

Предотвращение повреждений трансформаторов на электростанциях с укрупненными энергоблоками, подключенными к комплектному распределительному устройству через высоковольтные кабели

ЗИЛЬБЕРМАН В.А.

Во многих странах схема выдачи мощности ряда гидроэлектростанций (ГЭС) выполнена с укрупненными (чаще всего сдвоенными) энергоблоками – СЭБ, где каждый энергоблок генератор-трансформатор имеет собственный генераторный выключатель, а оба блока подключены к высоковольтной (ВВ) сети через один или два общих ВВ выключателя, установленных в открытых распределительных устройствах (ОРУ). Такая схема была разработана как для уменьшения минимум в 2 раза числа достаточно дорогих ВВ выключателей, так и для сокращения площади для их установки. При этом обеспечивается необходимая гибкость режима ГЭС, так как трансформатор(ы) блока(ов), присоединенный(е) к ОРУ через разъединители и работающий(е) в режиме холостого хода позволяет(ют) при необходимости быстро синхронизировать генератор такого блока через свой генераторный выключатель. Длительный опыт эксплуатации ГЭС с СЭБ показал высокую надежность таких схем, тем не менее в последнее время по многим причинам ОРУ этих ГЭС заменяются на более компактные и удобные в эксплуатации закрытые распределительные устройства с элегазовой изоляцией (КРУЭ), при этом существующие СЭБ подключаются к КРУЭ через высоковольтные кабели, а первичная схема КРУЭ выполняется идентичной схеме ОРУ. В то же время после такой реконструкции во многих странах были зафиксированы случаи ранее не наблюдавшихся повреждений блочных трансформаторов СЭБ. Описано расследование одного такого случая, обсуждаются как возможные причины, вызывающие такие повреждения, так и меры, способные предотвратить такие повреждения в будущем.

К л ю ч е в ы е с л о в а: распределительные устройства, высоковольтные кабели, трансформаторы, холостой ход, характеристика намагничивания, зона Рэлея, резонанс в LRC-контуре

За последние 30 лет в мире был отмечен рост числа повреждений трансформаторов, причем в большинстве случаев поврежденные трансформаторы были присоединены к КРУЭ с помощью ВВ кабелей. Данные, полученные из многих стран, зафиксировали повреждение 27 из 1133 таких трансформаторов напряжением от 50 до 800 кВ. Результаты анализа этих повреждений [1] показали, что практически все повреждения произошли во время рутинных переключений в КРУЭ, как например, описанных в [2]. При этом у шести трансформаторов были повреждены витки обмотки, у 19 трансформаторов – изоляторы, у одного трансформатора – переключатель ответвлений и в одном случае было зафиксировано повреждение отпаечного трансформатора, подключенного к такому блочному трансформатору. Это указывает на опасность перенапряжений для трансформаторов, подключенных к КРУЭ с помощью ВВ кабелей.

Действительно, из анализа условий, сопровождавших эти повреждения, можно сделать вывод,

что эти повреждения были вызваны перенапряжениями, генерируемыми в энергосистемах во время переходных режимов, несмотря на то, что все поврежденные трансформаторы успешно прошли стандартные высоковольтные испытания. Было также отмечено, что все поврежденные трансформаторы были защищены от перенапряжений в соответствии с рекомендациями МЭК, и практически во всех случаях не фиксировалась работа их защиты (разрядников). Следовательно, можно заключить, что все эти повреждения были вызваны переходными высокочастотными перенапряжениями (ПВЧП) [2].

Как было указано в [1 и 2], эти ПВЧП возникают при любых операциях переключения в КРУЭ, которое соединяется с внешним оборудованием ВВ кабелями, особенно при коммутациях сравнительно слабых емкостных токов.

Эти ПВЧП были исследованы и описаны во многих работах, например [3–5], но все эти исследования ограничивались в основном описанием и

замерами различных параметров ПВЧП при различных условиях. И только в [3] было вскользь упомянуто, что исследуемые перенапряжения повреждали трансформатор, работавший в режиме холостого хода (х.х.). Такой режим х.х. чаще всего используется на ГЭС с СЭБ, где каждый из блоков генератор–трансформатор, входящих в СЭБ, оборудован собственным генераторным выключателем (ГВ), а оба блока подключены к ВВ сети через общие выключатели. Режим х.х. одного из блоков обеспечивает необходимую гибкость режима ГЭС, так как отключенный генератор при необходимости может быть в течение нескольких минут синхронизирован со своим трансформатором, работающим в режиме х.х. Поэтому анализ процессов, происходящих в трансформаторах, работающих в режиме х.х., при переключениях в КРУЭ и разработка мероприятий, предотвращающих поврежде-

ние дорогостоящих блочных трансформаторов в этих режимах при сохранении гибкости ведения режима ГЭС, является актуальной задачей.

Описание исследуемых повреждений. Авария, приведшая к повреждению трансформаторов во время коммутаций в КРУЭ 500 кВ, произошла на одной из ГЭС со сдвоенными блоками оборудованной девятью блоками генератор–трансформатор (генераторы мощностью 335 МВт и трансформаторы мощностью 400 МВА). Шесть из этих блоков соединены в три сдвоенных и подключены к КРУЭ 500 кВ через однофазные ВВ кабели длиной около 600 м, остальные три одиночных блока подключены к КРУЭ 220 кВ также через однофазные ВВ кабели длиной около 500 м. Два автотрансформатора 501 МВА, 500/220/10 кВ соединяют оба КРУЭ, которые были установлены вместо соответствующих ОРУ.

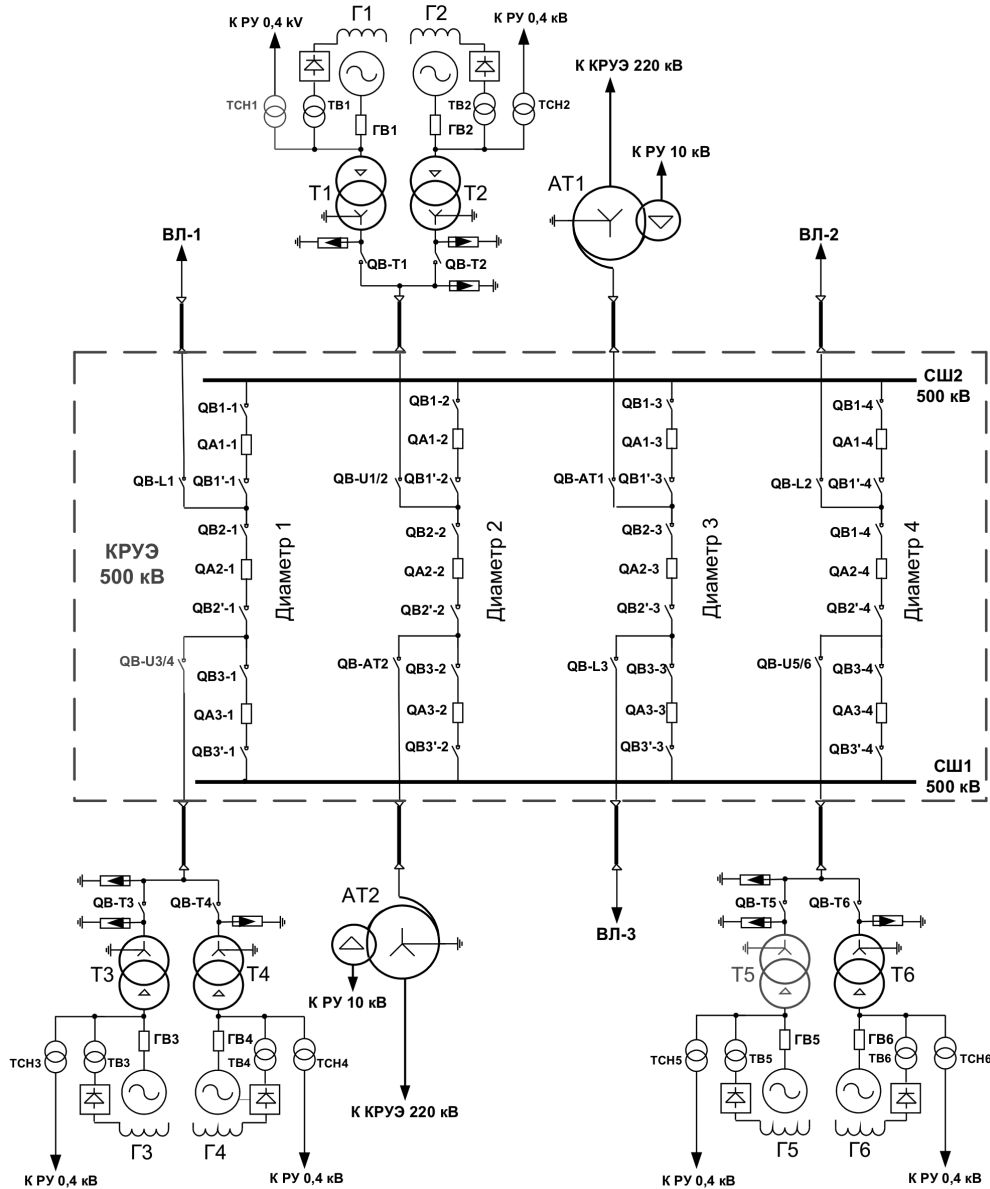


Рис. 1. Однолинейная схема стороны 500 кВ ГЭС

На рис. 1 показана схема стороны 500 кВ, причем оборудование КРУЭ, введенного в эксплуатацию за полгода до аварии, выделено штриховыми линиями. Защита от перенапряжений соответствующего оборудования 500 кВ выполнена с помощью стандартных разрядников ZnO класса 4 с напряжением срабатывания разрядника $U_c = 581$ кВ.

Переключения в КРУЭ 500 кВ, вызвавшие расследуемые повреждения, проводились в связи с реконструкцией и проверкой системы управления разъединителей QB-T3 и QB-T4, которые установлены в ОРУ, расположенном за главным зданием ГЭС. Для этих работ нужно было обесточить находящиеся под напряжением кабели 500 кВ, соединяющие эти разъединители с КРУЭ, и трансформаторы Т3 и Т4. Работа проводилась во время осеннего минимума нагрузки, поэтому генераторы Г1 и Г5 были отключены, а их блочные трансформаторы Т1 и Т5 работали в режиме х.х. (разъединители QB-T1 и QB-T5 были включены, а выключатели ГВ1 и ГВ5 отключены).

После отключения генераторов 3-го и 4-го блоков выключателями ГВ3 и ГВ4 и разъединителей QB-T3 и QB-T4 для возможности работы на этих разъединителях необходимо было снять напряжение с высоковольтной кабельной линии, соединяющей КРУЭ 500 кВ с СЭБ 3/4. Поскольку запрет на операции с разъединителями холостых кабельных линий в КРУЭ 500 кВ отсутствовал, для снятия напряжения с этого кабеля персонал ГЭС отключил разъединитель QB-U3/4 в КРУЭ 500 кВ аналогично тому, как это делалось для снятия напряжения с воздушной высоковольтной линии, соединявшей сдвоенный блок с ранее существовавшим ОРУ 500 кВ. В момент ручного отключения этого разъединителя (QB-U3/4 в КРУЭ 500 кВ) на ГЭС были зафиксированы следующие одновременные события.

1. Трансформатор Т1, работавший в режиме х.х., был отключен одновременным действием своей дифференциальной защиты и токовой отсечки трансформатора собственных нужд ТСН1, что привело к полному останову СЭБ 1/2. При этом на осциллографе, установленном на стороне 500 кВ блока Г1-Т1, при трехфазном КЗ на землю были зафиксированы фазные токи $\sim 1,1$ кА и ток $3I_0 \sim 0,52$ кА. При осмотре было обнаружено, что трансформатор ТСН1 (630 кВА, 15,75/0,4 кВ) был безвозвратно поврежден (ВВ выводы этого трансформатора и шины, соединяющие его с блоком Г1-Т1, были расплавлены и отсоединены от этого блока). В то же время трансформатор Т1 остался неповрежденным и после соответствующих ВВ испытаний был включен в работу с генератором Г1 и новым ТСН.

2. Трансформатор Т5, также работавший в режиме х.х., был отключен действием своей дифференциальной защиты, что привело к полному останову СЭБ 5/6. При ВВ испытаниях было обнаружено, что фаза А его ВВ обмотки при возникшем пробое изоляции на магнитопровод (ток однофазного КЗ, замеренный осциллографом на стороне 500 кВ блока Г5-Т5, составил $\sim 0,8$ кА) была безвозвратно повреждена и этот трансформатор (и соответственно блок Г-Т5) на длительное время был выведен из работы.

3. Так как генераторы Г3 и Г4 уже были выведены из работы, то питание всех ВЛ 500 кВ, отходящих от КРУЭ 500 кВ, продолжалось только от блоков, подключенных к КРУЭ 220 кВ, через автотрансформаторы АТ1 и АТ2, что привело к ограничению снабжения потребителей.

4. Были также зафиксированы повышенный шум и утечка элегаза в камере фазы А разъединителя QB-U3/4. Но, так как давление газа в этой камере оставалось выше уровня аварийной сигнализации (3,8 бар), этот разъединитель был оставлен в работе.

5. Во время этой аварии была зафиксирована работа только одного разрядника (на стороне 500 кВ СЭБ 2) из всех разрядников с одинаковым напряжением срабатывания $U_c = 581$ кВ.

Анализ данных как аварийных осциллографов соответствующих реле, так и регистраторов событий в КРУЭ 500 кВ показал следующее.

Все устройства релейной защиты, установленные на ГЭС, реагировали на возмущения, возникшие во время расследуемой аварии, в соответствии с заложенными в них алгоритмами и правильно отключали поврежденное оборудование.

Все перенапряжения, зафиксированные аварийными осциллографами в соответствующих реле (~ 580 кВ, т.е. на границе срабатывания разрядников, что объясняет, почему сработал только один из множества однотипных разрядников), находились в области допустимых перенапряжений, замеренных у поврежденных трансформаторов при стандартных ВВ испытаниях. Поэтому эти перенапряжения сами по себе не могли привести к повреждению ТСН1 и трансформатора Т5.

К сожалению, и это необходимо отметить особо, из-за ограничения частотного диапазона осциллографов в соответствующих реле до 10 кГц запись параметров ПВЧП, возникших во время исследуемой аварии, невозможна, так как в соответствии с [4, 5] частота составляющих этих переходных перенапряжений, замеренных между различными частями обмоток трансформатора и землей, могут изменяться в пределах от десятков кГц до 2 МГц.

Задачи исследования (анализа). Предварительно необходимо отметить, что аналогичные работы по реконструкции и проверке системы управления разъединителей QB-T5 и QB-T6 уже были выполнены в летнее время, когда все оставшиеся в работе генераторы ГЭС (и соответственно их блочные трансформаторы) были загружены. При этом идентичные операции с разъединителем кабельной линии QB-U5/6 не привели к каким-либо отклонениям от нормальной работы электростанции. Поэтому для понимания причин вышеописанной аварии необходимо исследовать следующие вопросы.

1. Почему при переключениях были повреждены только блочный трансформатор, работавший в режиме х.х., и ТСН, подключенный к трансформатору, работавшему в режиме х.х., хотя перенапряжения при коммутации распространялись по всему КРУЭ и их амплитуды, замеренные осциллографами реле, установленными на различных присоединениях ГЭС, были одинаковыми и ниже напряжения срабатывания разрядников (~ 580 кВ).

2. Существует ли возможность уменьшить (исключить) ПВЧП при стандартных коммутациях в КРУЭ с помощью существующих устройств защиты от перенапряжений.

3. Что может быть предпринято для уменьшения (исключения) риска возникновения резонансных явлений в обмотках трансформаторов при коммутациях в КРУЭ с кабельными линиями.

Процессы в трансформаторе, работающем на холостом ходу. Принимая во внимание, что при коммутациях в КРУЭ повреждались только трансформаторы, работавшие в режиме х.х., или оборудование, подключенное к таким трансформаторам, целесообразно проанализировать особенности характеристики намагничивания силовых трансформаторов, вызывающие нелинейные процессы в трансформаторе при его работе в режиме х.х. Типичная характеристика намагничивания магнитопровода трансформатора показана на рис. 2.

Эта характеристика содержит до своего «колена» два важных участка: хорошо известный практический линейный участок при средних и сильных магнитных полях (от 0,2 до 1,2 Тесла) и так называемую зону Рэлея при слабых магнитных полях (меньше 0,2 Тесла).

Следует отметить, что вне зависимости от изменений тока нагрузки, приводящего к намагничиванию одних и размагничиванию других частей магнитопровода, зона изменений магнитной индукции в этом режиме всегда находится в линейной части характеристики намагничивания. Поэтому индуктивность трансформатора в линейной части характеристики намагничивания магнитопровода транс-

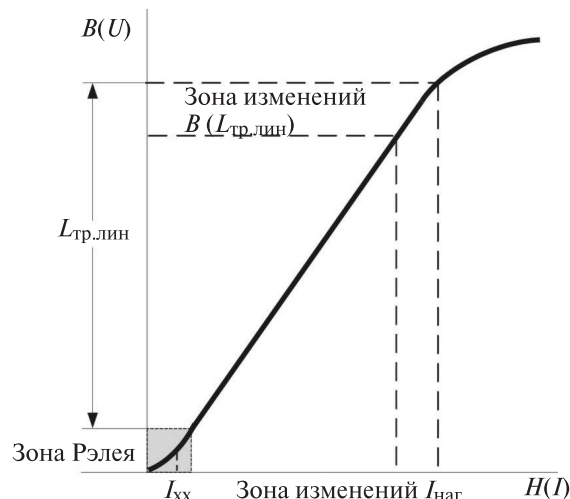


Рис. 2. Типичная характеристика намагничивания магнитопровода трансформатора

форматора также линейна, т.е. магнитная индукция трансформатора описывается формулой

$$B = \mu_0 H + M, \quad (1)$$

где B — магнитная индукция, Т; H — напряженность магнитного поля, А/м; μ_0 — магнитная постоянная материала магнитопровода; M — результирующий магнитный дипольный момент на единицу объема материала магнитопровода (постоянная для каждого материала магнитопровода).

Зона Рэлея — это область слабых магнитных полей характеристики намагничивания магнитопровода трансформатора. Поведение ферромагнитных материалов в этой области описывается законом Рэлея, определяющим магнитную индукцию трансформатора

$$B = \chi_0 H + \alpha R \mu_0 H^2, \quad (2)$$

где χ_0 — начальная магнитная восприимчивость, т.е. одно из магнитных свойств материала магнитопровода; этот коэффициент показывает, как материал магнитопровода реагирует на магнитное поле (воспринимает его или отталкивает); αR — постоянная Рэлея, характеризующая неизменные свойства магнитного материала.

Зона Рэлея для листов обычной трансформаторной стали покрывает участок характеристики намагничивания с напряженностью магнитного поля до 0,01 А/м, т.е. до токов порядка 5 А в обмотке 500 кВ. Таким образом, токи холостого хода блочных трансформаторов (около 2 А на стороне 500 кВ трансформаторов мощностью 400 МВА) находятся в зоне Рэлея и индуктивность трансформатора в этом режиме в соответствии с (2) принципиально и существенно нелинейна. Это означает, что контур, состоящий из емкости кабеля 500 кВ, нелинейной

индуктивности блочного трансформатора в режиме х.х. и его активного сопротивления, участвующем в процессе совместно с активным сопротивлением контура заземления ГЭС (контур $L_{\text{тр.нел}}-R-C_{\text{каб}}$) может иметь собственный период колебаний контура $T_0 = L_{\text{тр.нел}}C_{\text{каб}}$, изменяющийся в широком диапазоне, причем в каждом конкретном случае $T_0 = f(L_{\text{тр.нел}})$ определяется случайной величиной H^2 , зависящей от значения, формы и времени возникновения импульсов ПВЧП.

Учитывая, что импульсы ПВЧП возникают в КРУЭ при любой коммутации предварительно заряженного ВВ кабеля [2] и эти импульсы распространяются по всей установке 500 кВ, этот колебательный (периодический) процесс может привести к резонансу в каждом таком контуре. К сожалению, количественная оценка процесса непосредственно в обмотках трансформатора при токах, находящихся в зоне Рэлея, затруднена как из-за сложности расчетов, так и вследствие отсутствия данных о геометрии обмоток и изоляционной системы трансформаторов [3]. Но эта качественная оценка процесса может дополнена замерами линейных частотных характеристик трансформаторных обмоток с целью определения возможных частот и величин резонансных колебаний в этих обмотках. Такие замеры, которые были выполнены и обработаны для процессов на линейных участках характеристики намагничивания трансформаторов в трансформаторе 25 МВА, 110/15 кВ [4] и трансформаторе 300 кВА, 11/0,23 кВ, работавшем совместно с кабелем 11 кВ, 240 мм² [5], показали принципиальную возможность четырехкратного превышения напряжения внутри обмотки по отношению к напряжению на ее выводах, например на частоте резонанса ~ 2 МГц. Эти хорошо коррелирующие друг с другом замеры [4 и 5] показали также возможность возникновения ряда резонансов хотя и с меньшим значением перенапряжений и на частотах в диапазоне 50–1000 кГц.

Поскольку источником ПВЧП при коммутациях ВВ кабелей являются импульсы, вызванные повторными зажиганиями дуги в коммутационных аппаратах [2], а LRC -контур можно рассматривать как фильтры, на которые эти импульсы воздействуют, то можно показать [6], что разложенные в ряд Фурье импульсы вызывают в линейных фильтрах резонансы только если основная частота этого ряда Фурье близка к собственной частоте колебаний этих фильтров (обмоток трансформаторов). При х.х. трансформатора (нелинейном фильтре) резонанс на высокой частоте может происходить даже при более низкой основной частоте этого ряда Фурье на входе, т.е. резонанс может быть вы-

зван более высокой частотой со значительно меньшими амплитудами.

Следовательно, если даже принять, что перенапряжения, возникшие во время аварии вследствие резонанса в нелинейных LRC -контурах, в которые входили работавшие в режиме х.х. трансформаторы Т1 и Т5, только в 2 раза превышали эффективные значения, зафиксированные на входах контура (выводах этих трансформаторов), т.е. были равны 1160 кВ, то они будут выше стандартного импульсного испытательного напряжения для трансформаторов с обмоткой ВН 500 кВ (1550 кВ пиковых) (Стандарт МЭК IEC 60071-1). Проблема усложняется еще тем, что крутизна нарастания напряжения ПВЧП до 450 кВ/мкс [3] существенно отличается от стандартной волны испытательного напряжения 1-5/50 мкс (Стандарт МЭК IEC 60060-1), что не только влияет на ресурс электрической изоляции, но и объясняет, почему возникающие ПВЧП не могут быть сглажены существующими разрядниками, которые испытаны стандартной волной напряжения.

Следовательно, можно заключить, что при коммутации разъединителя QВ-U3/4 в КРУЭ 500 кВ в обмотках трансформаторов Т1 и Т5, работавших в режиме х.х., т.е. в зоне Рэлея, возникли высокочастотные резонансные перенапряжения с высокой крутизной волны, которые воздействовали на слабые места в изоляции как этих трансформаторов, так и подключенного к ним оборудования. Для сравнительно нового трансформатора Т1 (в эксплуатации с 2011 г.) это был ТСН1 (в эксплуатации с 1979 г.); для Т5, который работал с 1976 г., это была фаза А этого трансформатора.

Особо следует отметить, что хотя ПВЧП, возникшие при отключении предварительно заряженного кабеля разъединителем QВ-U3/4, распространялись по всему оборудованию 500 кВ и заземляющему контуру ГЭС, эти импульсы не привели к опасным (резонансным) перенапряжениям в обмотках трансформаторов, работающих под нагрузкой, т.е. на линейной части их характеристики намагничивания, поскольку такие трансформаторы образуют совместно с заряженным кабелем и контуром заземления линейный LRC -контур, который реагирует на сравнительно невысокую основную входную частоту импульсов ПВЧП.

Следует также отметить, что несмотря на то, что индуктивность трансформатора при его работе на «колоне» характеристики намагничивания также нелинейна, опасные перенапряжения в этом случае исключены в принципе. Это объясняется тем, что трансформатор может работать на этой части характеристики намагничивания (при насыщении его магнитопровода) только при коротких замыканиях.

Однако напряжение на выводах трансформатора в этих случаях настолько малы (не более $0,3U_{НОМ}$), что даже их четырехкратное увеличение при возможном резонансе в обмотке не приводит к каким-либо опасным перенапряжениям.

Возможные мероприятия, предотвращающие повреждение трансформаторов при коммутациях в КРУЭ. В настоящее время разработан ряд мероприятий (mitigation measures), смягчающих действие ПВЧП на оборудование, например, выключатели с предвключенными резисторами [7], разъединители с гасящими резисторами, разъединители с поглощающими ВЧ колебания резонаторами [8] и др., которые уже используются в КРУЭ, выпускаемые рядом немецких, японских и китайских фирм. К сожалению, все эти мероприятия практически невозможно внедрить в КРУЭ, уже находящиеся в эксплуатации. Следовательно, для предотвращения повреждения трансформаторов вследствие возможных резонансных перенапряжений, возникающих во время переключений в КРУЭ 500 кВ, холостой ход этих трансформаторов должен быть исключен на время таких переключений в принципе.

Наиболее совершенным способом, предотвращающим режим х.х. трансформаторов, был бы отказ от СЭБ, т.е. выполнение одиночных блоков с установкой дополнительных выключателей с разъединителями в КРУЭ, прокладкой дополнительных ВВ кабелей и исключением из работы (демонтажем) генераторных выключателей. Но этот способ является и самым дорогим: в частности такая реконструкция схемы ГЭС, показанной на рис. 1, оценивается минимум в 12 млн евро.

Чтобы избежать таких расходов, могут быть предложены следующие альтернативы (перечислены в порядке возрастания их стоимости).

1. Запретить в существующих КРУЭ коммутацию заряженных ВВ кабелей разъединителями и выполнять эти коммутации только после снятия напряжения с кабеля ВВ выключателями и его разряда быстродействующими заземляющими разъединителями. Принимая в первом грубом приближении, что вероятность пробоя изоляции линейно зависит от времени воздействия на нее перенапряжений, и учитывая, что время отключения ВВ выключателя (~20 мсек) существенно меньше времени отключения разъединителя (~300–400 мсек), это мероприятие может в 15–20 раз уменьшить (но, как показано в [3], не исключить полностью) вероятность таких повреждений.

2. Изменить принципы ведения режима ГЭС, распределив нагрузку между всеми имеющимися в наличии генераторами в диапазоне 50–100 МВт. Использование этого способа ограничено как воз-

можностями регулирования турбин, так и режимом использования воды.

3. Выполнять любые коммутации в КРУЭ только после отключения всех трансформаторов, работающих в режиме х.х., своими разъединителями (QB-T1 и QB-T5 на рис. 1 для случая рассматриваемой аварии). К сожалению, такой способ существенно увеличивает время переключений и снижает гибкость ведения режима в энергосистеме.

4. На время любых переключений в КРУЭ переводить все трансформаторы, работающие в режиме х.х. (т.е. в зоне Рэлея), на работу в линейной части их характеристики намагничивания с сохранением возможности синхронизировать через этот трансформатор соответствующий генератор.

Для такого перевода необходимо установить между низковольтными обмотками блочных трансформаторов (Т1 & Т2, Т3 & Т4 и Т5 & Т6 3 для рассматриваемой схемы ГЭС на рис. 1) три переключки, подключаемые к токопроводам 15,75 кВ соответствующих генераторов [9]. Это дополнение показано на рис. 3 применительно к СЭБ 3-4. Каждая такая переключка состоит из трехфазного выключателя нагрузки (ВН) 25 кВ, шести одиночных токоограничивающих реакторов 35 кВ и трех однофазных кабелей 18/30 кВ. Напряжение реакторов и кабелей, равное удвоенному номинальному генераторному напряжению, выбрано, чтобы исключить возможное воздействие наведенных на стороне НН трансформатора перенапряжений на изоляцию кабеля и токоограничивающего реактора

После установки предлагаемых переключек соответствующий ВН в СЭБ с трансформатором, работающим на холостом ходу, должен включаться перед любым переключением в КРУЭ 500 кВ ГЭС и отключаться после завершения этих переключений. При этом ток, ограниченный двумя реакторами, будет протекать через переключку и трансформатор блока с отключенным генераторным выключателем, переводя рабочую точку его характеристики намагничивания из зоны Рэлея на линейную часть характеристики (рис. 2). Для такого «перевода» ток, протекающий при включенной переключке через трансформатор блока с отключенным генераторным выключателем, должен быть больше, чем $2I$ зоны Рэлея, т.е. превышать 10 А. Таким образом, все нелинейные процессы, вызывающие ВЧ колебания с высоковольтным резонансом в контуре $C_{В.В.К}$ кабеля — $L_{БЛ.ТР}$ — $R_{БЛ.ТР}$, будут исключены и при коммутациях на стороне 500 кВ ГЭС в этом контуре будет происходить только линейный процесс. Следовательно, ток через переключку, приведенный к генераторному напряжению, должен быть больше, чем $500 \cdot 10 / 15,75 = 318$ А, т.е.

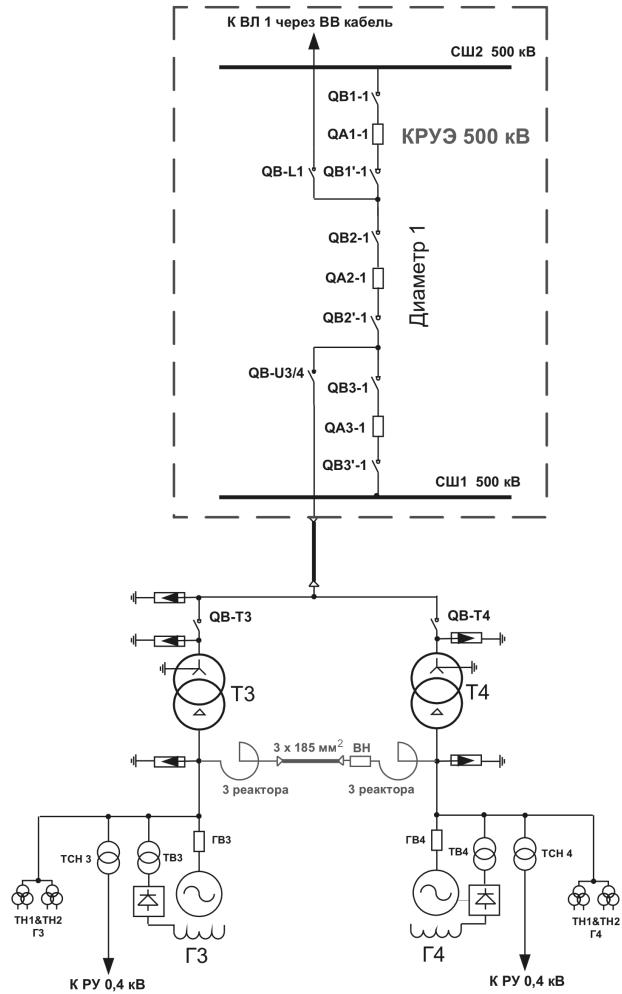


Рис. 3. Предлагаемое дополнение стороны 15,75 кВ СЭБ 3–4

$I_{пер} > 318$ А. При этом всякий возможный нелинейный резонанс в обмотке такого трансформатора при переключениях в КРУЭ 500 кВ ГЭС исключается.

В случае необходимости синхронизации генератора Г3 (Г4) во время переключений в КРУЭ 500 кВ выключатель нагрузки должен отключаться автоматически после включения выключателя ГВ3 (ГВ4).

Токоограничивающие реакторы должны быть подключены непосредственно к токопроводам 15,75 кВ обоих генераторов (к разрядникам) соответствующего СЭБ. Эти реакторы должны быть соединены с выключателем нагрузки с помощью однофазных силовых кабелей. Такое соединение должно уменьшить вероятность возникновения КЗ в этой перемычке.

Каждый выключатель нагрузки, установленный в перемычке, должен быть выполнен без цепей защит, только с цепями управления, предназначенными для его дистанционного включения и отключения. Возможные КЗ в перемычке будут отключаться защитами соответствующего блочного

трансформатора со стороны 500 кВ с временем ~290 мс (с учетом действия УРОВ) и с временем ~150 мс со стороны соответствующего генератора.

Оборудование перемычки при включенном ВН должно обеспечивать протекание тока $I_{пер} > 318$ А при минимальной нагрузке генератора и тока $I_{пер}$, не превышающего $1,25I_{ном.р}$ и $1,25I_{каб.доп}$ в течение 1 ч (максимального времени переключений в КРУЭ 500 кВ) при максимальной нагрузке генератора. Оно должно также обеспечивать стойкость к токам трехфазного КЗ, направленным к месту повреждения как от генератора и блочного трансформатора в течение 150 мс и 290 мс соответственно. Можно показать, что для блоков рассматриваемой ГЭС с генераторами мощностью 335 МВт и трансформаторами мощностью 400 МВА этим условиям удовлетворяют реакторы 35 кВ с номинальным током 630 А, индуктивным сопротивлением 0,7 Ом и медные кабели сечением 185 мм² с ПВХ изоляцией.

Выводы. 1. Резонанс переходных высокочастотных перенапряжений, возникающих в обмотках работающих в режиме холостого хода трансформаторов, подключенных к КРУЭ через высоковольтные кабели, при коммутации этих предварительно заряженных кабелей в КРУЭ со стандартным коммутационным оборудованием не может быть предотвращен в принципе.

2. Кривая перенапряжений при таких резонансах в режиме холостого хода трансформаторов существенно отличается от стандартной кривой напряжения, используемого при высоковольтных испытаниях оборудования, а значения этих напряжений может значительно превышать значения, допустимые для изоляции оборудования, и приводить к безвозвратным повреждениям трансформаторов, работающих в режиме холостого хода. Целесообразно выполнять моделирование процессов, возникающих в зоне Рэлея при коммутационных перенапряжениях в системе ВВ кабель–трансформатор.

3. Вне зависимости от выполнения такого моделирования для предотвращения описанных повреждений работа трансформаторов в режиме холостого хода во время переключений в КРУЭ должна быть исключена.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. **Henriksen E.E.** Study of Very Fast Transients Over Voltages in Transformers. – Electra, 1998, No. 179, pp. 13–23.
2. **CIGRE Working Group 33/13.09.** Very fast transient phenomena associated with GIS. – 1988 Session CIGRE, Paper 33–13.

3. Лавров Ю.А., Овчинников А.Г., Шевченко С.С., Шиллер О.Ю. Перенапряжения при коммутациях блочного трансформатора 500 кВ элегазовым выключателем. — *Электро*, 2010, №. 6, с. 24–27.

4. Florkowski M., Furgal J. Terminal based recognition of resonance over voltages in transformer windings. — Proc. of the 16-th Intern. symposium on High Voltage engineering, Innes House (Johannesburg), 2009, Paper A1.

5. Gustavsen B. Study of Transformer Resonant Overvoltages Caused by Cable-Transformer High-Frequency Interaction. — *IEEE Trans. on Power Delivery*, 2010, vol. 25, No. 2, pp. 770–779.

6. Гойхман Э.Ш., Лосев Ю.И. Передача информации в автоматизированных системах управления. — М.: Связь, 1971, с. 49–50.

7. Ларин В.С. Резонансные перенапряжения в обмотках трансформаторов. Ч. 1. Условия возникновения и защитные мероприятия. — *Электричество*, 2015, №. 11, с. 33–40.

8. CIGRE Working Group A3.22/A3.28 – Very fast transient over voltages (VFTO) in Gas-Insulated EHV & UHV Substations. — CIGRE Tutorial/2012 Fall Meeting.

9. Silbermann V. Prevention of transformers' damage in HPP with double generating units connected to GIS via HV cables. — *Energy Production and Management in the 21st Century II – Energy Quest 2016*, vol. 205, 2016. WIT Press, 2016, pp. 125 – 134.

[16.07.2017]

А в т о р: Зильберман Виктор Айзикович окончил электротехнический факультет Одесского политехнического института в 1967 г. В 1992 г. защитил докторскую диссертацию «Совершенствование релейной защиты энергоблоков АЭС» в С.Петербургском государственном техническом университете. Главный инженер проекта консалтинговой компании «Фихтнер» (г. Штуттгарт, Германия).

Elektrichestvo (Electricity), 2017, No. 10, pp. 47–54

DOI:10.24160/0013-5380-2017-10-47-54

Preventing Damage to Transformers in Power Plants with Lager Units Connected to Compact Switchgears via High-Voltage Cables

ZIL'BERMAN Victor A. (Consulting company «Fichtner», Stuttgart, Federal Republic of Germany) – Chief Project Engineer

Many hydro power plants (HPP) in various countries are being operated with double generating units (DGU) where each unit generator-transformer has its own generator circuit breaker (CB) and both units are connected to a high voltage (HV) network via two common CBs installed in an air-insulated switchgear (AIS). Such circuitry was designed to halve the number of rather expensive HV CBs and to save on the space necessary for their installation. The necessary flexibility of HPP is continued as DGUs allow keeping one unit transformer in idle mode and putting into operation a unit generator via generator CB very rapidly if necessary. Long-term experience has demonstrated the high reliability of operation of HPPs with such circuitries, nevertheless due many reasons the AISs in HPPs are replacing now with more compact and convenient in operation gas-insulated switchgears (GIS). This replacement is taking place in many countries, and everywhere, the existing DGUs are connected to GISs via HV cables. It shall also be noted that each GIS circuitry is generally designed identically to previous AIS circuitry. But cases of damage of some unit transformers working in idle mode have been observed in a number of countries after such replacement. This paper reports the results of investigating one of these cases of damage, discusses the possible causes of this incident and elaborates some measures to prevent such damages in the future.

К е у w o r d s: metal-clad apparatus, high voltage cable, transformers, idling, magnetization characteristic, Rayleigh Area, resonance in LRC circuit

REFERENCES

1. Henriksen E.E. Study of Very Fast Transients Over Voltages in Transformers. — *Electra*, 1998, No. 179, pp. 13–23.

2. CIGRE Working Group 33/13.09. Very fast transient phenomena associated with GIS. — 1988 Session CIGRE, Paper 33–13.

3. Lavrov Yu.A., Ovchinnikov A.G., Shevchenko S.S., Shiller O.Yu. *Elektro – in Russ. (Electro)*, 2010, No. 6, pp. 24–27.

4. Florkowski M., Furgal J. Terminal based recognition of resonance over voltages in transformer windings. — Proc. of the 16-th Intern. symposium on High Voltage engineering, Innes House (Johannesburg), 2009, Paper A1.

5. Gustavsen B. Study of Transformer Resonant Overvoltages Caused by Cable-Transformer High-Frequency Interaction. — *IEEE Trans. on Power Delivery*, 2010, vol. 25, No. 2, pp. 770–779.

6. Goikhman E.Sh., Losev Yu.I. *Peredacha informatsii v avtomatizirovannykh sistemakh upravleniya* (Information transfer in automated control systems). Moscow, Publ. «Svyaz'», 1971, pp. 49–50.

7. Larin V.S. *Elektrichestvo – in Russ. (Electricity)*, 2015, No. 11, pp. 33–40.

8. CIGRE Working Group A3.22/A3.28 – Very fast transient over voltages (VFTO) in Gas-Insulated EHV & UHV Substations. — CIGRE Tutorial/2012 Fall Meeting.

9. Silbermann V. Prevention of transformers' damage in HPP with double generating units connected to GIS via HV cables. — *Energy Production and Management in the 21st Century II – Energy Quest 2016*, vol. 205, 2016. WIT Press, 2016, pp. 125 – 134.

[16.07.2017]