

## Авторы:

к.т.н. Воронов П.Л.<sup>1,2</sup>,  
к.т.н. Ермолаева Н.М.<sup>2</sup>,  
к.т.н. Злобина И.Г.<sup>2</sup>,  
к.т.н. Щедрин В.А.<sup>2</sup>,  
<sup>1</sup>ООО НПП «ЭКРА»,  
<sup>2</sup>ЧГУ им. И.Н. Ульянова,  
г. Чебоксары, Россия.

## ОПЫТ И ОСОБЕННОСТИ ПРАКТИЧЕСКОЙ РЕАЛИЗАЦИИ ПРОЕКТА ПО ЗАМЕНЕ ГЕНЕРАТОРНЫХ ВЫКЛЮЧАТЕЛЕЙ ЧЕБОКСАРСКОЙ ГЭС

**Аннотация:** рассмотрены особенности выбора нового типа генераторных выключателей при осуществлении реконструкции и замене изношенных воздушных выключателей ВВГ-20 гидростанции с учетом специфических условий и режимов работы укрупненных блоков с параллельно включенными парами генераторов на основе соответствующих нормативных отечественных и международных стандартов и документов, а также положений технической политики ГидроОГК (в настоящее время ПАО «РусГидро»).

**Ключевые слова:** генераторный выключатель, элегазовый выключатель, гидроэлектростанция, ток короткого замыкания, адаптивная релейная защита, электротермическая и электродинамическая стойкость.



**Воронов  
Павел Леонидович**

В 2014 г. окончил ЧГУ им. И.Н. Ульянова по специальности «Электроэнергетика и электротехника». В 2019 г. в ЧГУ им. И.Н. Ульянова защитил кандидатскую диссертацию на тему «Разработка и реализация методик и алгоритмов расчета по частям симметричных и несимметричных режимов систем электроснабжения». Доцент кафедры электроснабжения и интеллектуальных электроэнергетических систем им. А.А. Федорова ЧГУ им. И.Н. Ульянова. Инженер продуктового направления I категории ООО НПП «ЭКРА».

### Введение

Необходимость замены установленных в 80-е годы прошлого столетия воздушных генераторных выключателей типа ВВГ-20 была вызвана тем, что они к 2004 г. выработали свой назначенный механический ресурс и перестали отвечать требованиям по надежности работы гидроэлектростанции (ГЭС) в ее пиковом режиме. Проведенные модернизация и капитальный ремонт девяти выключателей ВВГ-20 на заводе-изготовителе ОАО «Электроаппарат» при общей стоимости затрат в 3 717 тыс. руб., к сожалению, не позволили продлить нормативный ресурс выключателей. Более того, было зафиксировано увеличение потока отказов и отремонтированных выключателей.

Замена генераторных выключателей предварительно рассматривалась на многочисленных заседаниях техсовета ГЭС, и наконец ее необходимость была подтверждена официально Протоколом (№64 от 23 декабря 2004 г.) заседания секции электротехнического оборудования НТС РАО ЕЭС России по теме: «Генераторные выключатели в цепях мощных электрических блоков: состояние генераторных выключателей на объектах; оптимизация условий выбора генераторных выключателей». На заседании секции НТС были определены и основные технические требования, необходимые для

правильного выбора генераторных выключателей. Они сводились к двум пунктам:

1. Выключатели должны выбираться по параметрам отключения, достаточным для отключения тока короткого замыкания (КЗ) от генератора для энергоблоков с трансформаторами 200 МВА и более при больших токах КЗ от системы.

2. При замене выключателей необходимо учитывать снижение затрат на генераторные выключатели, выбранные подобным образом.

Работы и научные исследования по проекту выбора новых выключателей проводились согласно договору с НПП «ЭКРА» при участии специалистов кафедры электроснабжения промышленных предприятий имени А.А. Федорова Чувашского государственного университета (руководитель проекта профессор, к.т.н. В.А. Щедрин). Они выполнялись в строгом соответствии с «Рекомендациями по проектированию технологической части гидростанций и гидроаккумулирующих электростанций» (СО 153-34.20.161 – 2005). Данные «Рекомендации» были утверждены приказом Минэнерго России №285. Их пункт 10.9 предписывал: «В укрупненных электрических блоках при большой величине тока короткого замыкания рекомендуется выбирать генераторный выключатель с номинальным током отключения не менее

величины тока короткого замыкания от генератора для защиты трансформатора при внутренних повреждениях. При этом динамическая и термическая стойкость выбранного выключателя должны соответствовать току короткого замыкания на выводах генератора. Отключение тока короткого замыкания на выводах генератора должно производиться выключателем (выключателями) со стороны высшего напряжения блочного трансформатора с последующим отключением генераторного выключателя и восстановлением работы укрупненного блока».

Исполнителям проекта надлежало также руководствоваться нормативными материалами [1, 2, 3, 4, 5]. Помимо официальных и нормативных материалов были использованы полезные рекомендации, представленные в научных статьях [6, 7, 8, 13, 14].

На исходных стадиях выполнения проекта была определена и рассчитана уточненная схема замещения всех элементов главной схемы электрических соединений ГЭС, включая сети 500 и 220 кВ. Схемы замещения сетей 500 и 220 кВ были согласованы с данными службы Чувашского РДУ, рассчитанными ею по программе «АРМСРЗА».

Принципиальная схема электрических соединений ГЭС представлена на рис. 1 (полная расчетная схема замещения в статье не приводится ввиду ее громоздкости).

На принципиальной схеме показаны 18 гидрогенераторов типа СВ1470/149-104УХЛ4 вертикального исполнения номинальной мощностью 91,8 МВА и напряжением 13,8 кВ.

Они соединены в блоки с повышающими трансформаторами, которые подключены к шинам энергосистемы на напряжениях 500 и 220 кВ. На станции применены укрупненные генераторные блоки трех типов:

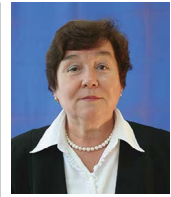
1. Блоки, включающие в себя по четыре генератора, присоединяемые через трансформаторы 400 МВА №1Т, 2Т, 3Т к шинам открытого распределительного устройства (ОРУ) - 500 кВ.

2. Аналогичный им блок, присоединяемый через блочный трансформатор 400 МВА 4Т к ОРУ-220 кВ.

3. Блок, состоящий из двух генераторов, присоединяемый через трансформатор мощностью 200 МВА 5Т к ОРУ-220 кВ.

ОРУ-500 и ОРУ-220 кВ связаны между собой посредством двух автотрансформаторов, представляющих две группы из шести однофазных автотрансформаторов типа АОДЦН 167000/500/220 мощностью 167 МВА каждый. ОРУ-500 кВ выполнено по схеме с двумя системами сборных шин и тремя выключателями типа ВНВ-500-3200-40У на каждое присоединение (полупортальная схема). Схема ОРУ-220 кВ представляет собой две системы сборных шин, обе рабочие, с обходной системой шин и одним выключателем на каждое присоединение типа У-220, ВМТ-220.

Схема электрических соединений блоков 1Т÷3Т на генераторном напряжении имеет особенности, которые оказали существенное влияние на выбор новых выключателей. Так, на сторону низкого на-


**Ермолаева**
**Надежда Михайловна**

В 1972 г. окончила факультет электрификации промышленности ЧГУ им.

И.Н. Ульянова.

В 1999 г. в ЧГУ им.

И.Н. Ульянова защитила кандидатскую диссертацию на тему «Разработка методов и алгоритмов расчета режимов электрических систем на основе диакоптики».

Доцент кафедры электроснабжения и интеллектуальных электроэнергетических систем им. А.А. Федорова ЧГУ им. И.Н. Ульянова.

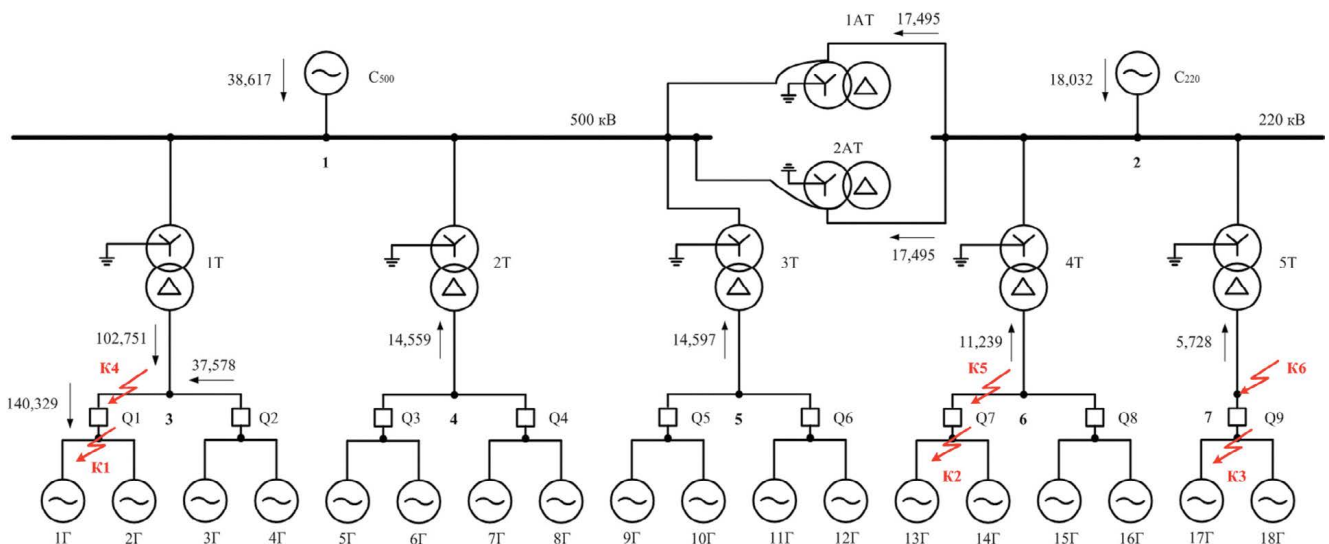


Рис. 1. Главная схема Чебоксарской ГЭС



**Злобина  
Ирма Гербертовна**

В 1965 г. окончила Московский энергетический институт (в настоящее время НИУ «МЭИ»).  
В 1976 г. в МЭИ защитила кандидатскую диссертацию на тему «Оптимизация расчетных условий короткого замыкания в системе собственных нужд мощных тепловых электростанций». Доцент кафедры электро-снабжения и интеллектуальных электроэнергетических систем им. А.А. Федорова ЧГУ им. И.Н. Ульянова.



**Щедри  
Владимир Александрович**

В 1962 г. окончил электроэнергетический факультет Московского энергетического института (в настоящее время НИУ «МЭИ»).  
В 1970 г. защитил в МЭИ кандидатскую диссертацию на тему «Применение тензорно-топологического метода к анализу и расчету сложных электрических цепей и систем». Профессор, заслуженный энергетик Чувашской Республики.

пряжения блочного трансформатора подключается четыре генератора, причем каждые два из них работают в «жесткой» паре, коммутируемой через один общий выключатель (рис. 2).

Заметим, что наличие генераторных выключателей существенно снижает число операций выключателями со стороны 500 кВ (блоки 1Т÷3Т) и 220 кВ (блоки 4Т, 5Т), поскольку автоматические отключения при отказе в технологической части блоков осуществляются с помощью генераторных выключателей. Однако из-за очень низких реактивных сопротивлений блочных двухобмоточных трансформаторов типа ТЦ-400000/500(220) имеют место большие уровни токов КЗ от системы на генераторной ошиновке. Эти трансформаторы, введенные в эксплуатацию в период 1981-86 гг., до сих пор находятся в хорошем эксплуатационном состоянии ввиду их неполной загрузки из-за работы ГЭС с пониженной отметкой верхнего бьефа. Поэтому их замена на трансформаторы с расщепленной обмоткой генераторного напряжения с целью снижения токов КЗ была признана нецелесообразной.

По уточненной схеме в соответствии с РД 153-34.0-20.527-98 был выполнен расчет действующих значений токов КЗ для начального момента времени в точках 1÷7 и в расчетных точках К1÷К6 для выбора выключателей по программе расчета токов КЗ [9] и получено распределение их по ветвям схемы замещения с учетом и без учета активных сопротивлений. Были также определены требуемые параметры для выбора генераторных выключателей:

- значения начальных периодических токов КЗ от системы и генераторов в расчетных точках К1÷К6;
- эквивалентные постоянные времени затухания апериодических составляющих  $T_{аз}$ ;
- ударные токи КЗ от системы и от соответствующих пар генераторов.

На рис. 2 показано распределение действующих значений периодических составляющих токов для начального момента времени КЗ в точке К1.

С целью уточнения расчетов были вычислены полные значения мгновенных переходных токов в фазах статора генератора при КЗ на его зажимах и проанализирован вопрос об учете апериодической и гармонической (удвоенной частоты) составляющих. Мгновенные значения фазных токов

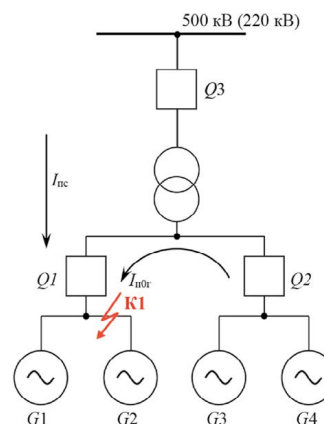


Рис. 2. Схема укрупненного блока

получены из решения полной нелинейной системы уравнений Парка-Горевы [10] с учетом демпферных контуров  $D$  и  $Q$ , постоянных времени  $T'_d, T''_d, T_a, T_{сд}$ . Решение для тока фазы «а» имеет вид:

$$i_a = \left[ \frac{E_{q0}}{X_d} + \left( \frac{E'_{q0}}{X'_{dn}} - \frac{E_{q0}}{X_d} \right) \exp\left(-\frac{t}{T'_d}\right) + \left( \frac{E''_{q0}}{X''_d} - \frac{E'_{q0}}{X'_{dn}} \right) \exp\left(-\frac{t}{T''_d}\right) \right] \cos(t + \gamma_0) - [U_{q0} \cos \gamma_0 + U_{d0} \sin \gamma_0] \frac{X''_d + X''_q}{2X''_d X''_q} \exp\left(-\frac{t}{T_a}\right) - [U_{q0} \cos(2t + \gamma_0) - U_{d0} \sin(2t + \gamma_0)] \times \frac{X''_q - X''_d}{2X''_d X''_q} \exp\left(-\frac{t}{T_a}\right). \quad (1)$$

Приведенное выражение (1) для полного мгновенного значения тока фазы «а» можно принять в качестве эталонного. Оно является приближенным, но вполне применимо для гидрогенераторов, у которых  $T_{D0} \ll T_{f0}$ . С его помощью в проекте была дана оценка точности проведенного на ЭВМ [9] расчета токов КЗ упрощенным методом, рекомендованным в руководящих указаниях (РУ) [3].

По уточненным параметрам сопротивлений и постоянных времени контуров генератора:

$$X_d = 0,71 \text{ (о.е.)}, X'_d = 0,28 \text{ (о.е.)}, X''_d = 0,23 \text{ (о.е.)}, \\ X_q = 0,50 \text{ (о.е.)}, X'_q = 0,28 \text{ (о.е.)}, X''_q \approx X'_q, \\ T'_d = 1,97 \text{ с}, T''_d = 0,06 \text{ с}, T_{f0} = 5 \text{ с}, \\ T_a = 0,21 \text{ с}, T_{сд} = 0,048 \text{ с}$$

из (1) были определены для расчетного случая (генератор до КЗ работает в режиме холостого хода при  $U_{ном} = 1$ ) начальные значе-

ния периодических составляющих установившегося, переходного и сверхпереходного, а также аperiodического и изменяющегося с двойной частотой токов:

$$I_{\infty} = 1,41, I_0' = 3,57, I_0'' = 4,34, I_{a0} = 3,95, I_{2\omega 0} = 0,39.$$

При этом режиме:

$$E_{q0} = E_{q0}' = E_{q0}'' = U_{g0} = U_{ном}.$$

Для времени  $t=0$  ток от действия автоматического регулятора возбуждения (АРВ) равен нулю. Если АРВ отключен, то из (1) вытекает формула для тока КЗ для произвольного момента времени. При  $T_d' = 1,97$  с,  $T_d'' = 0,06$  с,  $T_e = 0,2$  с выражение для тока приобретает вид:

$$i_a = \left[ 1,41 + 2,16 \exp\left(-\frac{t}{1,97}\right) + 0,77 \exp\left(-\frac{t}{0,06}\right) \right] \cos(t + \gamma_0) - 3,95 \exp\left(-\frac{t}{0,2}\right) - 0,39 \exp\left(-\frac{t}{0,2}\right) \cos(2t + \gamma_0),$$

где  $\gamma_0 = 0$ , так как генератор до КЗ не нагружен.

Заметим, что периодическая составляющая тока КЗ в выражении (1) состоит из трех слагаемых. Причем во втором и третьем слагаемом фигурирует переходное сопротивление по продольной оси генератора  $X_{dn}'$ . Оно отличается от  $X_d'$  ( $X_{dn}' = (0,9 \div 1) X_d'$ ) из-за влияния демпферных обмоток и по величине меньше  $X_d'$  заданного в паспорте машины. Следовательно, начальное значение переходной составляющей существенно больше при наличии демпферных обмоток, а скорость затухания ее, наоборот меньше, поскольку  $T_{dn}' = (T_d' + T_{1D}')$ .

Естественно, что при определении токов КЗ для заданного момента времени необходимо учитывать и действие АРВ, причем в данном конкретном случае – форсировку возбуждения. Это действие в формуле (1) изменяет периодическую составляющую и представляется аналитически четвертым слагаемым в выражении для периодической составляющей:

$$\Delta I_{шт.АРВ} = \left( \frac{E_{qnp} - E_{q0}}{X_d} \right) \left( 1 - \frac{T_d' - T_{\sigma D}}{T_d' - T_d''} \exp\left(-\frac{t}{T_d'}\right) + \frac{T_d'' - T_{\sigma D}}{T_d' - T_d''} \exp\left(-\frac{t}{T_d''}\right) \right). \quad (2)$$

Оно было рассчитано по «потолочному» или предельному значению тока возбуждения  $I_{fnp}^* = E_{qnp}^* = 2$  и функции системы возбуждения при учете демпфирования. Эта функция имеет вид:

$$F_D(t) = 1 - \frac{(T_d' - T_{\sigma D}) T_d' \exp\left(-\frac{t}{T_d'}\right) - (T_d'' - T_{\sigma D}) T_d'' \exp\left(-\frac{t}{T_d''}\right)}{(T_d' - T_d'')(T_d' - T_e)} - \frac{(T_e - T_{\sigma D}) T_e \exp\left(-\frac{t}{T_e}\right)}{(T_e - T_d')(T_e - T_d'')},$$

где  $T_{\sigma D}$  – постоянная времени рассеяния продольного демпферного контура, равная:

$$T_{\sigma D} = T_D \frac{X_{\sigma D}}{X_D} = 0,07 \frac{0,25}{0,36} = 0,048 \text{ с.}$$

Если иметь в виду быстродействующую систему возбуждения с  $T_e = 0$ , то приращение тока периодической составляющей составит:

$$\Delta I_{dt(сАРВ)} = \Delta I_{FD}(t) = \left( \frac{E_{qnp}}{X_d} - \frac{E_{q0}}{X_d} \right) F_D(t).$$

После некоторых преобразований оно будет соответствовать выражению (2). Тогда дополнительный ток от действия АРВ будет равен:

$$i_{АРВ} = \left[ 2,8 - 2,82 \exp\left(-\frac{t}{1,97}\right) + 0,02 \exp\left(-\frac{t}{0,08}\right) \right].$$

Его значение к моменту расхождения дугогасящих контактов выключателя:

$$\tau = t_{p\min} + t_{св} = 0,01 + 0,04 = 0,05 \text{ с}$$

составит всего  $i_{АРВ,\tau} = 0,076$  (о.е.). Оно на два порядка меньше значения тока КЗ без учета АРВ. Этой добавкой вполне можно пренебречь при выборе выключателей. Заметим только, что влияние АРВ возрастает с увеличением  $\tau$ .

Для расчетного случая из (1) при  $t=0$  были также вычислены: начальное значение периодической составляющей тока КЗ  $I_{n0} = 4,34$  (о.е.); начальное значение аperiodической составляющей тока КЗ  $I_{a0} = 3,95$  (о.е.); значение составляющей тока КЗ, обусловленной явнополюсностью и изменяющейся с двойной частотой,  $I_{2\omega 0} = 0,39$  (о.е.). Последняя составляющая оказывается значительной и равна почти 10% от аperiodической составляющей. Для расчетного случая ударный ток КЗ определялся в момент времени  $t = 0,01$  с. Его численное значение оказалось равным:

$$i_{уд} = 1,41 + 2,16 \exp\left(-\frac{0,01}{1,97}\right) + 0,77 \exp\left(-\frac{0,01}{0,06}\right) + 3,95 \exp\left(-\frac{0,01}{0,2}\right) + 0,39 \exp\left(-\frac{0,01}{0,2}\right) = 8,53 \text{ (о.е.).}$$

Следовательно, действующее значение периодической составляющей тока КЗ в начальный момент от двух смежных генераторов составило:

$$I_{n0}'' = 2 \cdot 4,34 \cdot \frac{91,8}{\sqrt{3} \cdot 13,8} = 33,38 \text{ кА,}$$

а ударный ток

$$i_{уд} = 2\sqrt{2} \cdot 8,53 \cdot \frac{91,8}{\sqrt{3} \cdot 13,8} = 92,5 \text{ кА.}$$



Рассмотренный расчетный случай возникновения КЗ в точках К1 или К2 имеет чисто теоретический характер, поскольку реальное КЗ может возникнуть в этих точках только при нагруженных генераторах, отдающих мощность в систему. Тогда в синхронном режиме работы генератора на систему пространственный угол между осью фазы «а» и продольной осью ротора будет равен  $\gamma = (\omega t + \delta_0)$ , где  $\delta_0$  – угол между напряжением системы и осью  $q$  ротора. Угол  $\delta_0$  для явноплюсной машины при заданных  $P_0$  и  $Q_0$  генератора определяется по выражению:

$$\operatorname{tg} \delta_0 = \frac{P_0 X_q - Q_0 r_c}{U^2 - P_0 r_c + Q_0 X_q},$$

где  $r_c$  – активное сопротивление статора. Для номинального режима при  $S_0 = S_{\text{ном,Г}}$  и  $U_0 = U_{\text{ном,Г}}$  получаем, что

$$\operatorname{tg} \delta_0 = \frac{0,85 \cdot 0,5 - 0,526 \cdot 0,00382}{1^2 - 0,85 \cdot 0,00382 + 0,526 \cdot 0,5} = 0,337.$$

Отсюда  $\delta_0 = \gamma_0 = 18^\circ 36'$ . Поскольку векторы тока от генераторов G3 и G4  $I_r = 37,67$  кА и от системы,  $I_c = 102,751$  кА будут складываться геометрически, то находим, что комплекс результирующего тока в точке К1  $I_{K1} = (35,70 + 102,75) + j12,05 = (138,45 + j12,05)$  кА. Этот ток рассчитан при  $E'_q = 1,14$ . Его модуль составляет  $I_{K1} = 138,97$  кА. Следовательно, учет фазового сдвига приводит к незначительному снижению тока КЗ (всего на 0,97%). Суммарный расчетный ток по РУ равен  $I_{K1,Р} = 140,329$  кА. Уточненный суммарный сверхпереходный ток КЗ от системы и генераторов смежной пары для начального момента времени в точке К1 тогда будет:

$$I_{\text{п}0\Sigma}'' = 102,75 + 33,38 = 136,13 \text{ кА},$$

а ударный ток соответственно составит

$$i_{\text{уд}\Sigma}'' = 281,18 + 92,5 = 373,68 \text{ кА}.$$

Сравнение значений токов КЗ от двух смежных генераторов G3, G4 в точке К1  $I_{\text{п}0} = 37,578$  кА и  $i_{\text{уд}} = 103,84$  кА, рассчитанных по РУ [3] с уточненными токами КЗ, вычисленными по уравнениям Парка-Горева от той же пары генераторов, работавшими до КЗ в предшествующем режиме с номинальной нагрузкой  $I_{\text{п}0} = 37,67$  кА и  $i_{\text{уд}} = 104,5$  кА, подтверждает их практическое совпадение. Поэтому на этом основании было принято решение проводить выбор и проверку генераторных выключателей с использованием значений параметров токов, рассчитанных по РУ [3].

Значения расчетных параметров, которые были рекомендованы для выбора генераторных выключателей, сведены в табл. 1.

Постоянные времени затухания  $T_{\text{аэ}}$  апериодических составляющих тока КЗ, приведенные в табл. 1, определены для ветвей всех расчетных точек с учетом активных сопротивлений элементов сетей: систем 500 и 220 кВ, автотрансформаторов связи, блочных трансформаторов и генераторов. Время действия основной релейной защиты (РЗ) было задано  $t_{\text{осн}} = 0,04$  с, а минимальное вре-

мя действия –  $t_{\text{мин}} = 0,01$  с, соответствующее времени для расчета ударных коэффициентов  $K_{\text{уд}}$  и ударных токов КЗ.

В качестве расчетного вида повреждения было принято трехфазное КЗ и расчетные значения времени: к моменту расхождения контактов выключателя (к моменту зажигания дуги)  $\tau = t_{\text{мин}} + t_{\text{св.откл}}$ , к моменту полного гашения дуги в выключателе (время протекания тока КЗ через выключатель)  $t_{\text{откл}} = t_{\text{осн}} + t_{\text{в.откл}}$ .

В результате была сформирована совокупность (граничных) условий (параметров) для обоснованного выбора генераторных выключателей. Они не зависели от типа выбираемых выключателей. Значения расчетных величин периодической и апериодической составляющих к моменту размыкания контактов выключателей  $I_{\text{п}\Sigma}$  и  $i_{\text{аэ}}$ , а также интеграл Джоуля, зависящие от типа выключателей, определялись в процессе рассмотрения конкретно для каждого из выбираемых типов выключателей.

На втором этапе реализации проекта осуществлялся выбор выключателей с учетом оптимального сочетания технико-экономических параметров и необходимых рекомендаций по формированию технических требований на их поставку и монтаж. Опираясь на рекомендации [4, 7] и выполненный анализ различных типов вакуумных выключателей фирм SIEMENS, НИИВА, воздушных и элегазовых фирмы AREA, элегазовых фирмы ABB, а также учитывая крайне ограниченный ассортимент генераторных выключателей, удовлетворяющих специфическим условиям работы в схеме ГЭС по отключающей способности апериодической состав-

Таблица 1. Значения расчетных параметров, рекомендованных для выбора генераторных выключателей Чебоксарской ГЭС

Наименование элемента	Значения расчетных параметров			
	Ток $I_{\text{п}0}$ , кА	$T_{\text{аэ}}$ , с	$K_{\text{уд}}$	$i_{\text{уд}}$ , кА
Короткое замыкание в точке К1				
Трансформатор 1Т (от систем)	<b>102,751</b>	0,149	1,935	<b>281,18</b>
Генератор G3,G4	<b>37,578</b>	0,214	1,954	<b>103,84</b>
Выключатель Q1 <sup>1)</sup>	<b>140,329</b>	-	-	<b>385,02</b>
Короткое замыкание в точке К2				
Трансформатор 4Т (от систем)	<b>108,323</b>	0,126	1,924	<b>294,74</b>
Генератор G15,G16	<b>37,578</b>	0,214	1,954	<b>103,84</b>
Выключатель Q7 <sup>2)</sup>	<b>145,901</b>	-	-	<b>398,58</b>
Короткое замыкание в точке К3				
Трансформатор 5Т (от систем)	<b>68,365</b>	0,116	1,917	<b>185,34</b>
Выключатель Q9	<b>68,365</b>	0,116	1,917	<b>185,34</b>
Короткое замыкание в точке К4				
Трансформатор 1Т (от систем)	<b>102,751</b>	0,135	1,929	<b>280,25</b>
Генератор G3,G4	<b>37,578</b>	0,214	1,954	<b>103,84</b>
Выключатель Q1 <sup>1)</sup>	<b>37,578</b>	0,214	1,954	<b>103,84</b>
Короткое замыкание в точке К5				
Трансформатор 4Т (от систем)	<b>108,323</b>	0,112	1,915	<b>293,36</b>
Генератор G15,G16	<b>37,578</b>	0,214	1,954	<b>103,84</b>
Выключатель Q7 <sup>2)</sup>	<b>37,578</b>	0,214	1,954	<b>103,84</b>
Короткое замыкание в точке К6				
Трансформатор 5Т (от систем)	<b>68,365</b>	0,116	1,917	<b>185,34</b>
Выключатель Q9	<b>37,578</b>	0,214	1,954	<b>103,84</b>

Примечание: 1) Такие же значения токов  $I_{\text{п}0}$  и  $i_{\text{уд}}$  используются для выбора выключателей Q2...Q6; 2) Такие же значения токов  $I_{\text{п}0}$  и  $i_{\text{уд}}$  используются для выбора выключателя Q8.

ляющей и электротермической стойкости, был сделан выбор в пользу элегазовых выключателей фирмы ABB типа НЕС-7/8 и НЕСС-130L. Причем последний тип выключателя заведомо мог быть применен на гидростанции только при использовании предложенного варианта адаптивной РЗ.

В табл. 2 приведены значения параметров выключателей, сравниваемых в настоящей статье.

В качестве базового варианта был сначала исследован выключатель НЕС-7 с номинальным током отключения 160 кА. Данный выключатель по электротехническим параметрам подходил для всех блоков ГЭС, хотя его проверка показала, что он не соответствовал по отключающей способности для апериодической составляющей тока КЗ в неадаптированной схеме применения. Но фирма АBB гарантировала провести изменения по требованию заказчика и довести этот ток до значения  $i_a=169,7$  кА, при котором тогда выключатель мог соответствовать всем условиям в схеме ГЭС. Однако, кроме этого, он не обладал требуемым по условиям работы генераторов ресурсом операций В-О до ремонта по механической стойкости и имел большие габариты, не позволявшие его разместить в камерах ВВГ-20. Помимо этих существенных недостатков НЕС-7 имел слишком высокую стоимость, превышающую 50 млн руб. Поэтому в качестве альтернативного и по сути единственно возможного варианта был принят к рассмотрению выключатель средней мощности НЕСС-130L с номинальным током отключения 130 кА и стоимостью около 15 млн руб. По предложению исполнителей проекта и запросу ГЭС фирма АBB произвела дополнительную модернизацию дугогасительной камеры выключателя и, проведя испытания, гарантировала повышение значений сквозного тока КЗ (при включении) до 368 кА, пикового (ударного) тока до 465 кА и номинального кратковременного тока или тока термической стойкости до 165/2,5 кА/с (Протоколы испытаний типа КЕМА134-02 и НАSH640883). Эта модернизация заметно улучшила технические характеристики выключателя НЕСС-130L и позволила использовать его в сочетании с применением адаптированного отключения места повреждения на генераторной ошиновке. Поскольку при трехфазном КЗ и адаптированном отключении только смежной пары генераторов (вариант АО №1) выключатель НЕСС-130L не проходил по условиям термической стойкости при предусмотренных действиях основных защит пары генераторов, то был предложен другой способ адаптированного отключения (вариант АО №2), предусматривающий отключение при КЗ на генераторной ошиновке выключателя со стороны высокового напряжения (ВН) блочного трансформатора.

Данное предложение обсуждалось на НТС и в соответствующих службах (оперативно-диспетчерской, электрических режимов, релейной защиты и автоматики) ОДУ Средней Волги и Чувашского РДУ. При об-

Таблица 2. Технические данные генераторных выключателей (базовый вариант)

Наименование параметра	Ед. изм.	Значения параметров выключателей				
		ВВГ-20	НЕС-7	НЕС-8	НЕСС-100	НЕСС-130L
Номинальное напряжение (максимальное)	кВ	20	30	30	25,3	25,3
Номинальный ток (длительный)	кА	12,5	24	28	10,5	13
Ток динамической стойкости (амплитудное значение)	кА	410	600	600	280	360
Ток термической стойкости/время	кА/с	140/3	220/1	220/1	100/3	130/3
Ток включения (амплитудное значение)	кА	385	440	440	280	360
Номинальный ток отключения	кА	160	160	160	100	130
Полное время отключения	мс	140	56	56	67	67

суждении рассматривался фактор возможного нарушения принципа селективного отключения места КЗ, которое могло привести к снижению надежности прилегающей к ГЭС сети 500 кВ или к крайне маловероятному развитию аварийной ситуации и повреждению электрооборудования. Было показано, что отключение выключателя НЕСС-130L при КЗ в зоне действия ДЗОШ-13,8 кВ и дифференциальных защит генераторов успешно устраняется предлагаемым ступенчатым адаптированным отключением с последующим автоматическим восстановлением работы энергоблока в его неповрежденной части. При этом принималось во внимание, что такое отключение представляется (по статистике) чрезвычайно редким, а при новых надежных выключателях и соответствующих технических решениях вероятность аварий становится исчезающе малой. Учитывалась также информация фирмы АBB о том, что подобные адаптированные отключения уже использовались в зарубежной практике на электростанциях, включая атомные электростанции.

Не касаясь в данной статье подробного рассмотрения предложенных алгоритмов действия РЗ в цепочке на отключение генераторного выключателя, заметим только, что команда на отключение генераторного выключателя должна выполняться лишь под контролем отключенного состояния выключателя со стороны 500 (220) кВ блока или с контролем тока через обмотку ВН блочного трансформатора, а не задаваться какой-либо конкретной выдержкой времени.

Дополнительно были выполнены расчеты на соответствие выключателей НЕСС-130L по условиям двухфазных КЗ. Была также дана оценка параметров восстанавливающегося напряжения при отключении токов КЗ, хотя такая проверка для элегазовых выключателей не является обязательной. В [12] подробно рассмотрены схемы определения переходного восстанавливающегося напряжения (ПВН) и построены расчетные кривые ПВН для всех генераторных выключателей ГЭС при коммутации ими токов КЗ и токов нагрузки. Показано,

что расчетные кривые ПВН полностью удовлетворяют требованиям ГОСТ 352565-2006.

По материалам и предложениям проекта, выполненного НПП «ЭКРА», был проведен экспертный анализ, по итогам которого на заседании НТО «ГидроОГК» 28.02.2007 г. свои замечания высказали главный инженер ЗАО «Электротехаппарат» П.А. Шейко, д.т.н., профессор СПГТУ Г.А. Евдокунин, к.т.н., главный специалист ООО «АББ – Электроинжиниринг» И.Л. Шлейфман.

Секция НТС постановила считать необходимым замену выключателей Чебоксарской ГЭС типа ВВГ-20 на элегазовые выключатели, а также целесообразным и экономически выгодным техническое решение, предусматривающее опережающее отключение соседнего генераторного выключателя и выключателей ОРУ и применение РЗ с измененным алгоритмом действия.

НПП «ЭКРА» было предложено после вариантной проработки провести расширенный анализ рынка производителей генераторных выключателей с требуемыми параметрами и с использованием нарабатанной базы такими организациями, как ОАО «Ленгидропроект ГидроОГК» (г. Санкт-Петербург) и ОАО «Инженерный центр ЕЭС-Институт Гидропроект» (г. Москва).

Позже был проведен экспертный анализ материалов отчета и предложений НПП «ЭКРА» по замене генераторных выключателей ГЭС, включавший расчеты параметров схем замещения энергоблоков ГЭС, примыкающей электросети и токов КЗ, а также методику математического моделирования расчетной схемы и методику выбора и проверки генераторных выключателей по условиям электродинамической и термической стойкости с учетом их ресурса в циклах «включено-отключено». Экспертиза осуществлялась на кафедре электрических станций МЭИ лауреатом Государственной премии, к.т.н., доцентом Ю.П. Кузнецовым. В экспертном заключении было отмечено: «Все представленные материалы подтверждают необходимость принятия решения по адаптивному (второму варианту) отключению трехфазного КЗ на генераторных шинах трансформаторных блоков 1Т÷4Т. Только с применением системы адаптивного отключения можно заменить выключатели ВВГ-20 на относительно недорогие элегазовые выключатели HECS-130L. Что касается НИР, выполненных НПП «ЭКРА» по рекомендации Минэнерго РФ, то они выполнены добротной, исключены ошибки, соблюдены стандарты, учтены «Рекомендации» (2003), решения обоснованы, математическое моделирование выполнено на достаточно высоком уровне. Пример расчета, выполненный в МЭИ в рамках экспертизы, подтверждает правильность методики моделирования, принятой к реализации НПП «ЭКРА».

### Выводы

В предложенном и успешно реализованном проекте замены генераторных выключателей типа ВВГ-20

Чебоксарской ГЭС было найдено целесообразное и экономически выгодное решение, предусматривающее установку элегазовых генераторных выключателей типа HECS-130L производства фирмы АВВ для блоков 1Т÷4Т (8 шт.) с применением адаптивной защиты (АЗ) по варианту АО №2, а для блока 5Т (1 шт.) – с отключением по нормальной схеме. Вариант АО №2 оказался во всех случаях предпочтительнее как с точки зрения затрат на приобретение оборудования, так и изменения логики действия защит, а также снижения электродинамического и электротермического воздействия на блочные трансформаторы. Время протекания тока при маловероятном трехфазном КЗ на зажимах пары генераторов блоков 1Т÷4Т от системы через трансформатор в схеме с АО №2 в три раза меньше в сравнении с АЗ АО №1. Для двухфазного КЗ на генераторной ошиновке применение АЗ не требуется. Отключения производятся по нормальной схеме. Для всех КЗ, когда действие АЗ по варианту АО №2 не требуется, операции отключения повреждения производятся по нормальной схеме отключения генераторных выключателей.

Особо должны быть отмечены огромные усилия и настойчивость по осуществлению данного проекта специалистами ОАО «ГидроОГК - Чебоксарская ГЭС», возглавляемого в то время ее директором В.Г. Дорофеевым.

### Литература:

1. Межгосударственный стандарт. ГОСТ 30323-95/ГОСТ Р 50254-92. Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчета электродинамического и термического действия тока короткого замыкания. Межгосударственный совет по стандартизации, метрологии и сертификации. Минск.
2. Правила устройства электроустановок [Текст]: Все действующие разделы ПУЭ-6 и ПУЭ-7. 7-й выпуск. – Новосибирск: Сиб. ун-в. изд-во, 2007. – 854 с.
3. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования. РД 153-34.0-20.527-98.
4. Положение о технической политике ОАО «ГИДРООГК». Федеральная гидроэнергетическая компания ГИДРООГК, 2006.
5. ГОСТ-687-78. Выключатели переменного тока (напряжение свыше 1000 В).
6. Шлейфман И.Л. Требования к мощным генераторным выключателям и методы испытаний / Шлейфман И.Л., Калядина Н.А., Чучукин Г.В. // Энергохозяйство за рубежом. – 1990. - №2. – С. 28-32.
7. Шейко П.А. Генераторные выключатели 6-24 кВ. Проблема выбора и применения // Новости электротехники. - 2006. - №2 (38). – С. 70-72.
8. Жуков В.В. Сопоставление существующих методов проверки коммутационных электрических аппаратов на термическую устойчивость. / Жуков В.В., Крючков И.П., Кузнецов Ю.П., Неклепаев Б.Н. // Электрические станции. – 1996. - №8 – С. 38-46.
9. Свидетельство №2010614487 РФ. Программа расчета тока трехфазного короткого замыкания в крупных электрических системах на основе интеграции методов диакоптики и двойной факторизации «DIAFAC»/ Н.М. Ермолаева, В.А. Щедрин; зарегистрировано в реестре программ для ЭВМ 08.07.2010.
10. Щедрин В.А. Электромагнитные переходные процессы в электрических системах. – Чебоксары: Изд-во Чуваш. ун-та, 2007. – 422 с.
11. Ульянов С.А. Электромагнитные переходные процессы в электрических системах. – М.: Энергия, 1964. – 704 с.
12. Козлов А.Н. Определение переходного восстанавливающегося напряжения при коммутациях генераторных выключателей ГЭС/Козлов А.Н., Щедрин В.А.// Региональная энергетика и электротехника: проблемы и решения: сб. науч. тр. Вып. V. Чебоксары: Изд-во Чуваш. ун-та, 2009. – с.117-138.
13. Вайнштейн Р.А. Защита от замыканий на землю в обмотке статора генераторов при различных первичных схемах / Вайнштейн Р.А., Юдин С.М., Доронин А.В., Наумов А.М. // Релейная защита и автоматизация. - 2012. - №1 (06). - С. 32-37.
14. Маруда И.Ф. Токковые защиты нулевой последовательности с избирательными органами зоны повреждения автотрансформаторов 220 кВ // Релейная защита и автоматизация. - 2016. - №2 (23). - С. 38-40.