котиш А.І. Автоматизовані засоби технічної діагностики та електричного контролю за станом ізоляції в сільських електричних мережах: Автореф. дис... к-та техн. наук: 05.11.13 /НТУ "ХПІ" – Харків, 2001. – 17 с.

Четвертая Всероссийская Научно-техническая конференция "ОГРАНИЧЕНИЕ ПЕРЕНАПРЯЖЕНИЙ. РЕЖИМЫ ЗАЗЕМЛЕНИЯ НЕЙТРАЛИ. ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЕ СЕТЕЙ 6-35 кВ"

Багаев Д.В., ведущий инженер УЭРЭО ОАО «ВоТГК»

ОПЫТ ЭКСПЛУАТАЦИИ ВЫСОКООМНЫХ РЕЗИСТОРОВ В СЕТЯХ 6-35 кВ ОАО «Волжская ТГК» г. Саратов

Перенапряжения являются причиной повреждения оборудования сетей 3-6-10-35 кВ

В сетях 6-35 кВ одной из причин повреждения изоляции электрооборудования и линий являются перенапряжения. Значительную долю которых составляют внутренние перенапряжения. Такие перенапряжения опасны не только своей длительностью, кратностью, но и широтой охвата сети, то есть одновременным воздействием на несколько изоляционных конструкций.

Данные перенапряжения могут вызывать разрушения изоляции либо способствовать накоплению и развитию в ней дефектов. Опасность воздействия перенапряжений зависит от уровня изоляции тех или иных элементов оборудования сети. Особенно частыми, имеющими большую длительность и охватывающими всю сеть являются коммутационные перенапряжения, обусловленные однофазными дуговыми замыканиями на землю (ОДЗ).

Одним из основных факторов, влияющих на уровни перенапряжений, является режим заземления нейтрали сети.

Сети 3-6-10-35 кВ, эксплуатируемые в Российской Федерации

Сети 3-6-10-35 кВ, эксплуатируемые в Российской Федерации, традиционно имеют изолированную нейтраль или нейтраль, заземленную через дугогасящий реактор (ДГР).

Для таких сетей характерен целый ряд недостатков:

- высокие уровни дуговых перенапряжений при однофазных замыканиях на «землю», наиболее опасных для оборудования и особенно для высоковольтных электродвигателей;

- неселективность существующих защит для определения места замыкания на «землю» при настроенных в «резонанс» ДГР, что ведет к необходимости поочередных отключений фидеров и как следствие к расстройки компенсации, и дальнейшей эскалации перенапряжений;

- перегрев и повреждение ОПН при длительных замыканиях на «землю», а также при резонансных явлениях наблюдаемых в этих сетях.

В настоящее время для повышения надежности сетей 3-6-10-35 кВ в ряде энергосистем, а также в газовой и нефтяной промышленности России, началось применение резистивного заземления нейтрали при помощи «высокоомного» либо «низкоомного» резистора. Применение резистивного заземления стало возможным, в том числе и благодаря новым редакциям ПУЭ и ПТЭ. Седьмая редакция ПУЭ (п.п. 1.2.16, 4.2.166), ПТЭ – 2003 года п.п. 5.11.8. Необходимо отметить, что в сетях СН атомных электростанций резистивное заземление нейтрали осуществляется с 1988 г. в соответствии с ЦИРКУЛЯРОМ Ц-01-88 от 23.09.1988

Решение НТС РАО «ЕЭС России»

Решением НТС РАО «ЕЭС России» (Протокол № 15 заседания Научно-технического совета ОАО «Инженерный Центр ЕЭС»), прошедшего 10 марта 2004 года, была отмечена актуальность резистивного заземления нейтрали в сетях 6-10-35 кВ и дано поручение соответствующим организациям разработать Национальный стандарт в соответствии с новым Законом РФ «О техническом регулировании». При этом, опираясь на опыт эксплуатации резистивного заземления в различных энергосистемах и в ОАО «ГАЗПРОМ». Следует отметить, что институтом «ВНИИГАЗ» разработан ведомственный руководящий документ для ОАО «ГАЗПРОМ»: «Методические указания по выбору режима заземления нейтралей в сетях напряжением 6-10 кВ предприятий ОАО «ГАЗПРОМ».

Применение резистивного заземления для уменьшения уровней перенапряжений в сети СН 6 кВ Энгельсской ТЭЦ-3 (в настоящее время филиал ОАО «Волжская ТГК)

Уровень повреждаемости электротехнического оборудования на тепловых электростанциях, учитывая условия эксплуатации оборудования, достаточно высок. С годами происходит неуклонное снижение электрической прочности изоляции кабелей, оборудования распределительных устройств и высоковольтных электродвигателей. При возникновении однофазных дуговых замыканий действующие в сети дуговые перенапряжения приводят к одновременному выходу из строя несколько единиц оборудования. Наиболее слабым звеном в этой цепи являются электродвигатели уровень изоляции которых ниже, чем у другого оборудования.

Для исключения таких аварийных ситуаций на Энгельсской ТЭЦ-3 в 1999 году техническим советом Саратовской энергосистемы было принято решение о целесообразности применения высокоомного резисторного заземления для нейтрали сети собственных нужд (СН) 6 кВ.

Выбор резисторов для сети 6 кВ СН Энгельсской ТЭЦ-3

Проведя предварительный анализ схемы и выполнив расчеты уровней перенапряжений с использованием программы «МАЭС» для различных режимов работы сети, специалистами Саратовской энергосистемы и «ПНП БОЛИД» было предложено, установить на каждой секции по два резистора. По одному резистору в нейтраль трансформаторов TCH 6/0.4 со стороны 6 кВ, номиналом $\mathbf{R} = \mathbf{1,7}$ кОм. рис.1. Такое решение предполагало снизить уровни перенапряжений в сети 6 кВ CH при возникновении ОДЗ и наладить работу токовой защиты от замыкания на "землю". Уровень перенапряжений при ОДЗ в соответствии с поставленной задачей должен быль быть ограничен величиной $\mathbf{2,5U}\phi$, а ток замыкания на «землю» должен быть достаточной величины для срабатывания простой токовой защиты. Два резистора на каждой секции, подключенные к нейтрали разных трансформаторов, обеспечивают более высокую гибкость схемы и сохраняют при этом необходимый уровень ограничения перенапряжений при ОДЗ. Резисторы были приобретены, установлены и введены в эксплуатацию с учетом местных условий в КРУСН 6 кВ (рис.2). Подключались резисторы к нейтралям TCH 6/0.4 через разъединители.

Эффективность применения резистивного заземления в сети 6 кВ СН Энгельсской

Эффективность применения резистивного заземления нейтрали была подтверждена экспериментально. Натурные испытания и измерения в сети 6 кВ СН Энгельсской ТЭЦ-3. проводились в 2002 году. Для измерения перенапряжений при искусственном ОДЗ была выделена с установленным оборудованием секция 7р (рис.1). Секция 7р при проведении эксперимента питалась от отдельного трансформатора (ТСН-24). Регистрация перенапряжений при ОДЗ на секции 7р проводилась с изолированной нейтралью, нейтралью заземленной через один резистор и нейтралью заземленной через два резистора. Данные эксперимента приведены в Таблице 1. Величина емкостного тока замыкания на «землю» секции 7р на момент измерений составила 2.53 А.

Схема подключения измерительной аппаратуры в сети 6 кВ СН Энгельсской ТЭЦ-3

К шинам CH 6 кВ секции 7р подключалась измерительная аппаратура, включающая в себя емкостные делители напряжения, цифровой измерительный осциллограф и специальный искровой промежуток для создания ОДЗ. Схема подключения приведена на рис. 3.

При испытаниях использовался двухканальный осциллограф, поэтому одновременно регистрировались напряжения только в двух фазах. Для регистрации максимальных перенапряжений при дуговых замыканиях делители напряжения устанавливались в фазах «А» и «С». Т.е. перенапряжения измерялись на «здоровых» фазах «А» и «С». Зазор искрового промежутка выбирался таким образом, чтобы пробой промежутка происходил вблизи максимума фазного напряжения. ИП устанавливался в фазу «В».

В ходе эксперимента зафиксированы процессы с повторными пробоями промежутка и погасанием дуги, подобными дуговому замыканию с перемежающейся дугой.

Режим нейтрали сети 6 кВ СН КРУСН-6кВ секции 7р	Максимальная величина	Кратность перенапряжений.	Кратность перенапряжений			
при проведении эксперимента	перенапряжений, зарегистрированных при ОДЗ (амплитудное знач.), кВ	зарегистрированных при ОДЗ, 0.е.	по расчетам переходных процессов на ПЭВМ, 0.е.			
Изолированная	14.37	2.9	3.0			
Заземлена через 1 резистор РЗ-1700-10-6 R=1,7 кОм,	10.62	2.3	2.3			
Заземлена через 2 резистора РЗ-1700-10-6 R=0,85 кОм,	10.0	2.04	2.2			

T-6-----

Распространение опыта эксплуатации резистивного заземления нейтрали

Учитывая положительные результаты экспериментов проведенных в сети СН 6 кВ Энгельсской ТЭЦ-3, а также 4-х летний опыт эксплуатации, в 2004 году работы по внедрению резистивного заземления нейтралей решено было продолжить. Всего с 1999 по 2005 годы в Саратовской энергосистеме было установлено 26 резистивных установок в распределительных устройствах трех тепловых электростанциях Таблица 2. Причем высокоомные резисторы установлены не только в сети с изолированной нейтралью, но и в сети с компенсированной нейтралью, параллельно дугогасящим реакторам ДГР.

Реализация резистивного заземления нейтрали в сетях 3-6-10-35 кВ Саратовской энергосистемы

Turr	Харак резист	теристі гора	ики			Год	Режим нейтрали
Гип Резистора	U ном, кВ	Р ном, кВт	R ном, Ом	Кол- во	Место установки	уста- новк и	сети до установки резисторов
РЗ-1700-10-6 Рис. 2	6	10	1700	12	Энгельсская ТЭЦ-3 (сеть СН 6 кВ)	1999	Изолирован
Р3-4000-102-35 Рис. 4	35	102	4000	8	Саратовская ГРЭС (кабельная сеть 35 кВ)	2003	Компенсир
РЗ-800-15-6 Рис. 5	6	15	800	3	Саратовская ТЭЦ-2 (сеть ГРУ-6 кВ+сеть СН 6 кВ)	2004	Компенсир
Р3-2000-6-6 Рис. 5.1	6	6	2000	2	Саратовская ТЭЦ-2 (сеть СН 6 кВ)	2004	Изолирован
Р3-3000-12-10 Рис. 6	10	12	3000	1	Саратовская ГРЭС (Блок № 3)	2005	Изолирован

Анализ работы сетей с резистивным заземлением нейтрали

После проведения анализа работы сетей СН тепловых электростанций с резистивным заземлением нейтрали Таблица 3 были получены следующие результаты:

- Энгельсская ТЭЦ-3 – до установки резисторов, в сети СН 6 кВ, в среднем ежегодно повреждалось до 1 высоковольтного электродвигателя в год, после установки резисторов повреждения электродвигателей двигателей прекратились;

- Саратовская ТЭЦ-2 – до установки резисторов, в сети СН 6 кВ работающей параллельно с сетью ГРУ-6 кВ, в среднем ежегодно повреждалось до 2 высоковольтных электродвигателей в год, после установки резисторов в повреждения двигателей прекратились.

Количество Электродвигателей 6 кВ повредившихся в работе на Саратовской ТЭЦ-2 и Энгельсской ТЭЦ-3 за период с 1994 по 2005

													Габли	ща З
Филиалы ОАО «ВоТГК»	Кол-во ЭД 6 кВ находящихся в эксплуатации	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	ИТОГО:
Саратовская ТЭЦ-2	110	2		1		6	2	2	3	4	1			21
Энгельсская ТЭЦ-3	65	3		1	1		1							6

Выводы:

1. Расчеты, проводимые на ПВЭМ с помощью соответствующего программного обеспечения, позволяют с достаточно высокой точностью определять уровни перенапряжений в сети до, и после установки резисторов и соответственно правильно подбирать номиналы резисторов. Результаты измерений перенапряжений и результаты расчетов переходных процессов при ОДЗ совпадаю, что подтверждает правильность методологических подходов.

2. Кратности зарегистрированных перенапряжений при проведении натурных испытаний показывают, значительное уменьшение уровней перенапряжений в сетях СН электростанций. Высокоомное резистивное заземление позволяет эффективно ограничивать перенапряжения при ОДЗ до безопасного уровня для изоляции электрических машин.

3. Применение резисторов в сети СН позволяет значительно облегчить работу ОПН, установленных на секциях шин для защиты от коммутационных перенапряжений.

4. Применение резистивного заземления позволяет экономить средства, которые могли быть потрачены на ремонт и приобретение высоковольтных электродвигателей.

5. После установки резисторов в сети 6 кВ СН появилась возможность сделать простую и селективную защиту от замыканий на «землю», в том числе и в сетях с компенсацией емкостных токов замыкания на «землю» при настроенных в «резонанс» ДГР. В зависимости от технологического процесса работу такой защиты можно настроить на отключение или сигнал.