РЕСПУБЛИКА КАЗАХСТАН
ТОО «АСТАНА-СЕНІМ»

«РЕКОНСТРУКЦИЯ ГПП 35/10 кВ»

ПС 35/10 кВ «Шетпе»

Книга 6

Релейная защита и автоматика
Расчеты уставок РЗА

2122-РЗА-РУ

Директор **Седешев М.Ю.**

Главный инженер проекта **Ержанов А.Н.**

г. Караганда

АННОТАЦИЯ

Технические решения, принятые в проекте, соответствуют требованиям экологических, санитарно-гигиенических, противопожарных и других норм, действующих на территории Республики Казахстан и обеспечивают безопасное для жизни и здоровья людей, функционирование установок и оборудования при соблюдении инструкций, правил эксплуатации и мероприятий, предусмотренных проектом.

Главный инженер проекта А. Ержанов

Проверил Н. Боляева

Разработал. Б. Миронов

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ 3

2. РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ ДЛЯ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ..... 1

3. ПОЯСНЕНИЯ К РАСЧЕТУ ДИФФЕРЕЦИАЛЬНОЙ ЗАЩИТЫ ТРАСНФОРМАТОРА 2

3.1 Условные обозначения 2

3.2 Порядок определения уставок 3

3.2.1 Коэффициент трансформации трансформаторов тока для стороны низшего напряжения 4

3.2.2 Коэффициент выравнивания стороны низшего напряжения 5

3.2.3 Коэффициент выравнивания стороны высшего напряжения 5

3.2.4 Уставку тока второй гармоники 6

3.2.5 Уставку тока пятой гармоники 6

3.2.6 Уставка начального тока срабатывания 6

3.2.7 Коэффициент распределения тока торможения 7

3.2.8 Коэффициент ограничения тока торможения 7

3.2.9 Ток срабатывания 2 ст. защиты 8

3.2.10 Ток небаланса I нб 9

3.2.11 Коэффициент торможения Кт 10

3.2.12 Коэффициент чувствительности 11

3.2.13 Дифференциальная отсечка 13

3.2.14 Чувствительность дифференциальной отсечки 14

3.2.15 Время срабатывания ступеней Тдо 15

3.2.16 Таблицы задания уставок 15

4. ОПИСАНИЕ ДИФФЕРЕНЦИАЛЬНОЙ ЗАЩИТЫ НА БАЗЕ УСТРОЙСТВА РС83-ДТ2 17

5. РАСЧЕТ УСТАВОК ДИФФЕРЕНЦИАЛЬНОЙ ЗАЩИТЫ 21

6. ЛОГИЧЕСКАЯ ЗАЩИТА ШИН 25

6.1 ЛЗШ 35 кВ 25

6.2 ЛЗШ 10 кВ 25

ПРИЛОЖЕНИЕ 1.....1

УСТАВКИ ДИФФЕРЕНЦИАЛЬНОЙ ЗАЩИТЫ ТРАНСФОРМАТОРОВ Т1 И Т2....1

ПРИЛОЖЕНИЕ 2.....2

УСТАВКИ ЭЛЕМЕНТОВ 35 КВ.....2

ПРИЛОЖЕНИЕ 3.....3

УСТАВКИ ЭЛЕМЕНТОВ 10 КВ.....3

ВВЕДЕНИЕ

В данном разделе проекта выполнен расчет ориентировочных уставок защит реконструируемой ПС 35/10 кВ «Шетпе». Место установки защит - ПС 35/10 кВ «Шетпе». Для защиты элементов подстанции применены устройства релейной защиты РС-83 фирмы «РЗА СИСТЕМЗ».

2. РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ ДЛЯ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ

Значення токов короткого замыкания для релейной защиты приняты согласно предоставленным исходным данным АО «МРЭК» и при реконструкции подстанции в рамках данного проекта не изменятся. Данные значения токов короткого замыкания в объеме, достаточном для выбора ориентировочных уставок релейной защиты и оценки их чувствительности.

Значения токов короткого замыкания:

Место КЗ	**3-х фазное в макс. режиме (А)**	**3-х фазное в мин. режиме (А)**	**2-х фазное в мин. режиме (А)**
ПС 35/10кВ «Шетпе»:			
шины 35кВ	586	579	498
шины 10кВ	1644	1624	1397

3. ПОЯСНЕНИЯ К РАСЧЕТУ ДИФФЕРЕЦИАЛЬНОЙ ЗАЩИТЫ ТРАСНФОРМАТОРА

Расчет уставок защит выполнен согласно «Методических указаний по выбору уставок дифференциальной защиты трансформаторов, реализуемой при помощи устройств РС83-ДТ2. РЗА СИСТЕМЗ».

3.1 Условные обозначения

$n_{тт\ н}$ – коэффициент трансформации трансформаторов тока стороны низшего напряжения силового трансформатора

$n_{тт\ в}$ – коэффициент трансформации трансформаторов тока стороны высшего напряжения силового трансформатора

Iмах н – максимальный рабочий ток стороны низшего напряжения

Uнн – номинальное напряжение стороны низшего напряжения трансформатора

Uср вн – номинальное напряжение в среднем положении РПН стороны высшего напряжения трансформатора

Квр н– коэффициент выравнивания стороны низшего напряжения

Квр в– коэффициент выравнивания стороны высшего напряжения

$I_{Д\ ОТС}$ – ток срабатывания 1ст защиты

$I_{дт0}$ – начальный ток срабатывания ток 2ст защиты $I_{т0}$ – начальный торможения 2ст защиты

$I_{н\ в}$ – первичный номинальный ток трансформатора (стороны высшего напряжения)

$I_{н\ н}$ – номинальный ток стороны низшего напряжения трансформатора

К – коэффициент распределения тока торможения между сторонами низшего и высшего напряжения

$I_{т\ огр}$ – уставка ограничения тока торможения 2ст защиты

$I_{к\ мах}$ – максимальный ток короткого замыкания в конце зоны защиты, приведенный к стороне низшего напряжения трансформатора

$I_{огр}$ – ток срабатывания 2ст защиты в точке ограничения торможения

$I_{нб}$ – ток небаланса

$I_{нб}'$ – составляющая небаланса, вызванная погрешностями трансформаторов тока

$I_{нб}''$ – составляющая небаланса, вызванная изменениями коэффициента

трансформации трансформатора при роботе РПН

$I_{нб}^{'''}$ – составляющая баланса, вызванная неточностью выравнивания выбранных коэффициентов трансформации трансформаторов тока

$К_{ап}$ – коэффициент учитывающий повышение погрешности трансформаторов тока за счет апериодической составляющей

$К_{одн}$ – коэффициент однотипности трансформаторов тока

ε – относительная погрешность трансформаторов тока

$\Delta U_{РПН}$ – половина диапазона регулирования РПН в относительных единицах

$К_{ч\ дзт}$ – коэффициент чувствительности 2 ст. дифференциальной защиты

$I_{т\ ч}$ – ток торможения, при котором определяется коэффициент чувствительности, ($I= I_{к\ min}$) при повреждении в зоне защиты (трансформаторы тока стороны низшего напряжения не обтекаются током КЗ)

$I_{р\ мах}$ – максимальный рабочий ток трансформатора (ток нагрузки), приведенный к стороне низшего напряжения

$I_{д\ ср\ ч}$ – ток срабатывания защиты в точке характеристики, в которой определяется коэффициент чувствительности

$К_т$ – уставка коэффициента торможения в относительных единицах

$I_{д\ отс}$ – уставка тока срабатывания дифференциальной отсечки (1ст)

$I_{д\ ср\ ч\ отс}$ – ток срабатывания дифференциальной отсечки в точке определения ее коэффициента чувствительности.

$К_{ч\ отс}$ – коэффициент чувствительности отсечки.

3.2 Порядок определения уставок

Приведенные методические указания ориентированы на выбор уставок дифференциальной защиты понижающего трансформатора, поэтому выражения первичная сторона – сторона высшего напряжения и вторичная сторона – сторона низшего напряжения следует рассматривать как эквиваленты (синонимы).

3.2.1 Коэффициент трансформации трансформаторов тока для стороны низшего напряжения

$n_{ТТ\ н}$(уставка – диапазон от 1 до 4000 с шагом 1) и высшего $n_{ТТ\ в}$(уставка – диапазон от 1 до 4000 с шагом 1) напряжения силового трансформатора, если они еще не выбраны и отсутствуют другие соображения (например ограничения относительно допустимого значения вторичного тока), принимаются минимально возможными в соответствие с выражением:

$$n_{ТТ\ н} \geq \frac{I_{МАХ\ н}}{I_{ном\ н}};$$

$$n_{ТТ\ в} \approx \frac{K^{(3)}_{сх}\, n_{ТТ\ н}\, U_{нн}}{U_{ср\ вн}}, \qquad (1)$$

где:

-Iмах н – максимально рабочий ток (первичное значение) стороны низшего напряжения, А;

-Iном н – номинальный вторичный ток трансформаторного тока стороны низшего напряжения (обычно 5 А);

-$K^{(3)}_{сх}$- коэффициент схемы соединения трансформаторов тока и реле (токовых входов устройства) на стороне ВН защищаемого трансформатора в трехфазном режиме;

-Uнн – номинальное напряжение стороны низшего напряжения трансформатора;

-Uср вн – номинальное напряжение в среднем положении РПН стороны высшего напряжения трансформатора.

-$n_{тт\ в}$– принимается ближайшим к расчетному по выражению 1 и проверяется на отсутствие перегрузки максимальным рабочим током в соответствии с выражением

$$n_{ТТ\ в} \geq \frac{K^{(3)}_{сх}\, I_{МАХ\ в}}{I_{ном\ в}}.$$

При соединении ТТ и токовых входов в звезду $K^{(3)}_{сх} = 1$. При соединении ТТ в треугольник, а токовых входов в звезду $K^{(3)}_{сх} = \sqrt{3}$. Последнее может быть использовано на стороне высшего напряжения трансформатора с группой соединений Y/Δ-11 при выполнении уставки по группе соединений 0.

В общем случае кроме коэффициента схемы на стороне высшего напряжения в расчетных формулах следовало бы учитывать коэффициент схемы на стороне низшего напряжения, однако в связи с тем, что в реальных случаях этот коэффициент всегда равен 1 (соединение ТТ и токовых входов в звезду), с целью упрощения выражений он опущен.

3.2.2 Коэффициент выравнивания стороны низшего напряжения

Квр н(уставка – диапазон от 0,25 до 4 с шагом 0,01) определяется в зависимости от принятого значения коэффициента трансформации трансформаторов тока;

$n_{ТТ\ н}$ в соответствии с выражением:

$$K_{вр\ н} = n_{ТТ\ н} \frac{I_{ном\ н}}{I_{max\ н}} . \qquad (2)$$

Выполнение уставки коэффициента выравнивания по выражению (2) эквивалентно приведению номинального тока стороны низшего напряжения трансформатора к значению Imax н.

3.2.3 Коэффициент выравнивания стороны высшего напряжения

Квр в(уставка – диапазон от 0,25 до 4 с шагом 0,01) при принятых значениях Квр н, $n_{ТТ\ н}$ и $n_{ТТ\ в}$ определяется в соответствии с выражением:

$$K_{вр\ в} = \frac{K_{вр\ н}}{K_{сх}^{(3)}} \frac{n_{ТТ\ в}}{n_{ТТ\ н}} \frac{U_{СР\ ВН}}{U_{НН}} \qquad (3)$$

Точный выбор уставки Квр вв соответствии с выражением (3) более важный чем уставки Квр нв соответствии с (2), поэтому в случае невозможности исполнения условий (3), например, за счет выхода за диапазон рассчитанного значения Квр в, принятое значение Квр н может быть соответственно отредактировано с последующим пересчетом значения Квр в.

Аналогично в случае получения согласно (2) значения Квр н, выходящего за его диапазон.

Изменения, его можно принять равным значению на границе диапазона с последующим точным расчетом Квр в соответствии с выражением (3).

Принятые значения коэффициентов выравнивания проверяются на допустимое отклонение от расчетных путем определения относительной погрешности вычисления

устройством дифференциального тока δIд, возникающей за счет неточности указанных принятых значений:

$$\delta Iд=\left(Квр\ в\ К_{сх}^{(3)}\frac{I_{нв}}{n_{тт\,в}} - Квр\ н\frac{I_{нн}}{n_{тт\,н}}\right)/ Квр\ в\ К_{сх}^{(3)}\frac{I_{нв}}{n_{тт\,в}} \qquad (4)$$

При правильном выборе коэффициентов выравнивания указанная относительная погрешность не должна превышать значение 0,01

3.2.4 Уставку тока второй гармоники

Уставку тока второй гармоники (по отношению к первой) для блокировки бросков тока намагничивания при включении ненагруженного трансформатора I2 бл (уставка – диапазон от 10% до 100% с шагом 1%) – рекомендуется принять12-15%. Типовое значение этой величины в некоторых зарубежных устройствах составляет 12 %.

3.2.5 Уставку тока пятой гармоники

Уставку тока пятой гармоники (по отношению к первой) для предотвращения излишнего срабатывания за счет повышенного тока намагничивания силового трансформатора от перевозбуждения (значительно повышенного по сравнению с номинальным первичного напряжения) I5 бл(уставка – диапазон от 10% до 100% с шагом 1%)

– рекомендуется принять10%.

3.2.6 Уставка начального тока срабатывания

Уставка начального тока срабатывания $I_{дт0}$ (2ст защиты, уставка – диапазон от 0,5А до 5А с шагом 0,01А) выбирается по условию отстройки от броска тока намагничивания. При наличии временно-импульсного принципа отстройки от апериодической составляющей (как в реле ДЗТ-21 или ЯРЭ 2201) или блокировки по второй гармонике как в нашем устройстве.

Указанную уставку рекомендуется принимать с коэффициентом 0,3 по отношения к первичному номинальному току трансформатора $I_{н\ в}$. При этом учитываются принятые значения коэффициента трансформации трансформаторов тока $n_{тт\ в}$ и

коэффициента выравнивания Квр в, отличие которого от 1 изменяет чувствительность. На рис.1. красной утолщенной линией показан участок начального тока срабатывания $I_{дт0}$.

$$I_{дт0} = 0{,}3\ Квр\ в\ К_{сх}^{(3)} \frac{I_{нв}}{n_{тт\ в}}, \qquad (5)$$

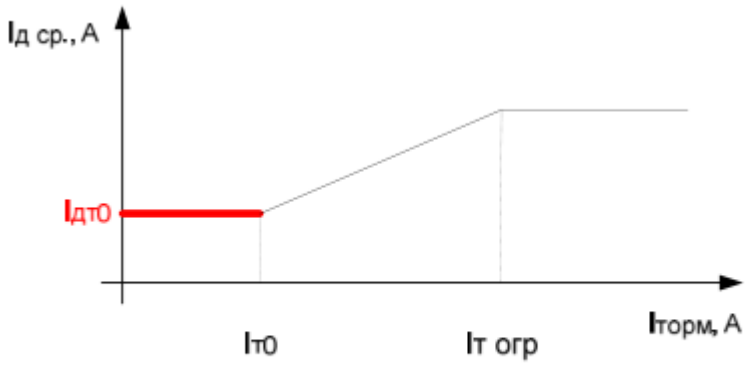


Рис.1.

3.2.7 Коэффициент распределения тока торможения

Коэффициент распределения тока торможения между сторонами низшего и высшего напряжения К (уставка – диапазон от 0 до 1 с шагом 0,1). Для трансформаторов с наличием питания только со стороны ВН рекомендуется принять равным К=1. Для трансформаторов с наличием питания со стороны ВН и НН рекомендуется принять равным К=0,5.

3.2.8 Коэффициент ограничения тока торможения

Уставка ограничения тока торможения $I_{т\ огр}$ (2ст защиты, уставка – диапазон от 10А до 80А с шагом 0,1А) выбирается в зависимости от максимального тока короткого замыкания в конце зоны защиты приведенного к стороне низшего напряжения трансформатора $I_{к\ max}$ с учетом коэффициентов трансформации трансформаторов тока $n_{тт\ н}$, $n_{тт\ в}$ и коэффициента распределения тока торможения между высшей и низшей сторонами К.

$$I_{т\ огр} = I_{к\ мах}\left(\frac{К}{n_{тт\ н}} + К^{(3)}_{сх}\frac{1-К}{n_{тт\ в}}\cdot\frac{U_{нн}}{U_{ср\ вн}}\right), \qquad (6)$$

При выборе рекомендованного значения К=1 выражение (6) упрощается:

$$I_{тогр} = \frac{I_{к\ мах}}{n_{тт\ н}}, \qquad (7)$$

На рис.2. красной утолщенной линией показан участок ограничения тока торможения, начинающийся со значения Iт огр.

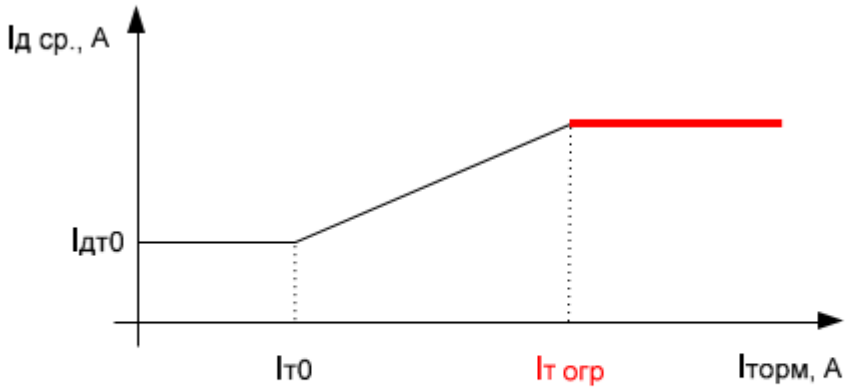


Рис.2.

3.2.9 Ток срабатывания 2 ст. защиты

Ток срабатывания 2ст защиты в точке ограничения тока торможения (рис.3) определяется с учетом отстройки от тока небаланса Iнб.

$$I_{огр} = \frac{К_н\ К_{выр\ н}\ I_{нб}}{n_{тт\ н}}, \qquad (8)$$

где $К_н$ – коэффициент надёжности отстройки, который учитывает погрешности защиты и необходимый запас надежности, $К_н$=1,2.

В этом выражении учитывается изменение чувствительности за счет выбора уставки Квр н, отличающейся от 1.

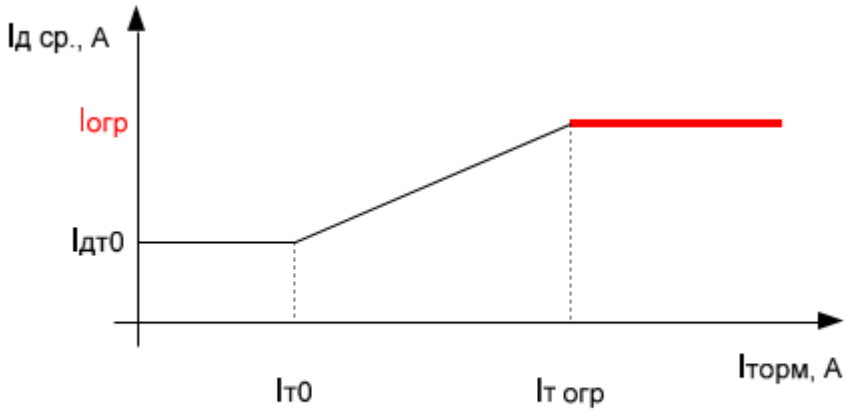


Рис.3.

3.2.10 Ток небаланса I нб

Ток небаланса $I_{нб}$ (приведенный к стороне низшего напряжения трансформатора) определяется тремя составляющими:

$$I_{НБ}= I_{нб}' + I_{нб}'' + I_{нб}''' \quad (9)$$

Составляющая небаланса $I_{нб}'$, вызванная погрешностями трансформаторов тока:

$$I_{нб}' = K_{ап} K_{одн} \; I_{к\,max} \quad (10)$$

где: $K_{ап}$ – коэффициент, который учитывает повышение погрешности за счет апериодической составляющей и переходного режима, при наличии средств отстройки от небаланса в переходном режиме (в нашем случае блокировка по второй гармонике) $K_{ап}=1$;

$K_{одн}$ – коэффициент однотипности трансформаторов тока. Для двух обмоточного понижающего трансформатора рекомендуется принять $K_{одн}=1$.

Для понижающего трансформатора с расщепленными обмотками рекомендуется принять $K_{одн}=0,5$;

ε– относительная погрешность трансформаторов тока , с учетом требования проверки

трансформаторов тока в режиме КЗ на 10% погрешность, принимается =0,1;

$I_{к\ мах}$ – максимальный ток КЗ

Составляющая небаланса $I_{нб}''$ вызванная изменениями коэффициента трансформации трансформатора при работе РПН:

$$I_{нб}'' = \Delta U_{РПН} I_{К мах}, \qquad (11)$$

где $\Delta U_{РПН}$ – половина диапазона регулирования РПН в относительных единицах.

Составляющая небаланса $I_{нб}'''$ вызванная неточностью выравнивания выбранных коэффициентов трансформации трансформаторов тока:

$$I_{нб}''' = \delta Iд\ I_{к\ мах}, \qquad (12)$$

При исполнении уставок $I_{вр\ в}$, $I_{вр\ н}$ такими, которые точно отвечают выражению (3), эта составляющая отсутствует. При полученном значении δIд по выражению (4) меньше 0,01, что обычно имеет место при расчетах по этой методике и реальной дискретности задания коэффициентов выравнивания, указанной составляющей можно пренебречь.

3.2.11 Коэффициент торможения Кт

Коэффициент торможения $К_Т$ (уставка – диапазон от 0 до 0,9 с шагом 0,01)

$$K_T = \frac{I_{ОГР} - I_{дт0}}{I_{Т\,ОГР} - I_{т0}}, \qquad (13)$$

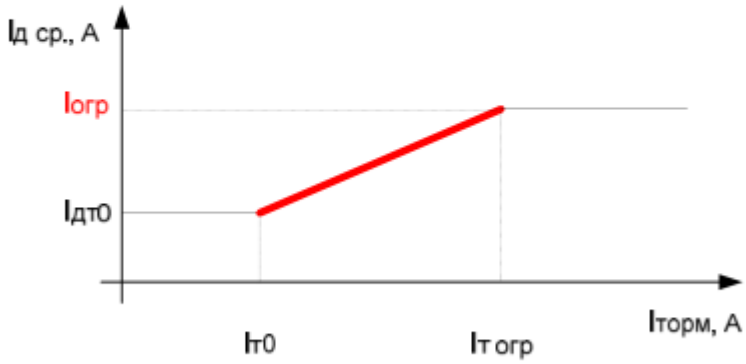


Рис.4.

На рис.4. красной утолщенной линией показан наклонный участок торможения.

3.2.12 Коэффициент чувствительности

Коэффициент чувствительности 2 ст. дифференциальной защиты $K_{ч\ дзт}$ определяется при минимальном токе короткого замыкания в конце зоны действия защиты – на шинах низшего напряжения трансформатора – $I_{кmin}$ (приведенного к стороне низшего напряжения трансформатора).

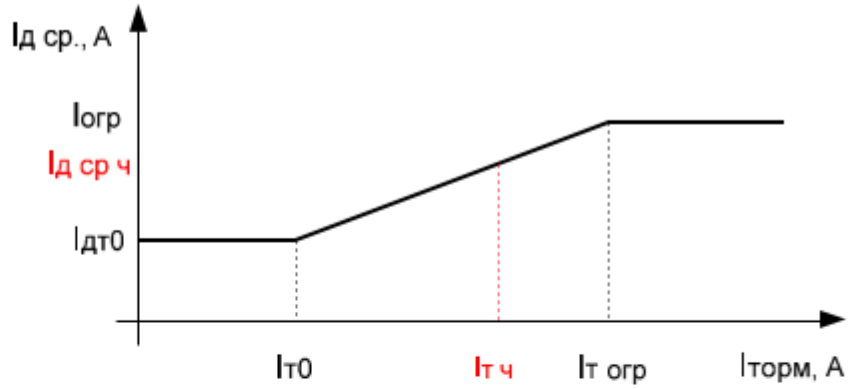


Рис.5.

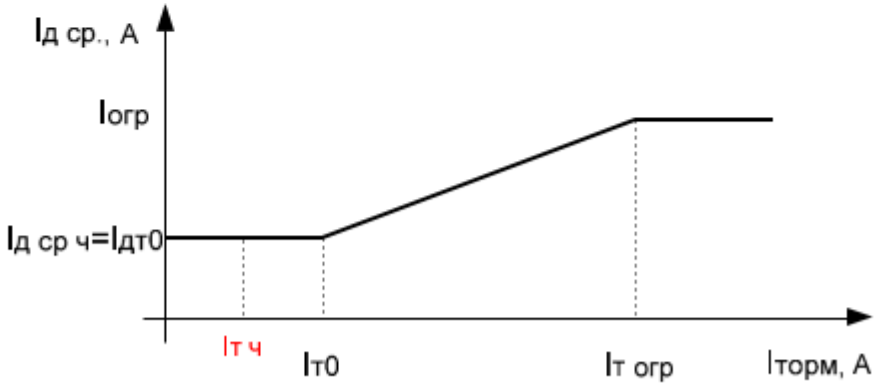


Рис.6.

На пересечении Iд ср ч и Iт ч (рис.5., рис.6.)показана точка, для которой определяется коэффициент чувствительности.

Ток торможения $I_{т\ ч}$, при котором определяется коэффициент чувствительности, (I= $I_{к\ min}$) при повреждении в зоне защиты (трансформаторы тока стороны низшего напряжения не обтекаются током КЗ)

$$I_{т\ ч} = I_{к\ min}\ K_{сх}^{(3)} \frac{1-к}{n_{тт\ в}} \cdot \frac{U_{нн}}{U_{ср\ вн}} + I_{р\ max} \frac{к}{n_{тт\ н}}, \qquad (14)$$

где $I_{р\ max}$ – максимально рабочий ток трансформатора (ток нагрузки), приведенный к стороне низшего напряжения. В случае исполнения торможения только током стороны низшего напряжения трансформатора (к=1)

$$I_{т\ ч} = \frac{I_{р\ max}}{n_{тт\ н}}.$$

Ток срабатывания защиты в точке характеристики, в которой определяется коэффициент чувствительности, рассчитывается в соответствии со следующим выражением:

$I_{д\ ср\ ч}=I_{дт0}+K_т(I_{т\ ч} - I_{т0})$, если $I_{т\ ч} \geq I_{т0}$ (рис.5),

где $I_{т0}$=4А,

иначе

$I_{д\ ср\ ч} = I_{дт0}$ (рис.6). (16)

Где $K_т$ – коэффициент торможения в относительный единицах,

Ток, на который реагирует защита в таком режиме,

$$I_{д\ ч} = I_{к\ min}\ K_{сх}^{(3)} \frac{U_{нн}}{U_{ср\ вн}} \cdot \frac{Кв\ вн}{n_{тт\ в}} \quad . \qquad (17)$$

Следует иметь в виду, что в выражении (17) $I_{к\ min}$ может иметь место не в трехфазном режиме, но коэффициент схемы всегда должен использоваться для трехфазного режима. Это связано с тем, что изменение коэффициента схемы при изменении вида КЗ компенсируется соответствующими изменениями условий трансформации токов КЗ в защищаемом трансформаторе с группой соединений, для которой выполняется соответствующее соединение трансформаторов тока.

Коэффициент чувствительности 2ст. защиты

$$K_{ч\ дзт} = \frac{I_{д\ ч}}{I_{д\ ср\ ч}} \ . \qquad (18)$$

3.2.13 Дифференциальная отсечка

Уставка тока срабатывания дифференциальной отсечки $I_{д\ отс}$ (1-я ст, уставка – диапазон от 5А до 60А с шагом 0,01А) выбирается по условию отстройки от полного

значения броска тока намагничивания. При этом ток срабатывания отсечки принимается равным 3-4 номинального тока трансформатора. Выбирая середину указанного диапазона (значение 3,5) аналогично выражению (5), уставка тока срабатывания дифференциальной отсечки

$$I_{д\,отс}=3{,}5 K_{в\,вн} K_{сх}^{(3)} \frac{I_{нв}}{n_{тт\,в}}. \qquad (19)$$

3.2.14 Чувствительность дифференциальной отсечки

Коэффициент чувствительности дифференциальной отсечки $K_{ч\,отс}$ определяется по ее току срабатывания в той же точке, что и $K_{ч\ дзт}$.

Если $I_{д\ отс} \geq I_{д\ ср\ ч}$, то

$$K_{ч\ отс}=\frac{I_{д\,ч}}{I_{д\,отс}} \quad \text{(рис.7)},$$

иначе (20)

$$K_{ч\ отс}= K_{ч\ дзт} \quad \text{(рис.8)},$$

Где $I_{д\ ч}$ - тот ток, который используется при определении коэффициента чувствительности $K_{ч\ дзт}$ и определяется в соответствии с выражением (17)

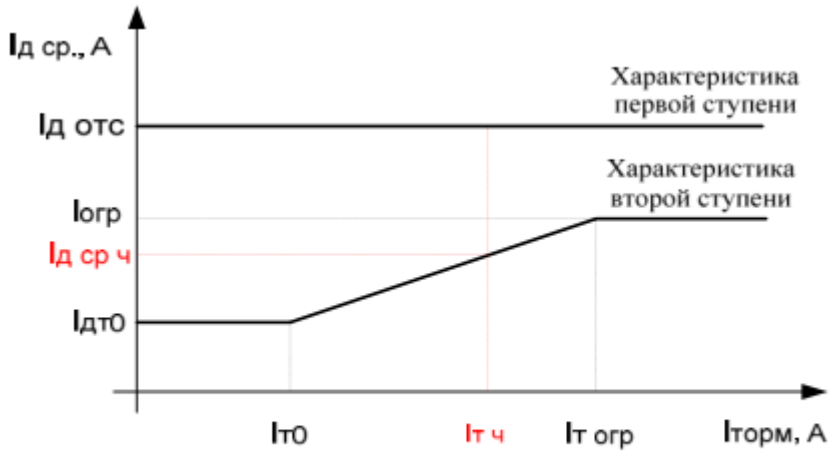


Рис.7.



Рис.8.

Следует отметить, что в отличие от распространенной точки зрения , что дифференциальная отсечка должна использоваться при коэффициенте чувствительности больше 2 (л.2), отсечку устройств ДТ2 целесообразно вводить в действие даже при коэффициенте чувствительности меньше единицы. Это объясняется тем, что в таком случае отсечка обеспечит охват более эффективной быстродействующей защитой хотя бы часть трансформатора, а затрат на ее применение никаких не нужно, поскольку она выполнена комплексно в составе другой защиты.

3.2.15 Время срабатывания ступеней Тдо

Время срабатывания ступеней $T_{ДО}$ (уставка – диапазон от 0 до 1сек с шагом 0,01сек) и $T_{ДТ}$ (уставка – диапазон от 0 до 1сек с шагом 0,01сек) дифференциальной защиты в случае использования РС83-ДТ2 как основной защиты рекомендуется ставить Т=0с. При использовании терминала РС83-ДТ2 для работы на сигнал можно вводить задержку по времени срабатывания.

3.2.16 Таблицы задания уставок

Таблицы задания уставок. Для упрощения процесса наладки рекомендуется по окончанию расчета все данные внести в таблицы, форма которых приведены ниже. В данных таблицах прописаны все уставки и параметры, которые относятся к дифференциальной защите. Параметры, которые в методике не рассчитываются в таблицах выделены жирным, эти параметры и уставки необходимо ввести такими как они показаны в таблице.

Таблица.1.- уставки в меню конфигурация

1	Коэффициент трансформации Ктт нн	
2	Коэффициент трансформации Ктт вн	
3	Группа трансформатора	
4	Коэффициент выравнивания Кв вн	
5	Коэффициент выравнивания Кв нн	

Таблица.2.- уставки в меню ДО(1-я ступень диф. защиты)

1	Работа ДО	Вкл
2	$I_{д\ отс}$, А	
3	Тдо, с	
4	Блок. по 2-й гармонике I_2	Откл
5	Уровень второй гармоники I_2	**12%**
6	Блок. по 5-й гармонике I_5	Откл
7	Уровень пятой гармоники I_5	**10%**

Таблица.3.- уставки в меню ДТ(2-я ступень диф. защиты)

1	Работа ДТ	Вкл
2	Iдт0, А	
3	Iт огр, А	
4	Тдо, с	
5	Кт	
6	К	
7	Блок. по 2-й гармонике I_2	Вкл
8	Уровень второй гармоники I_2	**12%**
9	Блок. по 5-й гармонике I_5	Вкл
10	Уровень пятой гармоники I_5	**10%**

4. ОПИСАНИЕ ДИФФЕРЕНЦИАЛЬНОЙ ЗАЩИТЫ НА БАЗЕ УСТРОЙСТВА РС83-ДТ2

Трехфазная по действующим значениям первых гармоник дифференциальных токов, двухступенчатая. В устройстве есть две ступени защиты дифференциальная отсечка (ДО) и дифференциальная защита с торможением (ДТ).

Каждая из двух ступеней ДТЗ(диф. защиты) работает с учетом коэффициента возврата 0,95.

Для всех ступеней диф защиты возможен выбор режима с блокировкой от броска намагничивающего тока (БНТ). При включенном режиме «Блокировка от БНТ» ступень будет срабатывать только в том случае, если измеренное значение второй гармонической составляющей дифференциального тока не превышает уставку в % от первой гармонической составляющей дифференциального тока.

Для всех ступеней диф защиты возможен выбор режима с блокировкой от перевозбуждения. При включенном режиме «Блокировка от перевозбуждения» ступень будет срабатывать только в том случае, если измеренное значение пятой гармонической составляющей дифференциального тока не превышает уставку в % от первой гармонической составляющей дифференциального тока. Для дифференциальной защиты введена функция

«Группа соединения трансформатора». Что позволяет собирать схему соединений вторичных цепей измерительных трансформаторов тока со стороны НН и со стороны ВН в звезду не зависимо от группы соединения трансформатора.

При работе любой из четырех ступеней на реле KL1, включается реле аварийного отключения KL5. Отключается реле по факту квитировании или по появлению перехода дискретного входа DI 1 из состояния логического нуля в состояние логической единицы.

Дифференциальный ток определяется как геометрическая (с учетом фазы) сумма первых гармоник токов, одноименных фаз двух комплектов трансформаторов тока для определения дифференциального тока срабатывания по каждой из трех фаз. Устройство работает с любой из групп соединения обмоток силового трансформатора, при этом фазовый сдвиг токов стороны НН по отношению ВН компенсируется согласно заданной уставке

«Группа соединения трансформатора» - от 0 до 11 с шагом 1. Вторичные обмотки трансформаторов тока всегда собираются в звезду.

Диф. ток. определяется для каждой из трех фаз А,В и С как:

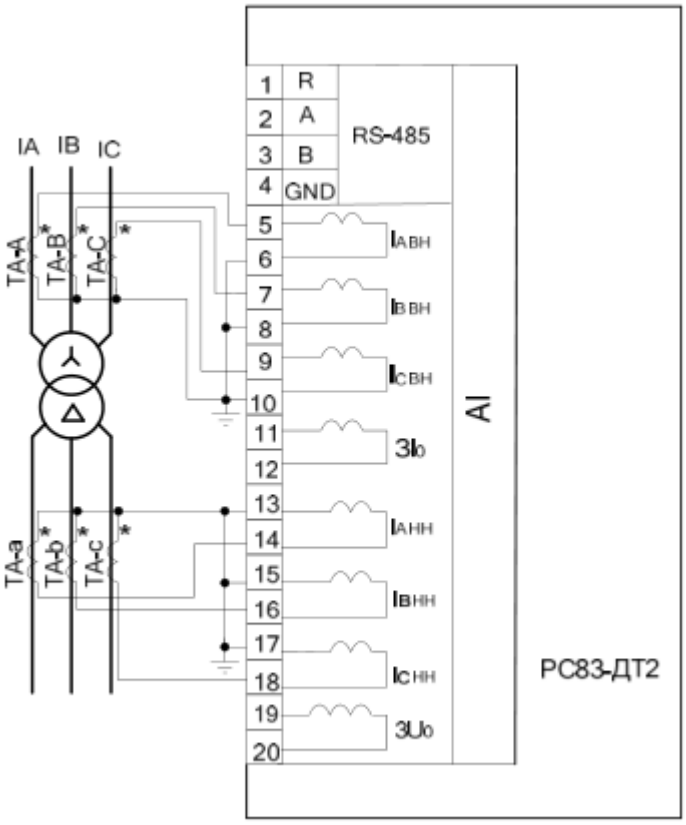
$$I_{Д} = I_{ВН}\, K_{В\,ВН} - I_{НН}\, K_{В\,НН}$$

где $I_д$ – определяемый дифференциальный ток;

$I_{ВН}$ – ток в реле со стороны ВН в ортогональных составляющих для первой гармоники;

$I_{НН}$ – ток в реле со стороны НН в ортогональных составляющих для первой гармоники;

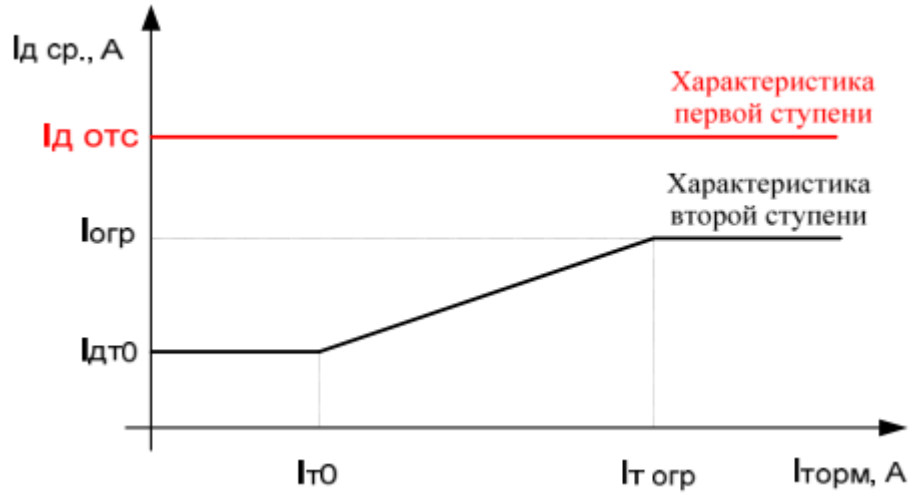
$K_{В\ ВН}$, $K_{В\ НН}$ – коэффициенты выравнивания со стороны ВН и НН соответственно, которые изменяются от 0,25 до 4 с шагом 0,01. При этом следует считать, что векторы токов стороны высшего напряжения направлены в сторону защищаемого трансформатора, а стороны низшего напряжения – от трансформатора.



Пример схемы подключения трансформатора со схемой соединения Y/Δ-11 к измерительным трансформаторам тока РС83-ДТ2 с уставкой по группе трансформатора «11»

Первая ступень (дифференциальная отсечка) имеет независимую характеристику с током срабатывания Iд отс. Это справедливо всегда, когда уставка Iд отс больше тока

ограничения $I_{огр}$ второй ступени



Ток срабатывания второй ступени определяется соответствующими уставками и зависит от тока торможения.

Ток торможения $I_{торм}$ определяется током стороны низшего напряжения $I_{нн}$ и током стороны высшего напряжения $I_{вн}$ с учетом коэффициента распределения между ними k в соответствии с выражением:

$$I_{торм} = k\ I_{нн} + (1 - k)\ I_{вн}$$

Коэффициент распределения тока торможения между стороной низшего напряжения и стороной высшего напряжения К задается уставкой. Для понижающего трансформатора можно принимать К=1 (торможение со стороны вторичной обмотки, повышающее чувствительность при КЗ в зоне срабатывания).

Тормозная характеристика дифференциальной защиты (вторая ступень) состоит из трех линейных участков:

- начальный горизонтальный участок с током срабатывания дифференциальной защиты $I_{дт0}$ длиной до начального тока торможения $I_{т0}$;
- наклонный участок – от начального тока торможения $I_{т0}$ до тока ограничения торможения $I_{т\ огр}$ – с током срабатывания, определяемым по формуле:

$$I_{д\ ср} = I_{дт0} + k_т(I_{торм} - I_{т0}),$$

- конечный горизонтальный участок с током срабатывания дифференциальной защиты $I_{огр}$ - от тока ограничения торможения $I_{т\ огр}$.

Начальный ток срабатывания дифференциальной защиты $I_{д0}$ задается уставкой.

Начальный ток торможения $I_{т0}$ равен 0,8 от номинального тока и при номинальном токе 5 А составляет 4А.

Ток срабатывания дифференциальной отсечки принимается как большее из двух значений – уставки дифференциальной отсечки Iд отс и тока срабатывания второй ступени дифференциальной защиты. Вариант характеристики, при котором второе значение оказывается, преобладающим при некоторых значениях тока торможения приведен на рис. 2.



Рис. 10. Тормозные характеристики ступеней дифференциальной защиты при уставке отсечки

Iд отс меньше тока ограничения $I_{огр.}$

Собственное время срабатывания дифференциальной отсечки при токе, равном двукратной уставке тока срабатывания, не превышает 50 мс

5. РАСЧЕТ УСТАВОК ДИФФЕРЕНЦИАЛЬНОЙ ЗАЩИТЫ

Исходные данные:		
Наименование величины	Условное обозначение (ед. измер.)	Числовое значение
Тип трансформатора		ТДНС-10000/35-У1
Номинальная мощность	S (МВА)	10
Номинальное напряжение стороны ВН	Uном.вн. (кВ)	36,75
Номинальное напряжение стороны НН	Uном.нн. (кВ)	10,5
Схема соединения и группа соединения	Y/Δ	11
Напряжения короткого замыкания	Uk (%)	7,87
Номинальный ток ВН	Iном. (А)	157,1
Номинальный ток НН	Iном. (А)	550
Максимальный трехфазный ток КЗ на стороне ВН	I^3кз.макс.вн (А)	586
Минимальный двухфазный ток КЗ на стороне ВН	I^2кз.мин.вн (А)	498
Максимальный трехфазный ток КЗ на стороне НН	I^3кз.макс.нн (А)	1644
Минимальный двухфазный ток КЗ на стороне НН	I^2кз.мин.нн (А)	1397

Расчет при схеме соединений трансформаторов тока и токовых входов устройств в звезду с уставкой по группе соединений трансформатора 11 ($К^3сх=1$)

(С целью упрощения выкладок значения **$К^3сх=1$** в расчетных выражениях опущены)

1) Выбор коэффициентов трансформации трансформаторов тока:
   nтт. н≥I мах н/Iном.н=385/5=77, принимаем 600/5=120;
   nтт. в= n тт н*(U ном н/ U ср вн)=120 (10,5/36,75)=34, принимаем 300/5=60.

2) Коэффициент выравнивания стороны низшего напряжения:

   Квр.н=n тт н*(I ном н/ Iмах н)=120 (5/385)=1,56

3) Коэффициент выравнивания стороны высшего напряжения:

   Квр.в= Квр.н (n тт в/ n тт н) *(U ср. вн/ U нн)=1,56(60/120)*(36,75/10,5)=1,56*0,5*3,5=2,73.

4) Принятые значения коэффициентов выравнивания проверяются на допустимое отклонение от расчетных:

$$\delta I_д = (К\ Вр\ в\frac{I_{нв}}{n\ тт\ в} - К\ Вр\ н\frac{I_{нн}}{n\ тт\ н})/Квр\ в\frac{I_{нв}}{n\ тт\ в} =$$

$$(2{,}73\frac{157{,}1}{60} - 1{,}56\frac{550}{120})/2{,}73\frac{157{,}1}{60} = 0 < 0{,}01.$$

5) Уставка начального тока срабатывания Iд0 (2 ст защиты):

$$\text{Iд0} = 0{,}3\ \text{К Вр в}\frac{I_{\text{нв}}}{n_{\text{тт в}}} = 0{,}3 * \ 2{,}73\frac{157{,}1}{60} = 2{,}14\text{А}$$

6) Уставка ограничения тока торможения I т огр. (2 ст защиты):

Принимаем коэффициент распределения тока торможения между сторонами низшего и высшего напряжения К=1. Тогда I т огр.

$$\text{I т огр.} = \frac{I_{\text{к мах}}}{n_{\text{тт н}}} = \frac{1644}{120} = 13{,}7\ \text{А.}$$

7) Ток небаланса $I_{нб}$ (приведенный к стороне низшего напряжения трансформатора) определяется тремя составляющими:

$I_{НБ} = I_{нб}' + I_{нб}'' + I_{нб}'''$

7.1) Составляющая небаланса $I_{нб}'$, вызванная погрешностями трансформаторов тока:

$$I_{нб}' = К_{ап} К_{одн} I_{к\ мах} = 1 \cdot 1 \cdot 0{,}1 \cdot 1644 = 164А$$

где: $К_{ап}=1$; $К_{одн}=1$; $\varepsilon=10\%$.

7.2) Составляющая небаланса $I_{нб}''$ вызванная изменениями коэффициента трансформации трансформатора при работе РПН:

$$I_{нб}'' = \Delta U_{РПН} I_{к\ мах} = 0{,}09 \cdot 1644 = 148А.$$

7.3) Составляющая небаланса $I_{нб}'''$ вызванная неточностью выравнивания выбранных коэффициентов трансформации трансформаторов тока:

$$I_{нб}''' = \delta Iд\ I_{к\ мах}$$

При полученном значении δIд=0,003 указанной составляющей можно пренебречь.

7.4) Ток небаланса $I_{нб}$:

$I_{НБ}= I_{нб}' + I_{нб}'' + I_{нб}''' = 164+148 = 312А$

8) Ток срабатывания 2ст защиты в точке ограничения тока торможения (рис.3) определяется с учетом отстройки от тока небаланса $I_{нб}$.

$$I\ огр. = \frac{К\ н\ Квыр\ н\ I\ нб}{n\ тт\ н} = \frac{1{,}2 * 1{,}56 * 312}{120} = 4{,}87\ А.$$

где $К_н$ – коэффициент надёжности отстройки, который учитывает погрешности защиты и необходимый запас надежности, $К_н$=1,2.

9) Уставка коэффициента торможения

$$Кт\ = \frac{I\ огр - I\ дт0}{I\ т\ огр - Iт0} = \frac{4{,}87 - 2{,}14}{13{,}7 - 4} = \frac{2{,}73}{9{,}7} = 0{,}28\ А, принимаем\ 0{,}3$$

10) Коэффициент чувствительности 2 ст. дифференциальной защиты $К_{ч\ дзт}$ определяется при минимальном токе короткого замыкания в конце зоны действия защиты – на шинах низшего напряжения трансформатора – $I_{к\,min}$ (приведенного к стороне низшего напряжения трансформатора).

10.1) Ток торможения $I_{Т\ ч}$, при котором определяется коэффициент чувствительности, (I= Iк min) при повреждении в зоне защиты (трансформаторы тока стороны низшего напряжения не обтекаются током КЗ).

В нашем случае т.к. значение коэффициента распределения тока торможения между сторонами нн и вн принято к=1, торможение идет только по току стороны низшего напряжения трансформатора.

$$I\ т\ ч\ = \frac{I\ р\ мах}{n\ тт\ н} = \frac{385}{120} = 3{,}2$$

10.2) Ток срабатывания защиты в точке характеристики, в которой определяется коэффициент чувствительности, рассчитывается в соответствии со следующим выражением:

$$I_{д\ ср\ ч}=I_{дт0}+К_т(I_{т\ ч} - I_{т0})=2{,}14+0{,}3(3{,}2-4)=1{,}9.$$

а. Ток, на который реагирует защита в таком режиме,

$$\text{I д ч} = I\ k\min * \frac{U\ \text{нн}}{U\ \text{ср вн}} * \frac{\text{К вр в}}{n\ \text{тт в}} = 1397 * \frac{10,5}{36,75} * \frac{2,73}{60} = 18,2$$

b. Коэффициент чувствительности 2 ст. защиты

$$\text{К ч дзт} = \frac{I\ \text{д ч}}{I\ \text{д ср ч}} = \frac{18,2}{1,9} = 9,58$$

11) Уставка тока срабатывания дифференциальной отсечки (1 ст)

$$\text{I д отс} = 3,5 * \text{К вр в} * \text{К сх} * \frac{I\ \text{нв}}{n\ \text{тт в}} = 3,5 * 2,73 * 1 * \frac{157,1}{60} = 25$$

6. ЛОГИЧЕСКАЯ ЗАЩИТА ШИН

Логическая защита шин (ЛЗШ) является эффективным средством повышения быстродействия всего комплекса защит на сосредоточенных объектах, где можно организовать непосредственные физические связи между терминалами предыдущих и последующих защит с использованием контактов выходных реле и дискретных входов. Общий принцип реализации

ЛЗШ состоит в организации блокировок быстродействующих ступеней (отсечек) последующих защит (питающих шины присоединений) сигналами пуска всех действующих на отключение ступеней предыдущих защит (питаемых от шин присоединений).

При этом отпадает необходимость в ступени селективности по времени между предыдущими защитами и блокируемыми ступенями последующих, а селективная защита шин может осуществляться отсечками с практически нулевыми выдержками. Кроме того, указанные отсечки для обеспечения селективности не требуют отстройки от токов КЗ в начале зоны действия предыдущих защит т.к. блокируются их пусковыми органами.

6.1 ЛЗШ 35 кВ

Для ЛЗШ используются отсечки ввода и секционного выключателя 35 кВ, которые блокируются защитами отходящих линий.

Ток срабатывания ЛЗШ (отсечки) выбирается по условию обеспечения коэффициента чувствительности не менее 1,2 при коротких замыканиях на шинах 35 кВ.

Ток срабатывания Iс.з=Iкз.мин/Кч=498/1,2=415 А

Уставка, которую необходимо выставить на реле

Ввод-35кВ (Шетпе 1, 2) Iс.з=415/150=2,767 установить 2,7
Iс.з=2,7*150=405 А

СВ-35 кВ Iс.з=415/300=1,38 установить 1,3
Iс.з=1,3*300=390 А

6.2 ЛЗШ 10 кВ

Для защиты шин 10 кВ предусматривается логическая защита шин (ЛЗШ).

Для ЛЗШ используются отсечки ввода и секционного выключателя 10 кВ, которые блокируются защитами отходящих линий.

Ток срабатывания ЛЗШ (отсечки) выбирается по условию обеспечения коэффициента чувствительности не менее 1,2 при коротких замыканиях на шинах 10 кВ.

Ток срабатывания Iс.з=Iкз.мин/Кч=1397/1,2=1164 А

Уставка, которую необходимо выставить на реле

Ввод-10кВ (Т1 и Т2) Iс.з=1164/600=1,94 установить 1,9
Iс.з=1,9*600=1140 А

СВ-10 кВ Iс.з=1164/600=1,94 установить 1,9
Iс.з=1,9*600=1140 А

ПРИЛОЖЕНИЕ 1

УСТАВКИ ДИФФЕРЕНЦИАЛЬНОЙ ЗАЩИТЫ ТРАНСФОРМАТОРОВ Т1 И Т2

Уставки в меню конфигурация

1	Коэффициент трансформации Ктт нн	120
2	Коэффициент трансформации Ктт вн	60
3	Группа трансформатора	11
4	Коэффициент выравнивания Кв вн	2,73
5	Коэффициент выравнивания Кв нн	1,56

Уставки в меню ДО(1-я ступень диф. защиты)

1	Работа ДО	Вкл
2	$I_{Д ОТС}$, А	25
3	Тдо, с	0
4	Блок. по 2-й гармонике I_2	Откл
5	Уровень второй гармоники I_2	**12%**
6	Блок. по 5-й гармонике I_5	Откл
7	Уровень пятой гармоники I_5	**10%**

Уставки в меню ДТ(2-я ступень диф. защиты)

1	Работа ДТ	Вкл
2	Iдт0, А	2,14
3	Iт огр, А	13,7
4	Тдо, с	0
5	Кт	0,3
6	К	1
7	Блок. по 2-й гармонике I_2	Вкл
8	Уровень второй гармоники I_2	**12%**
9	Блок. по 5-й гармонике I_5	Вкл
10	Уровень пятой гармоники I_5	**10%**
11	МТЗ ВН	215, 4 А (перв.); 215,5/60=3,59 А (втор.)
12	Время срабатывания МТЗ стороны ВН	0,9 сек. на отключение выключателя ввода 10 кВ.
13	Защита от перегруза стороны ВН	128,4А (перв.); 128,4/60=2,14 А (втор.)
14	Время срабатывания перегруза стороны ВН	9 сек. на сигнал

ПРИЛОЖЕНИЕ 2

УСТАВКИ ЭЛЕМЕНТОВ 35 КВ

Уставки ступенчатых защит элементов ОРУ-35 кВ приняты существующие (с незначительной корректировкой для занесения в реле), так как в рамках данного проекта при реконструкции ПС значения токов короткого замыкания и нагрузки потребителей остаются без изменений. В дополнении к существующим уставкам элементов ОРУ-35 кВ, произведен расчет логической защиты шин. Также для выставления уставок защит на терминалах фирмы «РЗА СИСТЕМЗ» проектом предусмотрены обучающие курсы персонала эксплуатирующей организации (см. примечания на чертеже № 2122-ЭЗ-1 «Опросный лист на заказ распределительного устройства РУ-10 кВ»).

Наименование защиты	Значение уставки (Первичная величина)	Время срабатывания
Ввод-35 кВ (Л-Шетпе 1,2). Ктт=150/5		
ЛЗШ	405 А	
МТЗ	300 А	1,7 сек.
СВ-35 кВ. Ктт=300/5		
ЛЗШ	390 А	
МТЗ	270 А	1,5 сек.
Л-Кызыл-Туран. Ктт=150/5		
МТО	300 А	
МТЗ	198 А	1,3 сек.
Л-Жармыш. Ктт=150/5		
МТО	290 А	
МТЗ	198 А	1,3 сек.
Трансформаторы Т1 и Т2. Ктт=300/5		
МТЗ	215,4 А	1,3 сек.

ПРИЛОЖЕНИЕ 3

УСТАВКИ ЭЛЕМЕНТОВ 10 КВ

Уставки ступенчатых защит элементов ЗРУ-10 кВ приняты существующие (с незначительной корректировкой для занесения в реле), так как в рамках данного проекта при реконструкции ПС значения токов короткого замыкания и нагрузки потребителей остаются без изменений. В дополнении к существующим уставкам элементов ЗРУ-10 кВ, произведен расчет логической защиты шин. Также для выставления уставок защит на терминалах фирмы «РЗА СИСТЕМЗ» проектом предусмотрены обучающие курсы персонала эксплуатирующей организации (см. примечания на чертеже № 2122-ЭЗ-1 «Опросный лист на заказ распределительного устройства РУ-10 кВ»).

Наименование защиты	Значение уставки (Первичная величина)	Время срабатывания
Ввод-10 кВ (Т-1 и Т2). Ктт=600/5		
ЛЗШ	1140 А	
МТЗ	Iс.з≥1,1*558=613,8А Принято Iс.з=624 А	0,9 сек.
СВ-10 кВ. Ктт=600/5		
ЛЗШ	1140 А	
МТЗ	558 А	0,7 сек.