

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ АВТОНОМНОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ
УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
«СЕВЕРО-КАВКАЗСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Методические указания

по выполнению лабораторных работ
по дисциплине «Применение технологий SmartGrid в электроэнергетике»
для студентов направления подготовки специальности 13.03.02
Электроэнергетика и электротехника

Оглавление

Введение

Задача 1. Автоматика пуска и включения на параллельную работу синхронных генераторов.

Динамическое воздействие и критерии их допустимости при включении синхронных машин с нормальным возбуждением

Задача 2 Автоматическое регулирование частоты вращения и активной мощности синхронных генераторов

Расчет компаундирования синхронного генератора при нормальном режиме его работы.

Занятие 3 Автоматическое регулирования напряжения и реактивной мощности синхронных генераторов.

Управление напряжением и реактивной мощностью электрической станции с генераторами, снабженными АРВ

Занятие 4. Автоматическое регулирование напряжения и реактивной мощности в электрических сетях.

Моделирование устройств регулирования Ктр (РПН, ПБВ, ВДТ)

Занятие 5. Автоматизированное управление режимами работы электрических станций и электроэнергетических систем

Расчет автоматического включения резервного питания секции собственного расхода электрических станций через реактор. Учет самозапуска двигателей и выбор уставки токовой защиты цепи питания

Занятие 6. Противоаварийная автоматика защитных отключений, повторных и резервных включений.

1. Моделирование работы АПВ линии в программе RUSTab

Занятие 7. Противоаварийная автоматика защитных отключений, повторных и резервных включений.

2. Расчет автоматического включения резервного трансформатора

Расчет параметров настройки реле устройства АВР и релейной защиты резервного трансформатора

Занятие 8. Автоматика предотвращения нарушения устойчивости

АПНУ

Занятие 9. Автоматика асинхронного режим

Автоматика асинхронного режим. АЛАР

Занятие 10. Автоматическое предотвращение недопустимых изменений режимов параметров 1

Расчет мощности автоматической разгрузки энергосистемы по частоте

Занятие 11. Автоматическое предотвращение недопустимых изменений режимов параметров 2

АЧР I, II, ЧАПВ в программе RUSTab

Занятие 12. Микропроцессорная интегрированная противоаварийная автоматика

Функция автоматики ограничения перегрузки оборудования по току

Список использованной литературы

Введение

Основная задача высшего образования заключается в формировании творческой личности специалиста, способного к саморазвитию, самообразованию, инновационной деятельности. Решение этой задачи вряд ли возможно только путем передачи знаний в готовом виде от преподавателя к студенту. Для решения этой задачи в учебные планы всех специальностей включена самостоятельная работа, составляющая 50% учебного времени студента.

В связи с этим, студенту из пассивного потребителя знаний необходимо превратиться в активного их творца, умеющего сформулировать проблему, проанализировать пути ее решения, найти оптимальный результат и доказать его правильность. Происходящая в настоящее время реформа высшего образования связана по своей сути с переходом парадигмы обучения к парадигме образования. В этом плане следует признать, что самостоятельная работа студентов является не просто важной формой образовательного процесса, а должна стать его основой. Это предполагает ориентацию на активные методы овладения знаниями, развитие творческих способностей студентов, переход от поточного к индивидуализированному обучению с учетом потребностей и возможностей личности.

1. Автоматика пуска и включения на параллельную работу синхронных генераторов.

Динамическое воздействие и критерии их допустимости при включении синхронных машин с нормальным возбуждением

На рисунке 1.1, а – в показаны соответственно принципиальная схема, векторная диаграмма и схема замещения для включения турбогенератора системы $E_G \approx E_{\Sigma} \approx E_0 = E$ с углом $\delta = \delta_{\text{вкл}}$ при равенстве ЭДС генератора и напряжения

В момент включения цепь генератор – система оказывается под напряжением

$$\Delta U = 2E_{\Sigma} i \frac{\delta_{\text{вкл}}}{2}, \quad (1.1)$$

Вызывающим ток включения, начальное значение периодической составляющей которого в относительных единицах

$$I''_{\text{вкл}} = \frac{2E_{\Sigma} i \frac{\delta_{\text{вкл}}}{2}}{x''_d + x_{\text{вш}}}, \quad (1.2)$$

Где x''_d и $x_{\text{вш}}$ – сверхпереходное сопротивление генератора и приведенное к мощности генератора сопротивление системы соответственно;

$\delta_{\text{вкл}}$ – электрический угол включения.

Ток включения создает внезапные толчки активной мощности и равного ей (в относительных единицах) электромагнитного момента на валу машины.

Из векторной диаграммы рисунок 1.1 б, видно, что начальная периодическая составляющая тока включения $I''_{\text{вкл}}$ создает внезапный наброс активной мощности и момента на валу генератора, равный в относительных единицах:

$$P = \frac{E^2}{x} \sin \delta_{\text{вкл}} = \frac{E^2}{x} \sin \delta_{\text{вкл}} \quad (1.3)$$

Этот электромагнитный момент M , зависящий от угла включения и сопротивления системы, является начальной принужденной составляющей суммарного момента при включении, тормозящей или ускоряющей генератор в зависимости от знака угла включения. Механический эффект равных по значению моментов разного знака одинаков, и в дальнейшем знак угла не рассматривается.

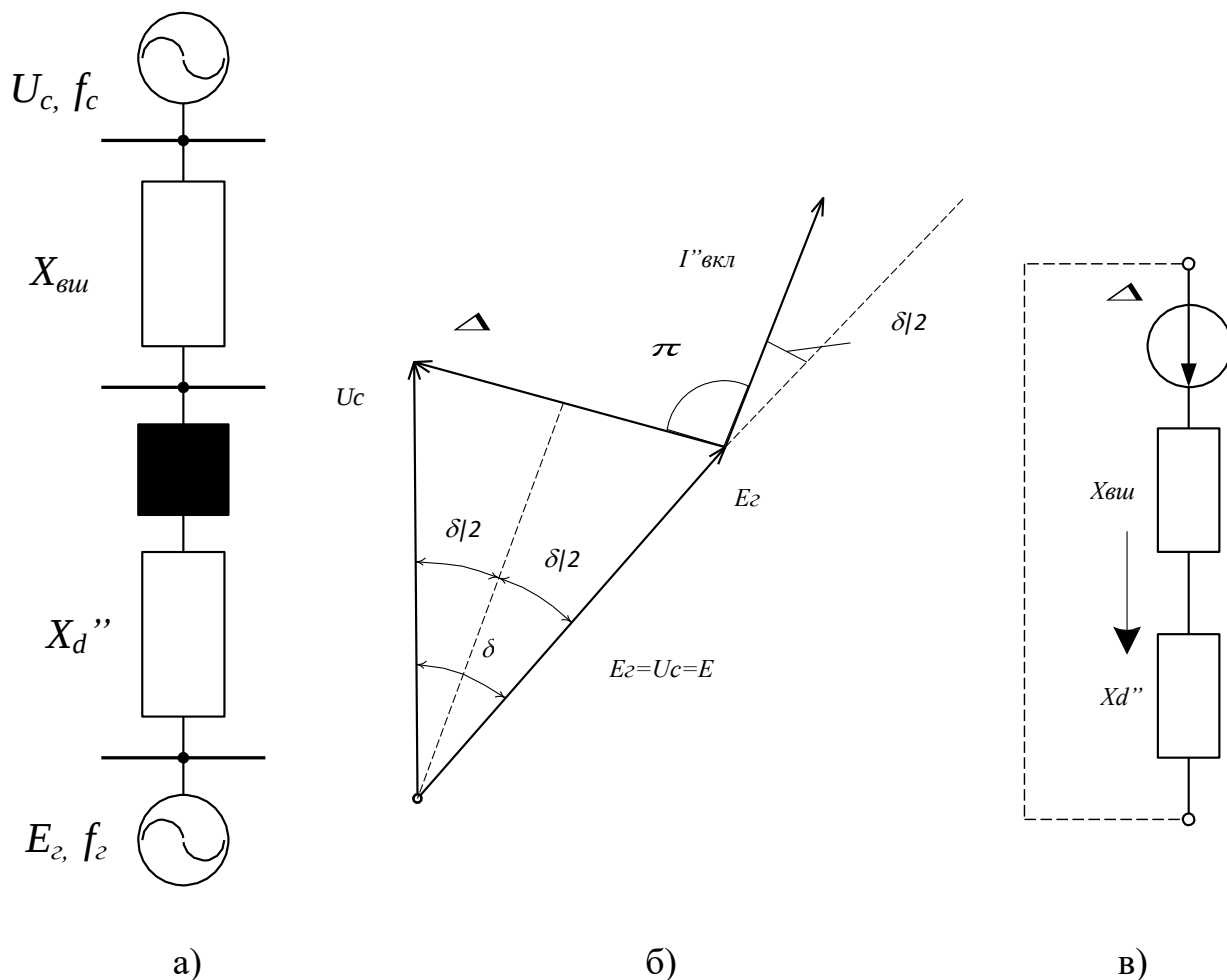


Рисунок 1 – К включению генератора с углом δ . Выключатель в положении «отключено» зачернен.

Возникающие в момент включения апериодические свободные токи в фазах обмотки статора (свободные токи контуров ротора, оказывающие меньшее влияние для простоты, не учитываются), равные и противоположные по знаку начальным значениям периодических токов,

создают неподвижное в пространстве магнитное поле статора. Взаимодействие с ним магнитного поля вращающегося ротора создает свободную составляющую электромагнитного момента $M_{св}$, меняющуюся по закону косинуса с частотой генератора и затухающую по мере затухания свободных токов. При неучете этого затухания и скольжения, играющего при обычных небольших значениях незначительную роль, свободный момент описывается выражением:

$$M_{св} = - \frac{2E^2 i}{x''_d + x_{вш}} \sin(\omega_r t - \frac{\delta_{вкл}}{2}) \quad (1.4)$$

Результирующий относительный момент $M_{вкл}$, равный сумме M и $M_{св}$, может быть представлен после преобразований выражением

$$M_{вкл} = \frac{E^2 i \delta_{вкл}}{x''_d + x_{вш}} (1 + \sin(\omega_r t - \frac{\delta_{вкл}}{2})) \quad (1.5)$$

Характер моментов M , $M_{св}$ и $M_{вкл}$ в функции $\omega_r t$ для первого полупериода частоты генератора после включения показан на рисунке 1.2 (незначительное изменение M не учтено).

Согласно 1.4 максимум $M_{св}$ наступает в момент времени, соответствующий $\omega_r t = \pi - \delta_{вкл}/2$. При этом максимум относительного результирующего момента $M_{вкл}$ после включения с углом $\delta_{вкл}$ равен:

$$M_{вкл, max} = \frac{E^2}{x''_d + x_{вш}} (\sin \delta_{вкл} + \frac{\delta_{вкл}}{2}) \quad (1.6)$$

Угол включения, при котором результирующий момент имеет наибольшее значение, определяется приравниванием нулю производной по углу выражения:

$$\sin \delta_{вкл} + \frac{\delta_{вкл}}{2} = 0.$$

Это условие удовлетворяется при $\delta_{вкл} = \pm 120^\circ$, что справедливо для турбогенераторов. Для явнополюсных машин аналогичное условие дает

$$\delta_{вкл} = \pm 135^\circ.$$

Допустимость включения с данным углом при данном суммарном сопротивлении $x''_{\Sigma} + x_{вш}$ проверяется сопоставлением возникающих значений тока и электромагнитного момента с максимальными значениями

тока I''_K и электромагнитного момента M_K при трехфазном к.з. на выводах генератора с ЭДС, равной $1,05E_{\text{НОМ}}$, являющихся предельными по прочности генератора.

Допускаемые воздействия должны быть с некоторым запасом меньше предельных. Для частых нормальных включений принимается больший запас.

Начальное значение периодической составляющей тока трехфазного к.з. на выводах генератора:

$$I''_K = \frac{1,05E_{\text{НОМ}}}{x''_d} \quad (1.7)$$

Электромагнитный момент при к.з. M_K является свободным знакопеременным, обусловленным аperiodическими составляющими тока к.з., и имеет максимум $M_{K.\text{max}}$ в первом полупериоде после возникновения к.з., когда $\omega_{\Gamma}t = \pi/2$:

$$\begin{aligned} M_K &= M_{K,ax} \frac{(1,05E_{\text{НОМ}})^2}{x''_d} \sin \omega_{\Gamma}t \\ &= \end{aligned} \quad (1.8)$$

Соответственно максимально допустимые значения:

$$\delta_{ax.d} = \frac{M_{K,ax}}{k_M I''_K} = \frac{(1,05E_{\text{НОМ}})^2}{x''_d k_M} \quad (1.9)$$

$$I''_{ax.K} = \frac{M_{K,ax}}{k_I}. \quad (1.10)$$

где k_M, k_I – коэффициент запаса, больше единицы, по моменту и току включения соответственно.

При принятом значении k_M всегда оказывается, что $k_I > k_M$ и определяющим является воздействие момента. Так, если, например, $\delta_{\text{вкл}} = 120^\circ$, $E = 1,05$ и $k_M = 1$, то из 1.6 и 1.9 получается соответствующее значение суммарного сопротивления $x''_d + x_{\text{вн}} = 2,6x''_d$. Для тех же условий включения и $k_I = 1$ приравнивание 1.2 к 1.7 даёт $x''_d + x_{\text{вн}} = 1,73x''_d$.

Следовательно, при суммарном сопротивлении $2,6x''_d$ значение $k_I > 1$.

Из всего сказанного вытекает, что максимальный допустимый угол включения $\delta_{ax.d}$ есть однозначная функция $\delta_{ax.d} = \delta(x''_d, x''_d + x_{\text{вн}}, k_M)$,

Где x''_{Σ} , k_M – заданные параметры; $x''_{\Sigma} + x_{вш}$ – независимая переменная, определяемая из схемы замещения.

Это позволяет находить значение $\delta_{\Sigma ax.d}$ по заранее рассчитанным графикам без вычисления электромагнитных моментов.

Таблица 1 – Варианты данных для расчета

Номер варианта	x''_{Σ} , Ом	$x_{вш}$, Ом	$\delta_{вкл}$, °	E_2 , o.e.
1	0,15	0,26	120	1,05
2	0,18	0,31	105	1,09
3	0,21	0,36	110	1,13
4	0,24	0,41	112	1,17
5	0,27	0,46	116	1,21
6	0,3	0,51	99	1,25
7	0,33	0,56	106,6	1,29
8	0,36	0,61	106	1,33
9	0,39	0,66	115	1,37
10	0,42	0,71	114	1,41
11	0,45	0,76	104	1,45
12	0,48	0,81	106	1,49
13	0,51	0,86	106,2	1,53
14	0,54	0,91	105,7	1,57
15	0,57	0,96	105,2	1,61
16	0,6	1,01	104,7	1,65
17	0,63	1,06	104,2	1,69
18	0,66	1,11	103,7	1,73
19	0,69	1,16	103,2	1,77

Задание

Для генератора с предлагаемыми параметрами условий включения определить:

- 1) Электромагнитный момент при к.з. M_k , обусловленный апериодическими составляющими тока к.з;
- 2) Результирующий относительный момент $M_{вкл}$;

- 3) Начальное значение периодической составляющей тока трехфазного к.з. на выводах генератора;
- 4) Максимальный допустимый угол включения $\delta_{\max.d}$ генератора;
- 5) Построить векторную диаграмму для вашего варианта аналогично рисунку 1б

Задача 2 Автоматическое регулирование частоты вращения и активной мощности синхронных генераторов

Расчет компаундирования синхронного генератора при нормальном режиме его работы

Теоретическая часть

Общие сведения

Компаундированием синхронного генератора называется, как известно, дополнительное его возбуждение за счет тока статора. Достигается это тем, что выпрямленный ток статора налагается на ток, генерируемый возбудителем.

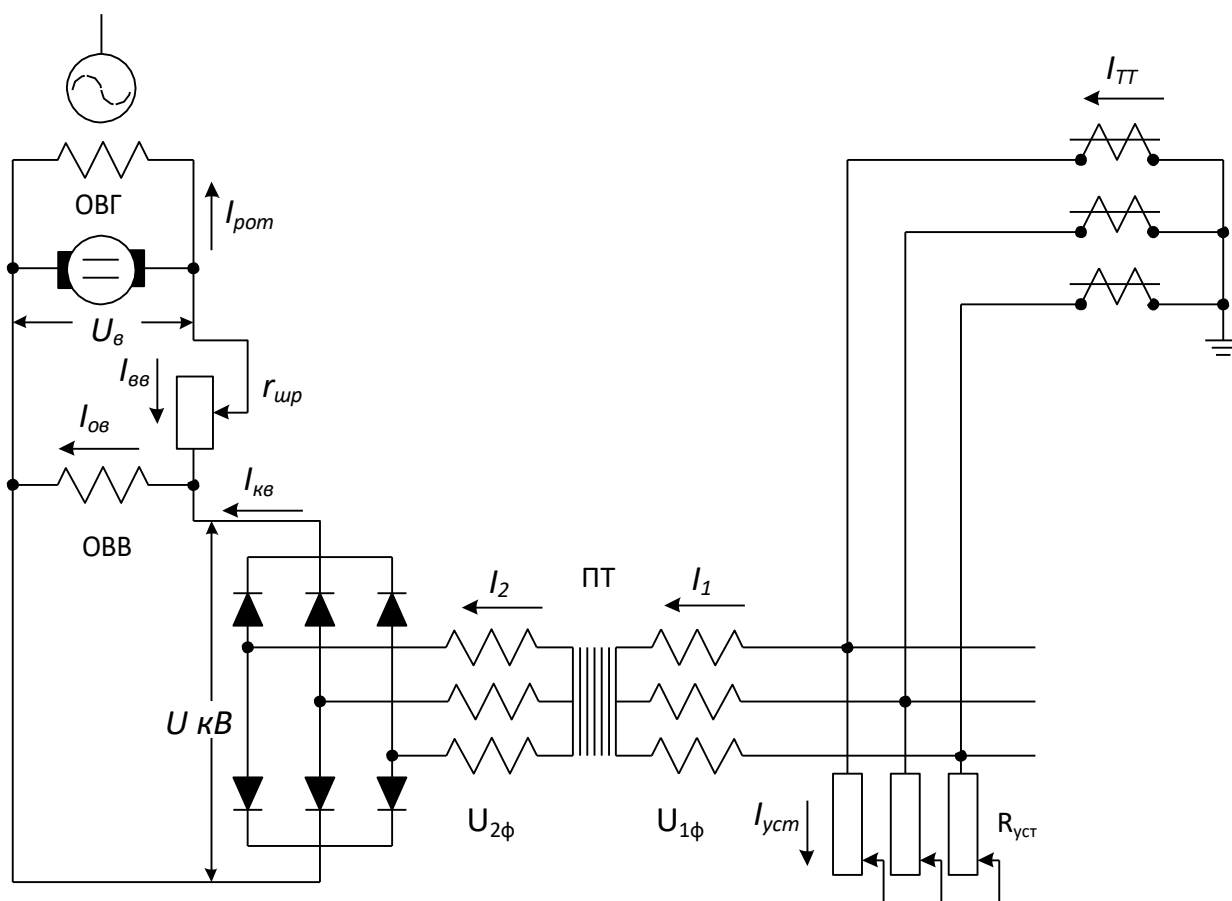


Рисунок 1 – Схема компаундирования синхронного генератора.

В результате дополнительным током от статора генератора компенсируется значительная часть падения напряжения на выводах генератора, обусловленного током статора.

На рисунке 1 представлена схема компаундирования синхронного генератора.

На выходе выпрямителя протекает ток компаундирования возбуждения $I_{к.в}$ необходимая величина которого обеспечивается выбором соответствующих величин коэффициента трансформации промежуточного трансформатора (ПТ) и сопротивления $R_{уст}$ установочного реостата. Промежуточный трансформатор служит, кроме того, для разделения цепей переменного и постоянного тока, а установочный реостат - для создания нормальных условий работы генераторных трансформаторов тока ТТ.

В эксплуатации возможна работа компаундированных генераторов при отключенном корректоре напряжения или без него. Поэтому представляет интерес расчет системы компаундирования применительно к этим случаям (при включении корректора напряжения в расчет компаундирования вводятся соответствующие поправки).

Наиболее полный расчет системы компаундирования производится [3, 58] с учетом режима холостого хода, нормального режима работы генератора и кратковременного режима короткого замыкания (форсировки возбуждения). При этом расчет получается очень сложным, громоздким, что при ориентировочных расчетах едва ли может быть оправдано.

В целях упрощения рассмотрим расчет системы компаундирования применительно к номинальному режиму работы генератора. Кроме того, некоторые параметры системы компаундирования будут получены несколько упрощенным способом.

Расчет системы компаундирования

При указанных условиях расчет системы компаундирования сведется к определению:

а) величины выпрямленного тока компаундирования $I_{к.в}$ при номинальной нагрузке генератора и шунтовом реостате возбудителя в положении холостого хода;

б) напряжения устройства компаундирования $U_{к.в}$;

в) числа m параллельно включаемых пластин на фазу и числа n последовательно включаемых пластин в одно плечо моста выпрямителя, собранного по трехфазной мостовой схеме;

г) сопротивления шунтового реостата $r_{ш.р}$,

д) сопротивления установочного реостата $R_{уст}$

е) мощности промежуточного трансформатора ПТ и некоторых других величин.

Все эти величины могут быть определены с помощью соответствующих расчетных соотношений, рассмотренных ниже.

На основании схемы возбуждения (рисунок 1) можно составить уравнения

$$\mathcal{E}_B = I_{в.в} (\mathcal{R}_{ш.р} + \mathcal{R}_{о.в}) + I_{к.в} \mathcal{R}_{о.в}$$

и

$$I_{в.в} = I_{о.в} - I_{к.в}$$

где $\mathcal{E}_B$ – напряжение возбудителя при номинальной нагрузке генератора; $I_{о.в}$ – ток в обмотке возбуждения возбудителя при номинальной нагрузке генератора; $\mathcal{R}_{о.в}$ – сопротивление обмотки возбуждения возбудителя в горячем состоянии (при $t = 60^\circ$); $\mathcal{R}_{ш.р}$ – сопротивление шунтового реостата при номинальном напряжении и холостом ходе генератора.

Подставляя в первое из них значение тока $I_{в.в}$ из второго, получим

$$\mathcal{E}_B = (I_{о.в} - I_{к.в}) (\mathcal{R}_{ш.р} + \mathcal{R}_{о.в}) + I_{к.в} \mathcal{R}_{о.в}$$

откуда после преобразования получим выражение для тока компаундирования возбуждения $I_{к.в}$ в виде

$$I_{к.в} = \frac{I_{о.в}(\mathcal{R}_{ш.р} + \mathcal{R}_{о.в}) - \mathcal{E}_B}{\mathcal{R}_{ш.р}} \quad (1)$$

Сопротивление шунтового реостата $r_{ш.р}$ устанавливается таким, чтобы при холостом ходе на выводах генератора устанавливалось нормальное напряжение. Так как при этом ток компаундирования возбуждения $I_{к.в}$ (рисунок 1) отсутствует, то токи $I_{в.в.х.х}$ и $I_{о.в.х.х}$ равны между собой и, следовательно, напряжение возбуждения при холостом ходе

$$U_{в.х.х} = I_{о.в.х.х} r_{о.в} + I_{о.в.х.х} r_{ш.р}$$

$$U_{в.х.х} - I_{о.в.х.х} r_{о.в}$$

$$\text{Откуда } r_{ш.р} = \frac{U_{в.х.х}}{I_{о.в.х.х}}$$

=

или

$$r_{ш.р} = \frac{U_{в.х.х}}{I_{о.в.х.х}} - r_{о.в} \quad (2)$$

Напряжение $U_{к.в}$ устройства компаундирования определится по формуле

$$U_{к.в} = I_{о.в} r_{о.в} \quad (3)$$

Зная величины $U_{к.в}$ и $I_{к.в}$, можно определить напряжения $U_{2ф}$ и ток I_2 на стороне переменного тока устройства компаундирования следующим путем.

1. Фазное напряжение $U_{2ф}$, подаваемое на трехфазную систему выпрямления, с учетом падения напряжения на твердых выпрямителях определится из выражения

$$U_{2ф} = \frac{U_{к.в} + I_{к.в} 2R_k}{\beta_u} \quad (4)$$

где $R_k = \frac{r_i}{n}$ - полное омическое сопротивление твердого выпрямителя, состоящего из n последовательно соединенных пластин в столбике и t параллельных столбиков в плече, при сопротивлении одной пластины, равном r_i (значение и определяется по каталогу [60]); $\beta_u = 2,2$ - отношение между средним выпрямленным и переменным (эффективным, фазным) напряжениями для трехфазной схемы выпрямления.

2. Вторичный ток I_2 промежуточного трансформатора ПТ определится из выражения

$$I_2 = \frac{I_{к.в}}{\beta_i} \quad (5)$$

где $\beta_i = 1,2$ - отношение между средним выпрямленным и переменным (эффективным) током для трехфазной схемы выпрямления.

Число m - параллельно включаемых пластин на фазу можно определить [3, 58] по формуле

$$m = \frac{I_{к.в}}{I_{доп.дл}} \quad (6)$$

где $I_{доп.дл}$ - длительно допустимый ток через одну пластину.

Число n - последовательно включаемых пластин в одно плечо моста выпрямителя, собранного по трехфазной мостовой схеме, можно определить [58] по формуле

$$n = \frac{\sqrt{3} I_{о.в} U_{о.в}}{\beta_u [U_{обр.дл} - (1,17 + \frac{0,359}{m} I_{к.в})]} \quad (7)$$

где $U_{обр.дл}$ - линейное длительно допустимое обратное напряжение на одну пластину. Значения тока $I_{доп.дл}$ и напряжения $U_{обр.дл}$ приводятся в каталогах. Для применяемых в схеме (рисунок 1) выпрямителей с диаметром 100 мм принимают [3] следующие значения на одну пластину:

$$I_{доп.дл} = 2,5 \text{ а}$$

и

$$U_{обр.дл} = 10 \text{ в}$$

Первичные ток I_1 и напряжение $U_{1ф}$ промежуточного трансформатора ПТ (рисунок 1)

$$I_1 = I_2 \quad \text{и} \quad U_{1ф} = \frac{U_{2ф}}{k_{п.т}} \quad (8)$$

где $k_{п.т}$ - коэффициент трансформации трансформатора ПТ, принимаемый обычно равным 1,0; 1,5; 2,0 (возможны и другие значения). Определив напряжение $U_{1ф}$, следует проверить допустимость такого напряжения на зажимах вторичной обмотки трансформаторов тока с точки зрения нагрева стали и погрешности в коэффициенте трансформации, зависящих от индукции в стали сердечника.

По данным [58] при допустимом нагреве и при погрешности в коэффициенте трансформации, не превышающей 5%, допускается индукция для длительного режима $B_{дл} \leq 10\ 000\ \text{гс}$ (для кратковременного режима, например при коротком замыкании, $B_{дл} \leq 15\ 000\ \text{гс}$).

Зависимость между напряжением вторичной обмотки трансформатора тока $\mathcal{E}_{т.т} = \mathcal{E}_{1ф}$ и индукцией B определяется известным выражением

$$\mathcal{E}_{т.т} = \mathcal{E}_{1ф} = 4,44 \mathcal{E} B \mathcal{E} \omega_2 10^{-8} \text{В}$$

или при $f = 50\ \text{Гц}$ для длительного режима $\mathcal{E}_{1ф} = 222 \cdot B_{дл} \mathcal{E} \omega_2 10^{-8}$ откуда

$$B_{дл} = \frac{U_{1ф} 10^{-8}}{222 \mathcal{E} \omega_2} \text{гс} \quad (9)$$

где s - сечение стали магнитопровода трансформатора тока в см^2 ;

ω_2 - число витков его вторичной обмотки.

Если полученное по выражению (9) значение индукции превышает допустимое ее значение, то следует уменьшить напряжение путем увеличения коэффициента трансформации промежуточного трансформатора ПТ.

Ток $I_{уст}$ в установочном сопротивлении при нормальном режиме нагрузки

$$I_{уст} = I_{т.т} - I_1 \quad (10)$$

Здесь $I_{т.т}$ - номинальный вторичный ток генератора, определяемый из выражения

$$I_{т.т} = \frac{I_H}{\mathcal{E}_{т.т}}$$

где $\mathcal{E}_{т.т}$ - коэффициент трансформации трансформатора тока генератора. Величина установочного сопротивления определяется из соотношения

$$R_{уст} = \frac{U_{1ф}}{I_{уст}} \quad (11)$$

Для регулирования полное сопротивление реостата принимается с некоторым запасом.

Мощность промежуточного трансформатора ПТ на фазу

$$P_{п.т} = I_1^2 R_{1ф} \quad (12)$$

а мощность, потребляемая от трансформаторов тока, определится как

$$I_{т.т}$$

$$P_{т.т} = I_{т.т}^2 R_{1ф} = \frac{I_{т.т}^2 R_{1ф}}{n_{т.т}^2} \quad (13)$$

Тогда мощность, поглощаемая в установочном сопротивлении,

$$P_{уст} = P_{т.т} - P_{п.т} \quad (14)$$

или

$$I_{уст}^2 R$$

$$P_{уст} = I_{уст}^2 R$$

Варианты задания

вариант	$U_B, В.$	$U_{B.X.X}, В.$	$I_{O.B.X.X}, а.$	$I_{O.B}, а$	$r_{O.B}, Ом$
1	211,5	85	2,35	7,35	14,1
2	240,3	96,57	2,67	8,77	15,1
3	220,5	88,62	2,45	8,05	13,9
4	180,9	72,70	2,01	6,60	11,4
5	215,1	86,45	2,39	7,85	13,6
6	235,1	94,48	2,61	8,58	14,8
7	229,5	92,23	2,55	8,37	14,5
8	208,7	83,87	2,32	7,62	13,1
9	232,4	93,40	2,58	8,48	14,6
10	212,5	85,40	2,36	7,75	13,4
11	216,7	87,09	2,41	7,91	13,7
12	196,7	79,05	2,19	7,18	12,4
13	225	90,43	2,50	8,21	14,2
14	214,8	86,33	2,39	7,84	13,5
15	215,1	86,45	2,39	7,85	13,6
16	229,5	92,23	2,55	8,37	14,5
17	208,7	83,87	2,32	7,62	13,1
18	232,4	93,40	2,58	8,48	14,6
19	211,5	85,00	2,35	7,72	13,3
20	238,3	95,77	2,65	8,70	15,0

Пример расчета

Дано: 1. Генератор $P_H = 25\,000$ кВт, $\cos\varphi = 0,8$, $U = 10,5$ кВ: $I_H = 1720$ А.

2. Генераторный трансформатор тока типа ТПШФ-10, $n_{т.т} = 2000/5$, предназначенный для системы компаундирования.

3. Напряжение возбуждателя при номинальной нагрузке генератора, определяемое через ток ротора генератора при нагрузке и через сопротивление обмотки ротора при температуре 120° , $U_B = 211,5 \text{ В}$.

4. Ток в обмотке возбуждения возбуждателя при номинальном токе нагрузки, определяемый через напряжение возбуждателя U_B по нагрузочной характеристике возбуждателя $U_B = f(I_{0.B})$, $I_{0.B} = 7,35 \text{ а}$.

5. Сопротивление обмотки возбуждения возбуждателя, в которую включено компаундирование, определено при 60° и равно $r_{0.B} = 14 \text{ ом}$.

6. Напряжение возбуждателя при холостом ходе генератора, определяемое через ток ротора генератора при холостом ходе и через сопротивление обмотки ротора при 120° , $U_{B.X.X} = 85 \text{ в}$.

7. Ток в обмотке возбуждения возбуждателя при холостом ходе, определяемый через напряжение возбуждателя U_B по нагрузочной характеристике возбуждателя, $I_{0.B.X.X} = 2,4 \text{ а}$.

8. Коэффициент трансформации промежуточного трансформатора ПТ предварительно принимается $n_{П.Т} = 1,5$.

Требуется. Рассчитать систему компаундирования генератора. При этом определить:

1. Величину тока $I_{К.В}$ компаундирования возбуждения при номинальной нагрузке генератора и положении шунтового реостата, соответствующем режиму холостого хода.

2. Основные параметры устройства компаундирования.

Решение. Сопротивление шунтового реостата определим по формуле (2), т. е.

$$R_{ш.р} = \frac{U_{B.X.X} - U_{0.B}}{I_{0.B.X.X}} = \frac{85}{2,4} - 14 = 21,4 \text{ Ом}$$

Тогда ток компаундирования возбуждения по выражению (1)

$$I_{К.В} = \frac{I_{0.B}(R_{ш.р} + R_{0.B}) - U_B}{R_{ш.р}}$$

$$\overline{=}_{7,35(21,4+14)-}^{211,5} = 2,28 \text{ а } \frac{\quad}{21,4}$$

Напряжение устройства компаундирования по формуле (3)

$$I_B = I_{0,B} I_{0,B} = 7,35 \cdot 14 = 103 \text{ в}$$

Число параллельно включаемых пластин селенового выпрямителя на фазу определяем по выражению (6)

$$I = \frac{I_{к.в}}{I_{доп.дл}} = \frac{2,28}{2,5} = 0,91$$

принимаем $m = 1$.

Количество последовательно включаемых пластин в одно плечо моста выпрямителя определим по формуле (7)

$$I = \frac{\sqrt{3} I_{0,B} I_{0,B}}{0,359} =$$

$$= \frac{\beta_u [U_{обр.дл} f(1,17 + \frac{I_{к.в}}{I_{доп}})]}{2,2 [10 - 1,17 + \frac{0,359}{1,0}]} = \frac{178,2}{2,2(10 - 1,99)} = \frac{178,2}{17,6} = 10,1$$

принимаем $n = 10$.

По каталожным данным [60] для селеновых пластин диаметром 100 мм внутреннему сопротивлению одной пластины $r_{табл} = 0,3$ ом соответствует

максимально допустимый выпрямленный ток $I_{0,доп} = 1,7$ а. При токе I_0 , меньшем допустимого, внутреннее сопротивление пластины пересчитывается по приближенной формуле

$$I_i = I_{i,табл} \sqrt{\frac{I_{0,доп}}{I_0}} \quad (15)$$

$$I_{к.в} \frac{2,28}{3} = 0,76 \text{ а} < I_{0,доп} = 1,7 \text{ а то}$$

Так как в данном случае $I_0 = \frac{I_{к.в}}{3}$

искомое сопротивление пластины по выражению (15)

$$I_i = 0,3 \sqrt{\frac{1,7}{0,76}} = 0,3 \cdot 1,49 = 0,45 \text{ ом}$$

Полное омическое сопротивление селенового выпрямителя в плече

$$I = 10$$

Фазное напряжение $R_k = \frac{I}{I_i} = \frac{10}{0,45} = 22,2 \text{ ом}$ подаваемое на трехфазную систему

выпрямителя, определим по формуле (4)

$$\begin{aligned} U_{2\phi} &= \frac{U_{к.в} + I_{к.в} 2R_k}{\beta_u} = \frac{103 + 2,28 \cdot 2 \cdot 4,5}{2,2} = \\ &= \frac{103 + 20,5}{2,2} = \frac{123,5}{2,2} = 56 \text{ В} \end{aligned}$$

(5)

Вторичный ток I_2 промежуточного трансформатора ПТ по выражению

$$I_2 = \frac{I_{к.в}}{\beta_i} = \frac{2,28}{1,2} = 1,9 \text{ а}$$

Первичные ток и напряжение этого трансформатора получим по формуле (8)

$$I_1 = I_2 \vartheta_{п.т} = 1,9 \cdot 1,5 = 2,85 \text{ а}$$

и

$$U_{1\phi} = \frac{U_{2\phi}}{\vartheta_{п.т}} = \frac{56}{1,5} = 37,3 \text{ в (на фазу)}$$

Проверяем допустимость напряжения на зажимах вторичных обмоток трансформаторов тока по выражению (9). По справочным данным [58] для генераторного трансформатора тока типа ТПШФ-10 с $n_{т.т} = 2000/5$ сечение стали сердечника $s = 19,1 \text{ см}^2$.

Число витков его вторичной обмотки численно равно коэффициенту трансформации $\vartheta_{т.т} = \frac{\omega_2}{\omega_1} = \omega_2$ так как здесь роль первичной обмотки выполняют шины распределительного устройства (1 виток). Тогда по выражению (9)

$$B_{дл} = \frac{\vartheta_{1\phi} 10^8}{222 \cdot \vartheta \cdot \omega} = \frac{37,3 \cdot 10^8}{222 \cdot 1,5 \cdot 16,96} = \frac{37,3 \cdot 10^8}{5600} = 66,75 \cdot 10^3 = 66,75 \text{ гс}$$

т. е. условие допустимости удовлетворяется.

Ток в установочном сопротивлении по выражению (10)

$$I_{т.т} = \frac{I_n}{\vartheta_{т.т}} - I_1 = \frac{1720}{5} - 2,85 = 344 - 2,85 = 341,15 \text{ а}$$

(11), При этом установочное сопротивление, определяемое по соотношению

$$R_{уст} = \frac{U_{1\phi}}{I_{уст}} = \frac{37,3}{1,45} = 25,7 \text{ ом}$$

Полное сопротивление установочного реостата принимаем равным

28 - 30 ом.

Мощность промежуточного трансформатора ПТ на фазу и мощность, потребляемую от генераторных трансформаторов тока, определим по формулам (12) и (13) соответственно. При этом получим

$$P_{\text{п.т}} = I_1 \cdot \varnothing_{1\phi} = 2,85 \cdot 37,3 = 106 \text{ вА}$$

И

$$P_{\text{т.т}} = \frac{I_{\text{т.т}}}{\varnothing_{\text{т.т}}} \cdot \frac{1720}{400} \cdot 37,3 = 160 \text{ вА}$$

$$=$$

Тогда мощность, поглощаемая в установочном сопротивлении, по выражению (14)

$$P_{\text{уст}} = P_{\text{т.т}} - P_{\text{п.т}} = 160 - 106 = 54 \text{ вА}$$

или

$$P_{\text{уст}} = I_{\text{уст}}^2 \cdot R_{\text{уст}} = 1,45^2 \cdot 25,7 = 54 \text{ вА}$$

Занятие 3 Автоматическое регулирования напряжения и реактивной мощности синхронных генераторов.

Управление напряжением и реактивной мощностью электрической станции с генераторами, снабженными АРВ

В случае нарушения баланса реактивной мощности на величину ΔQ

напряжение на шинах электрической станции изменяется на ΔU . Причем при

$\Delta Q > 0$ (избыток генерируемой мощности) – $\Delta U > 0$ (повышение напряжения), а при $\Delta Q < 0$ (недостаток генерируемой мощности) – $\Delta U < 0$. Представляет интерес установление количественных соотношений между значениями ΔQ и ΔU .

Предположим, что на шинах электрической станции за счет подключения новых потребителей возник отрицательный небаланс реактивной мощности ($\Delta Q < 0$), что вызвало снижение напряжения на ΔU . За счет действия АРВ генераторов генерируемая мощность станции увеличивается на величину

$$\Delta Q_{\Gamma} = \frac{\Delta U Q_{\Gamma.ном}}{U_{ном} K_{cc}}.$$

За счет регулирующего эффекта нагрузки снижение напряжения на ДУ вызывает уменьшение потребляемой мощности на величину

$$\Delta Q_{\Pi} = \frac{\Delta U Q_{\Pi.ном}}{U_{ном}} K_{\Pi}.$$

С учетом $\Delta Q = \Delta Q_{\Gamma} + \Delta Q_{\Pi}$ получим

$$\begin{aligned} \Delta Q &= \frac{\Delta U Q_{\Gamma.ном}}{U_{ном} K_{cc}} + \frac{\Delta U Q_{\Pi.ном}}{U_{ном}} K_{\Pi}, \\ \Delta U &= \frac{\Delta Q U_{ном}}{\frac{Q_{\Gamma.ном}}{K_{cc}} + Q_{\Pi.ном} K_{\Pi}}. \end{aligned} \quad (3.1)$$

Выражение (3.1) показывает следующее:

- знак отклонения напряжения на шинах станции соответствует знаку небаланса реактивной мощности;
- отклонение напряжения ДУ тем больше, чем больше небаланс реактивной мощности ДQ;
- отклонение напряжения ДУ тем больше, чем больше коэффициент статизма станции сс К и, следовательно, чем больше коэффициенты статизма АРВ генераторов;
- отклонение напряжения ДУ тем меньше, чем больше коэффициент регулирующего эффекта нагрузки Кн;
- отклонение напряжения ДУ тем меньше, чем мощнее генераторы.

Небаланс реактивной мощности ΔQ может быть обусловлен изменением уставки измерительного органа АРВ одного или нескольких СГ, работающих на общие шины.

Например, при увеличении уставки АРВ i -го СГ на величину DU_{3i} положительный небаланс ДQ составит

$$DQ = \frac{DU_{3i} Q_{i.ном}}{U_{ном} K_{cc}}.$$

При общем числе параллельно работающих генераторов n это вызовет, в соответствии с (3.1), увеличение напряжения на шинах на величину

$$DU = \frac{\Delta U_{3i} Q_{i.ном}}{K_{ci} \left(\frac{Q_{г.ном}}{K_{cc}} + Q_{н.ном} K_n \right)}, \quad (3.2)$$

Где $Q_{г.ном} = \sum_{i=1}^n Q_{i.ном}$

Если положить, что $Q_{г.ном} \approx Q_{н.ном}$ то из (3.2) получим

$$DU = \frac{DU_{3i} Q_{i.ном}}{K_{ci} Q_{г.ном} \left(\frac{1}{K_{cc}} + K_n \right)}. \quad (3.3)$$

Из (3.3) следует, что если для многоагрегатной станции $Q_{i,ном} \ll Q_{г,ном}$, то изменение уставки АРВ i -го генератора на величину ΔU_{3i} вызовет отклонение напряжения на шинах $\Delta U \ll \Delta U_{3i}$.

В рассматриваемом случае в основном увеличится реактивная мощность i -го СГ на величину

$$\Delta Q_i = \frac{(\Delta U_{3i} - \Delta U) Q_{i,ном}}{U_{ном} K_{Ci}} \approx \frac{\Delta U_{3i} Q_{i,ном}}{U_{ном} K_{Ci}} \quad (3.4)$$

Реактивная мощность каждого из остальных генераторов станции, соответственно, незначительно уменьшается на величину

$$\Delta Q_{Hk} = \frac{\Delta U Q_{к,ном}}{U_{ном} K_{Ck}}, \quad (3.5)$$

где $k \neq i$.

Таким образом, изменение уставки АРВ одного из СГ многоагрегатной электрической станции приводит к изменению в основном его реактивной мощности. Для заметного изменения напряжения на шинах станции необходимо изменять уставки АРВ нескольких или всех СГ.

Следует также иметь в виду, что при работе электрической станции в электроэнергетической системе напряжение на ее шинах зависит в определенной степени от режима работы генераторов других станций, особенно близко расположенных к рассматриваемой.

Согласно (3.4), если напряжение на шинах станции поддерживается постоянным ($\Delta U \approx 0$), то «опасно» иметь малое значение коэффициента статизма АРВ отдельного генератора, т.к. при малом изменении уставки возможны либо чрезмерная перегрузка, либо полная разгрузка СГ по реактивной мощности.

Рассмотренное справедливо и для случая, когда СГ работают на общие шины через повышающие трансформаторы. Отличие состоит лишь в том, что K_{Ci} определяется как остаточный статизм от частичной компенсации потери

напряжения в сопротивлении трансформатора за счет действия устройства токовой компенсации.

Задание

1. Увеличение генерируемой реактивной мощности;
2. Увеличение напряжения при общем числе параллельно работающих генераторов;
3. Изменение реактивной мощности каждого из работающих генераторов станции.

Таблица 3.1 – Данные для расчета по вариантам

№ варианта	dQ _н , mvar	dU, %	K _{сс}	K _н	dQ _{н.ном} , %	n генер
1	13,5	50	-3	1,5	1,3	1,5
2	20	30	-5	1,2	1,1	1,8
3	6,3	20	-2,5	1,4	1,15	2
4	15	15	-1,5	1,3	1,26	1,3
5	13,5	45	-4	1,35	1,4	2,7
6	20	17	-3	1,5	1,3	1,2
7	6,3	65	-2,5	1,2	1,1	3,1
8	15	35	-3,5	1,4	1,15	2,3
9	13,5	50	-3	1,5	1,3	1,5
10	20	30	-5	1,2	1,1	1,8
11	6,3	20	-2,5	1,4	1,15	2
12	15	15	-1,5	1,3	1,26	1,3
13	13,5	45	-4	1,35	1,4	2,7
14	20	17	-3	1,5	1,3	1,2
15	6,3	65	-2,5	1,2	1,1	3,1
16	15	35	-3,5	1,4	1,15	2,3
17	13,5	50	-3	1,5	1,3	1,5
18	20	30	-5	1,2	1,1	1,8
19	6,3	20	-2,5	1,4	1,15	2
20	15	15	-1,5	1,3	1,26	1,3
21	13,5	45	-4	1,35	1,4	2,7
22	20	17	-3	1,5	1,3	1,2
23	6,3	65	-2,5	1,2	1,1	3,1
24	15	35	-3,5	1,4	1,15	2,3

Занятие 4. Автоматическое регулирование напряжения и реактивной мощности в электрических сетях.

Моделирование устройств регулирования Ктр (РПН, ПБВ, ВДТ)

Регулирующие устройства могут устанавливаться на стороны ВН и СН, а так же в нейтраль АТ. В ПК Rastr при моделировании трехобмоточных и автотрансформаторов можно установить три устройства регулирования: РПН, ПБВ, ВДТ. На самом деле это всего лишь ссылки на устройства, описанные в таблице «Анцапфы». Для каждого устройства в поле «Место» необходимо выбрать место установки – от него зависит, по каким формулам будет рассчитываться коэффициент трансформации и допустимые токи обмоток. Обычно считается, что РПН устанавливается на обмотке СН, ПБВ – на обмотке ВН, и ВДТ – в нейтраль АТ. Тогда, например, для РПН будет регулироваться число витков обмотки среднего напряжения и соответственно меняться.

$$K_{\text{тр(BC)}} = \frac{U_c \pm n \cdot \Delta U}{U_B}.$$

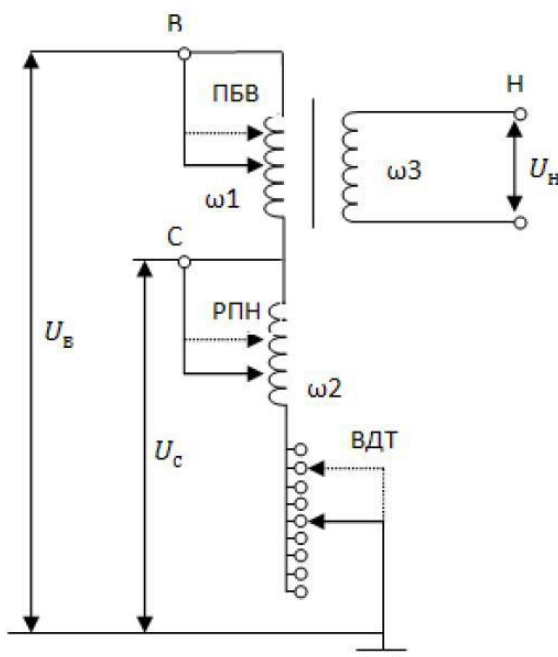


Рисунок 1 – Схема возможных мест расположения устройства регулирования напряжения

В базе данных анцапф следует учесть, что для РПН регулируемой стороной будет сторона СН, а нерегулируемой – сторона ВН (для ПБВ наоборот). $K_{тр}(ВН)$ останется прежним ($\frac{U_H}{U_B}$), так как соотношение витков между высокой и низкой обмотками не изменится. Аналогичным образом можно составить формулы для оставшихся вариантов расположения устройств. Все формулы сведены в таблицу.

Важно! В версиях RastrWin до 1.4 тип устройства определял место его установки, (ПБВ – ВН, РПН – СН, ВДТ – Нейтраль), теперь основным для расчета K_t является место установки устройства, его название (ПБВ, РПН, ВДТ) – не влияет на расчет. То есть одинаково описанные устройства ПБВ и РПН при установке на одну и ту же сторону в расчете будут учтены одинаково.

Таблица 1 – Формулы расчета коэффициентов трансформации

	$K_{тр}(ВС)$	$K_{тр}(ВН)$
СН	$\frac{U_C \pm n \cdot \Delta U}{U_B}$	$\frac{U_H}{U_B}$
ВН	$\frac{U_C}{U_B \pm n \cdot \Delta U}$	$\frac{U_H}{U_B \pm n \cdot \Delta U}$
Нейтраль	$\frac{U_C \pm n \cdot \Delta U}{U_B \pm n \cdot \Delta U}$	$\frac{U_H}{U_B \pm n \cdot \Delta U}$

Моделирование нескольких устройств регулирования

Более сложная ситуация возникает, когда необходимо рассчитать взаимосвязный коэффициент трансформации от нескольких устройств регулирования, например, в ситуации, когда на трансформатор установлены устройства РПН на стороне СН и ВДТ в нейтрали. В этом случае применяется следующий прием:

$$K_{тр(ВС)РПН} = \frac{U_C + dU_{рпн}}{U_B},$$

где x — некая рассчитанная вольтодобавка (кВ);

$$K_{\text{тр(BC)ВДТ}} = \frac{U_C + dU_{\text{ВДТ}}}{U_B + dU_{\text{ВДТ}}}.$$

Необходимо представить $K_{\text{тр(BC)РПН}}$ в виде $\frac{(U_C + x)(U_B + x)}{U_C + dU_{\text{РПН}}}$

$$K_{\text{тр(BC)РПН}} = \frac{U_C + dU_{\text{РПН}}}{U_B} = \frac{U_C + x}{U_B + x};$$

$$(U_C + dU_{\text{РПН}})(U_B + x) = (U_C + x) U_B;$$

$$U_C U_B + U_C x + dU_{\text{РПН}} U_B + dU_{\text{РПН}} x = U_C U_B + x U_B;$$

$$x(U_B - U_C - dU_{\text{РПН}}) = U_B dU_{\text{РПН}};$$

$$x = \frac{U_B dU_{\text{РПН}}}{U_B - U_C - dU_{\text{РПН}}}.$$

Тогда итоговый коэффициент трансформации:

$$K'_{\text{тр(BC)}} = \frac{U_C + dU_{\text{ВДТ}} + x}{U_B + dU_{\text{ВДТ}} + x};$$

$$K'_{\text{тр(ВН)}} = \frac{U_H}{U_B + dU_{\text{ВДТ}}}.$$

Аналогично для устройства, установленного на стороне ВН, например ПБВ:

$$x = -\frac{U_C dU_{\text{ПБВ}}}{U_B - U_C + dU_{\text{ПБВ}}}.$$

Зависимость допустимых токов от положений анцапф

При работе трансформаторов следует учитывать, что токи обмоток не должны превышать их максимально допустимые значения, которые в свою очередь зависят от положения анцапф устройств регулирования, установленных на трансформатор. В паспорте устройства должны быть указаны номинальные токи обмоток трансформатора. Используя эти данные совместно с полученным после изменения анцапфы $K_{\text{тр}}$ можно рассчитать допустимые токи обмоток. Рассмотрим расчет допустимых токов на примере автотрансформатора.

Пример: Тип автотрансформатора АТДЦТН-125000/230/121/10.5.

Номинальный ток обмоток трансформатора, А:

На стороне ВН, $I_{ВНОМ}$	314
На стороне СН, $I_{СНОМ}$	596

$$K_{тр_НОМ} = \frac{U_C^{НОМ}}{U_B^{НОМ}} \cong \frac{I_B^{НОМ}}{I_C^{НОМ}}$$

$$K_{тр_НОМ} = \frac{121}{230} \cong \frac{314}{596} = 0.526$$

На стороне СН установлено устройство РПН $121 \pm 6 \times 2\%$ кВ.

При изменении анцапфы РПН меняется число витков обмотки СН, а следовательно, и её номинальный ток, рассчитать который можно по формуле:

$$I_C^{*НОМ} = I_B^{НОМ} / K_{тр}^*,$$

где $K_{тр}^*$ – новый коэффициент трансформации. Для данного типа РПН $K_{тр}^*$ рассчитывается следующим образом:

$$K_{тр}^* = \frac{U_C^{НОМ} \pm n * 0.02 * U_C^{НОМ}}{U_B^{НОМ}},$$

где n – номер анцапфы.

Условно принимая отрицательное направление анцапф (первой анцапфе соответствует минимальный $K_{тр}^*$), можно рассчитать $K_{тр}^*$ и I_C^* . Допустимый ток общей обмотки считается как разность номинальных токов сторон СН и ВН. В таблицах приведены результаты расчета в RastrWin3 и данные из справочника по РПН.

RastrWin3 АТДЦТН-125000/230/121/10.5 кВ РПН, $121 \pm 6 \times 2\%$ кВ (1974) $U_B=230$ кВ, $I_B=314$ А					Справочник АТДЦТН-125000/230/121/10.5 кВ РПН, $121 \pm 6 \times 2\%$ кВ (1974) $U_B=230$ кВ, $I_B=314$ А			
полож. анцапф	Ус, кВ	Ис, А	Ио, А	Кт	полож. анцапф	Ус, кВ		Ис, А
1	106,5	678,2	364,2	0,46296	1	106.5		626
2	108,9	663,2	349,2	0,47348	2	108.9		626
3	111,3	648,8	334,8	0,48400	3	111.3		626
4	113,7	635,0	321,0	0,49452	4	113.7		626

5	116,2	621,7	307,7	0,50504	5	116.2	621	0.505
6	118,6	609,0	295,0	0,51557	6	118.6	609	0.516
7–9	121,0	596,9	282,9	0,52609	7–9	121.0	596	0.526
10	123,4	585,2	271,2	0,53661	10	123.4	585	0.537
11	125,8	573,9	259,9	0,54713	11	125.8	574	0.547
12	128,3	563,1	249,1	0,55765	12	128.3	563	0.558
13	130,7	552,6	238,6	0,56817	13	130.7	553	0.568
14	133,1	542,6	228,6	0,57870	14	133.1	542	0.579
15	135,5	532,9	218,9	0,58922	15	135.5	533	0.589

Файл %Мои документы%\RastrWin3\test-rastr\Трансформаторы\ АТДЦТН 125000_РПН

В области, где наблюдается линейная зависимость допустимого тока – анцапфы 5-15 – расчет в RastrWin3 соответствует справочным данным. Аналогичным образом для трансформатора с устройством ПБВ АТДТГ-120000/220/121/11 кВ

Таблица 2 – Данные по автотрансформаторам

RastrWin3 АТДТГ-120000/220/121/11 кВ ПБВ, 220±2х2.5% кВ (1959) Uc=121 кВ, Ic=574 А					Справочник АТДТГ-120000/220/121/11 кВ ПБВ, 220±2х2.5% кВ (1959) Uc=121 кВ, Ic=574 А			
полож. анцапф	Uc, кВ	Ic, А	Io, А	Кт	полож. анцапф	Uc, кВ	Ic, А	Кт
1	231,5	300,0	274,0	0,52268	1	231.0	300	0.523
2	225,8	307,7	266,3	0,53599	2	225.5	308	0.537
3	220,0	315,7	258,3	0,55000	3	220.0	316	0.550
4	214,3	324,2	249,8	0,56476	4	214.5	324	0.564
5	208,5	333,1	240,9	0,58034	5	209.0	332	0.579

Файл %Мои документы%\RastrWin3\test-rastr\Трансформаторы\АТДЦТН 125000_ПБВ

При установке нескольких устройств регулирования допустимые токи будут считаться отдельно для каждой ветви, так как физически устройство, установленное на одной обмотке, не оказывает влияние на другую. Вернемся

к схеме АТ, из рисунка видно, что при изменении анцапфы ПБВ число витков обмотки СН не меняется, значит и допустимый ток останется неизменным. Так же и при изменении анцапфы РПН поменяется только число витков обмотки СН, следовательно, и её допустимый ток. Для ВН допустимый ток останется неизменным. Здесь следует отметить, что для расчета используется не итоговый $K_{тр}$, полученный от действия обоих устройств регулирования, а рассчитывается $K_{тр}$ с учетом только влияющего на допустимый ток обмотки устройства, через который затем пересчитывается допустимый ток соответствующей обмотки.

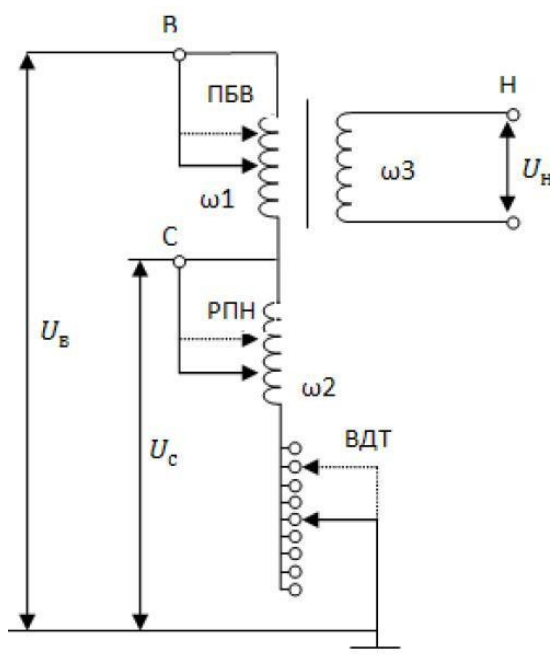


Рисунок 1 – Схема поясняющая принятые обозначения в формулах

При установке РПН или ПБВ в нейтрали допустимые токи для ВН и СН рассчитываются тоже отдельно, как будто на эти стороны поставили устройства регулирования с такими же вольтодобавками. Другими словами, для расчета допустимого тока изменение длины обмотки ВН со стороны нейтрали физически абсолютно идентично изменению длины обмотки со стороны ВН, соответственно, если вольтодобавку от устройства в нейтрали рассматривать как со стороны ВН, то по уже известной методике можно

рассчитать допустимый ток ВН. Аналогичный подход применяется для расчета допустимого тока СН.

Важно: Установка устройства ВДТ не влияет на пересчет допустимого тока. Расчет допустимых токов выполняется по формулам, приведенным в таблице.

Таблица 3 – Формулы расчета допустимых токов

Расчет допустимых токов	ПБВ	РПН	ПБВ в нейтрали + РПН (аналогично для РПН нейт. + ПБВ)
ВН	$Kt^* = \frac{U_c}{U_B + vd_PBV}$ $I_B^{*доп} = I_C^{доп} * Kt^*$	$Kt^* = \frac{U_c}{U_B + vd_RPN}$ $I_B^{*доп} = I_C^{доп} * Kt^*$	$Kt^* = \frac{U_c}{U_B + vd_RPN + vd_PBV}$ $I_B^{*доп} = I_C^{доп} * Kt^*$ $Kt^* = \frac{U_c + vd_PBV}{U_B}$ $I_C^{*доп} = I_B^{доп} / Kt^*$
СН	$Kt^* = \frac{U_c + vd_PBV}{U_B}$ $I_C^{*доп} = I_B^{доп} / Kt^*$	$Kt^* = \frac{U_c + vd_RPN}{U_B}$ $I_C^{*доп} = I_B^{доп} / Kt^*$	$Kt^* = \frac{U_c}{U_B + vd_PBV}$ $I_B^{*доп} = I_C^{доп} * Kt^*$ $Kt^* = \frac{U_c + vd_PBV + vd_RPN}{U_B}$ $I_C^{*доп} = I_B^{доп} / Kt^*$
Нейтраль	$Kt^* = \frac{U_c}{U_B + vd_PBV}$ $I_B^{*доп} = I_C^{доп} * Kt^*$ $Kt^* = \frac{U_c + vd_PBV}{U_B}$ $I_C^{*доп} = I_B^{доп} / Kt^*$	$Kt^* = \frac{U_c}{U_B + vd_RPN}$ $I_B^{*доп} = I_C^{доп} * Kt^*$ $Kt^* = \frac{U_c + vd_RPN}{U_B}$ $I_C^{*доп} = I_B^{доп} / Kt^*$	ПБВ ВН + РПН СН $Kt^* = \frac{U_c}{U_B + vd_PBV}$ $I_B^{*доп} = I_C^{доп} * Kt^*$ $Kt^* = \frac{U_c + vd_RPN}{U_B}$ $I_C^{*доп} = I_B^{доп} / Kt^*$

Kt^* – временно рассчитанный Ктр. для пересчета допустимого тока; U_c – номинальное напряжение обмотки СН; U_B – номинальное напряжение ВН; vd_PBV – Вольтодобавка от устройства ПБВ в В-кВ;

Вольтодобавка от устройства РПН в кВ; $I_{В\text{доп}}$ – Номинальный допустимый ток обмотки ВН; $I_{С\text{доп}}$ – Номинальный допустимый ток обмотки СН;
 $I_{В*}\text{доп}$ – Расчетный допустимый ток обмотки ВН; $I_{С*}\text{доп}$ – Расчетный допустимый ток обмотки СН.

Задание 1

Смоделировать в RastrWin3 используя файлы

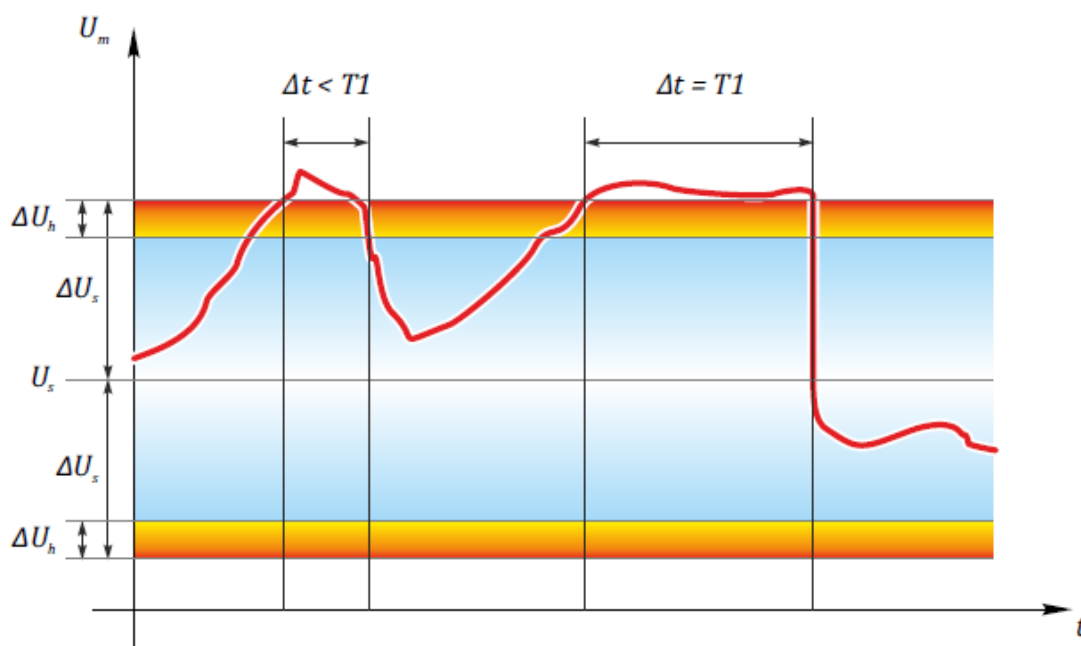
C:\Program Files (x86)\RastrWin3\RastrWin3\test-rastr\Трансформаторы\Общий тест.anc по шаблону анцапфы.anc время
 C:\Program Files (x86)\RastrWin3\RastrWin3\test-rastr\Трансформаторы\Общий тест.grf по шаблону графика.grf время
 C:\Program Files (x86)\RastrWin3\RastrWin3\test-rastr\Трансформаторы\Общий тест.rg2 по шаблону режим.rg2 время
 C:\Program Files (x86)\RastrWin3\RastrWin3\test-rastr\Трансформаторы\Общий тест.tin по шаблону трансформаторы.tin ,

и рассчитать допустимый ток при заданном преподавателем одного из трансформаторов и значении положения анцапфы устройства регулирования.

АРПН трансформатора

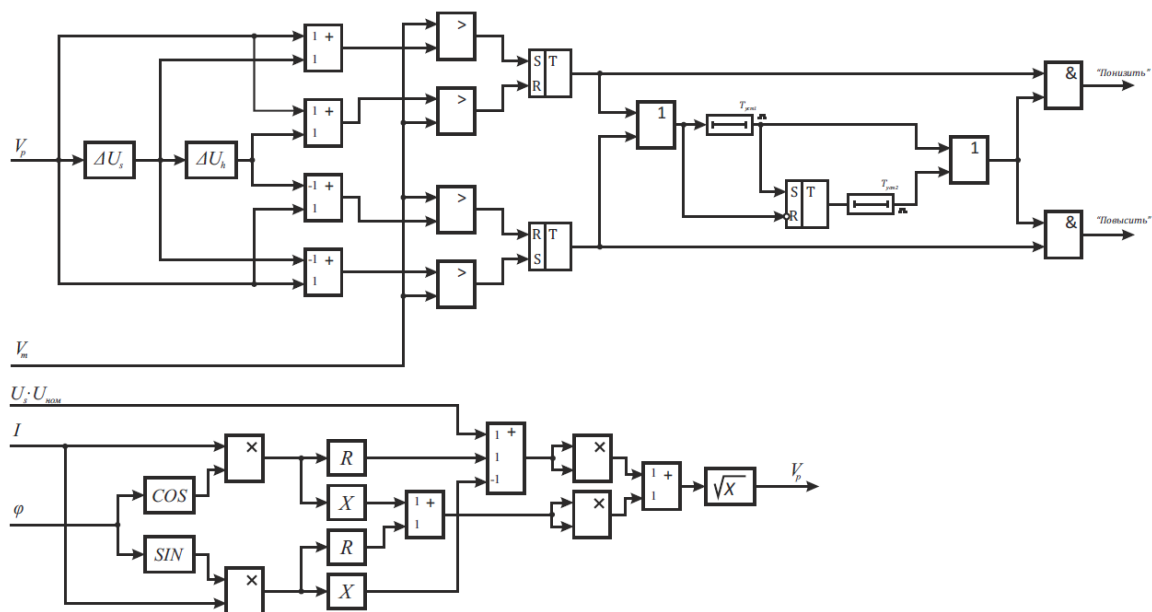
Принцип регулирования напряжения

Принцип регулирования напряжения показан на рисунке. Регулятор имеет уставку U_s , относительно которой задается зона нечувствительности $\pm \Delta U_s$. Срабатывание и возврат на границах зоны нечувствительности контролируются с гистерезисом ΔU_h . При срабатывании реле контроля напряжения на границе зоны нечувствительности запускается отсчет выдержки времени Δt . Отсчет продолжается до истечения выдержки, после чего выполняется переключение отпайки ($\Delta t = T_1$), либо до возврата напряжения в зону нечувствительности с учетом гистерезиса ($\Delta t < T_1$).



Модель АРПН в ПК RUSTab

Схема АРПН соответствует упрощенной логике работы регулятора SPCU 1D50 фирмы АВВ. Не учитываются элементы регулятора, отвечающие за работу блокировок, параллельную работу и принудительное снижение напряжения. Описанный выше закон управления расширен за счет применения дополнительного блока ускоренного переключения с выдержкой $T2$. Если после переключения отпайки с выдержкой $T1$ напряжение за время $T2$ не войдет в зону нечувствительности, регулятор сработает повторно. Также предусмотрена функция компенсации падения напряжения при изменении нагрузки с параметрами R и X (компаундирование).



Для модели АРПН в исходных данных в таблице «Динамика (ИД)\АРПН» должны быть заданы следующие параметры:

U_s – уставка по напряжению относительно номинального напряжения шины низкого напряжения, %;

dU_s – зона нечувствительности относительно U_s , %;

dU_h – гистерезис регулятора относительно dU_s , %;

T_1 – основная выдержка времени регулятора, с;

T_2 – выдержка времени ускоренного переключения, с;

R – активная составляющая сопротивления компенсации нагрузки, Ом;

X – реактивная составляющая сопротивления компенсации нагрузки,

Ом.

Типовые параметры модели АРПН:

Параметр	Значение
U_s	100.0
dU_s	1.05
dU_h	90.0
T_1	10.0
T_2	3.0

Таблица «Динамика (ИД)\АРПН» является расширением таблицы «Трансформаторы\Анцапцфы», используемой для описания регулирования

трансформаторов при расчете установившегося режима и оптимизации по реактивной мощности. Кроме параметров модели АРПН в эту таблицу необходимо ввести параметры собственно РПН, а также связать РПН с трансформаторной ветвью. Описание работы с этой таблицей можно найти в документации пользователя ПК RastrWin3 в разделе «Расчет анцапф».

АРПН никак не взаимодействует со значениями коэффициентов трансформации. При переключении отпаяк АРПН только выдает команду на увеличение или уменьшение номера отпайки.

При необходимости можно загрузить существующий файл анцапф в модель динамики. Для этого потребуется сначала расширить шаблон «анцапфы.anc» полями, необходимыми для моделирования АРПН. В противном случае при загрузке по стандартному шаблону структура данных АРПН будет нарушена. Для расширения шаблона удобно использовать макрос «Шаблон АРПН», доступный в меню «Расчеты\Выполнить\Трансформаторы». После выполнения макроса рекомендуется перезапустить RastWin3, после чего можно последовательно загружать модель динамики и существующий файл анцапф. После сохранения модели динамики по шаблону «динамика.rst» данные по анцапфам будут в модели сохранены в формате АРПН. Останется добавить только параметры собственно АРПН и модели будут готовы к работе в расчетах ЭМПП.

Задание 2

Необходимо для заданной преподавателем схемы сети C:\Program Files (x86)\RastrWin3\RastrWin3\test-rastr\Трансформаторы\ АТДЦТН 125000.rg2. а так же АТДЦТН 125000.anc, АТДЦТН 125000.grf, рассчитать режим для заданный диапазонов отпаяк трансформатора.

Зафиксировать результаты расчета данными по узлам и проанализировать уровни напряжений в узлах тестовой сети.

Занятие 5. Автоматизированное управление режимами работы электрических станций и электроэнергетических систем

Расчет автоматического включения резервного питания секции собственного расхода электрических станций через реактор. Учет самозапуска двигателей и выбор уставки токовой защиты цепи питания

Общие сведения

Разновидностей схем устройства АВР резервного питания секции собственного расхода электрических станций через реактор известно довольно много [3,15]. Одна из возможных схем представлена на рис. 13. При исчезновении напряжения на шинах Б по любым причинам (повреждение, ошибочное отключение) срабатывают реле минимального напряжения 1РН и подают питание на реле времени В. Последнее, спустя заданное время выдержки, срабатывает и замыкает цепь питания катушки отключения КО выключателя 2В. При отключении выключателя 2В через контакты реле однократности включения РОВ замыкается цепь питания катушки включения КВ выключателя 4В. Выключатель 4В включается и подает на шины Б напряжение от резервного источника питания.

Уставки устройства АВР выбираются следующим образом. Напряжение срабатывания реле минимального напряжения 1РН устройства АВР должно быть выбрано из условия несрабатывания его при коротком замыкании в точке К₂ за реактором наиболее мощного присоединения, отходящего от шин А (рис. 14), т. е. из условия

$$I_{\text{ср1РН}} \leq \frac{U_{\text{к.з}}}{K_{\text{н}}} \quad (1)$$

а также из условия несрабатывания его при самозапуске двигателей после восстановления их питания, т. е. из условия

$$I_{\text{ср1РН}} \leq \frac{U_{\text{в}}}{K_{\text{н}}} \quad (2)$$

где $U_{к.з}$ - остаточное напряжение на шинах А при коротком замыкании в точке K_2 ; U_B - восстанавливающееся напряжение при самозапуске двигателей; k_H - коэффициент надежности, равный 1,25. В качестве расчетного принимается меньшее напряжение из полученных по условиям (1) и (2) значений, если оно не превышает 25% номинального рабочего напряжения источника. В противном случае в качестве расчетного значения этого напряжения рекомендуется принимать

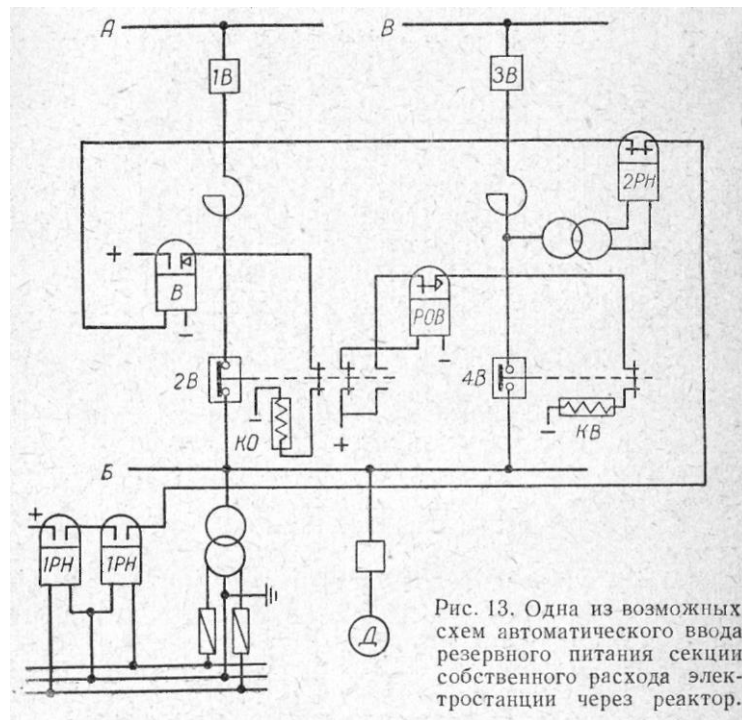


Рис. 13. Одна из возможных схем автоматического ввода резервного питания секции собственного расхода электроэнергии через реактор.

$$U_{ср1РН} = 0,25 U_{н.и}$$

где $U_{н.и}$ - номинальное напряжение рабочего источника питания.

Напряжение срабатывания реле повышения напряжения 2РН, контролирующее наличие напряжения на резервной цепи питания, выбирается из условия несрабатывания его при минимальном рабочем напряжении на шинах В резервного источника питания (рис. 13), т. е. из условия

$$U_{ср2РН} = \frac{k_B}{k_H} U_{раб.мин} \quad (3)$$

где $U_{раб. мин}$ - минимальное рабочее напряжение, равное $0,9 U_{н.и}$;

k_H - коэффициент надежности, равный 1,1-1,2;

κ_B - коэффициент возврата реле 2РН, равный 0,8-0,9.

Исходя из возможности аварийного снижения напряжения резервного источника питания, определяемое по условию (3) напряжение рекомендуется принимать не менее 60% от номинального.

Выдержка времени реле времени B должна быть выбрана не меньше времени действия t_{pz} релейной защиты (токовой отсечки), действующей при коротком замыкании в точке K_1 (рис. 14), т. е.

$$t_B \geq t_{pz} + \Delta t \quad (4)$$

и не менее времени действия $t_{o.d}$ мгновенной защиты двигателей, присоединенных к шинам Б сборки, от коротких замыканий, т.е.

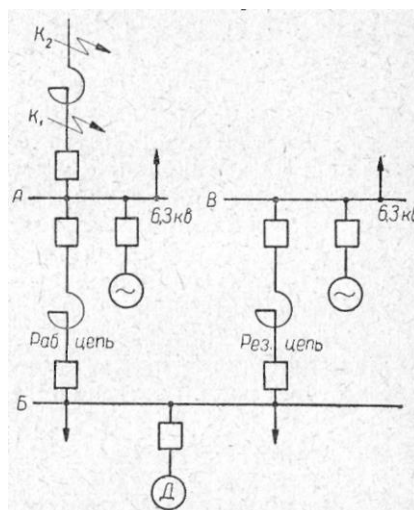


Рисунок 14 – Расчетная схема для выбора параметров настройки реле устройства АВР, выполненного по схеме, приведенной на рисунке 13.

$$t_B \geq t_{o.d} + \Delta t \quad (5)$$

Большее из полученных по условиям (4) и (5) значение сравнивается с временем действия быстродействующей защиты рабочей цепи, питающей сборку B , и большее из них принимается в качестве расчетной выдержки времени реле времени B .

Замедление в отпадании якоря реле однократности включения POB , выбираемое из условия надежности включения выключателя $4B$ резервного источника питания, должно быть принято

$$t_{POB} \geq t_{B.B} + \Delta t \quad (6)$$

где $t_{в.в}$ - время включения выключателя с учетом привода;

Δt - запас надежности, принимаемый равным 0,2-0,3 сек.

Расчет самозапуска двигателей и выбор уставки токовой защиты цепи питания

В целях упрощения расчет самозапуска двигателей может быть выполнен, исходя из следующих допущений.

1. В качестве расчетного принимается наиболее тяжелый режим, соответствующий скольжению $s=1$, при котором все двигатели предполагаются заторможенными до полной их остановки. Допускаемая при этом погрешность будет незначительной [14], так как определяющее ток самозапуска сопротивление электродвигателей в условиях АВР при скольжении $s = 0,15 - 0,20$ мало отличается от сопротивления их при скольжении $s = 1$.*

2. Цепи, питающие сборки двигателей через трансформаторы или реакторы, принимаются подключенными к шинам источника бесконечно большой мощности, чему соответствует сопротивление источника питания (системы), равное нулю ($x_c = 0$). Такое допущение вполне оправдано в тех случаях, когда на генераторах системы установлены устройства автоматического регулирования напряжения, дополненные устройствами форсировки возбуждения. Во время самозапуска двигателей, сопровождающегося повышенным значением реактивных токов, эти устройства поддерживают на зажимах генераторов напряжение, близкое к номинальному.

* При нормальной работе двигателя скольжение $s = s_H=0,02\div0,04$; при затормозившихся двигателях в обычных условиях АВР скольжение $s = 0,15\div0,20$; при затормозившихся двигателях до полной остановки их скольжение $s = 1$,

3. Полное сопротивление заторможенных электродвигателей и реактивное сопротивление трансформатора или реактора складываются арифметически. Основанием к такому допущению является то, что учет

активных сопротивлений при расчете самозапуска группы двигателей через ненагруженный трансформатор или реактор практически не вносит существенных уточнений в результаты расчета [6, 14].

В соответствии с принятыми допущениями расчет самозапуска электродвигателей может быть выполнен в следующем порядке. Номинальный ток двигателя в амперах

$$I_{\text{н.д}} = \frac{P_{\text{н}}}{\sqrt{3} U_{\text{н}} \cos \varphi} \quad (7)$$

Пусковое сопротивление заторможенного электродвигателя в омах

$$Z_{\text{д}} = \frac{U_{\text{н}}}{\sqrt{3} I_{\text{пуск}}} = \frac{U_{\text{н}}}{\sqrt{3} K_{\text{пуск,д}} I_{\text{н.д}}} \quad (8)$$

где $K_{\text{пуск,д}}$ - кратность пускового тока асинхронного двигателя по отношению к номинальному току.

Сопротивление двигателя, отнесенное к номинальному току реактора,

$$z'_{\text{д}} = Z_{\text{д}} \frac{I_{\text{н.р.}}}{I} \quad (9)$$

Восстанавливающееся напряжение на зажимах двигателя [6]

$$U_{\text{в}} = U_{\text{н}} \frac{z'_{\text{д}}}{z'_{\text{д}} + x_{\text{д}} + x_{\text{р}}} \quad (10)$$

До недавнего времени считалось, что остаточное напряжение на зажимах двигателя, при котором обеспечивается самозапуск, $U_{\text{в}} > 0,7 U_{\text{н}}$.

Однако проведенные энергосистемами исследования показали, что самозапуск двигателей собственного расхода электростанций высокого давления после кратковременного перерыва питания, соответствующего времени действия устройства АВР, возможен даже тогда, когда в момент самозапуска напряжение снижается до

$U_{\text{в}} = 0,55 U_{\text{н}}$ Продолжительность самозапуска при этом увеличивается до 30 - 35 сек., что по условиям нагрева электродвигателей считается [14, 15, 16] допустимым.

При более длительных перерывах питания собственного расхода этих электростанций рекомендуется [16] исходить из необходимой величины остаточного напряжения $U_{\text{в}} = (0,65 \sim 0,7) U_{\text{н}}$.

Зная суммарный пусковой ток всех самозапускающихся двигателей, ток срабатывания токовой защиты резервной цепи питания (трансформатор, реактор), определяемый из условия отстройки ее от начального тока самозапуска двигателей,

$$I_{с.з} = \frac{k_n}{k_B} I_{пуск} \quad (11)$$

где k_B - коэффициент возврата токового реле, для реле типа ЭТ-500 равен 0,85; k_n - коэффициент надежности, для реле типа ЭТ-500 равен 1,4 - 1,5. Зная коэффициент трансформации трансформаторов тока n_m и коэффициент схемы защиты $k_{сх}$, можно определить ток срабатывания реле

$$I_{ср} = \frac{k_n k_{сх} I_{пуск}}{k_B} \quad (12)$$

□_Т

При включении реле на разность токов двух фаз коэффициент схемы $k_{сх} = \sqrt{3}$, а при включении на фазный ток $k_{сх} = 1$.

Пример расчета

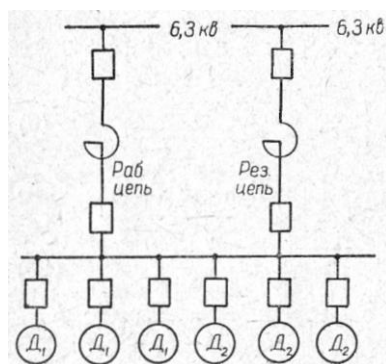


Рисунок 15 – Схема первичной цепи питания собственного расхода электростанции через реактор

Дано: 1. Схема первичной цепи питания секции собственного расхода электростанции представлена на рис. 15. Группа электродвигателей подключена к сборке собственного расхода, питающейся через реактор от шин источника бесконечной мощности с номинальным напряжением $U_{н.и} = 6,3$ кВ. Все двигатели работают с номинальной нагрузкой на механизмы с

постоянным моментом сопротивления (компрессоры и др.).

2. К секции подключено две группы электродвигателей. Первая группа состоит из трех двигателей типа ДАМСО с параметрами $P_{н1} = 850 \text{ кВт}$, $U_H = 6 \text{ кВ}$, $\cos\varphi = 0,89$, кратность пускового тока по отношению в номинальному

$$K_{\text{пуск.д1}} = \frac{I_{\text{пуск.д1}}}{I_{\text{н.д}}} = 5,3$$

Вторая группа состоит из трех двигателей типа ДАМСО с параметрами

$$P_{н2} = 360 \text{ кВт}, U_H = 6 \text{ кВ}, \cos\varphi = 0,87$$

$$K_{\text{пуск.д2}} = \frac{I_{\text{пуск.д1}}}{I_{\text{н.д}}} = 4,5$$

3. Реактор типа РБ6-500-8 с параметрами $U_H = 6 \text{ кВ}$, $I_{н.р} = 500 \text{ а}$, реактивность $x_p\% = 8\%$.

4. Наименьшая величина остаточного напряжения на шинах 6,3 кВ при коротком замыкании в точке K_i за реактором наиболее мощного присоединения к шинам А (рис. 14) составляет 70% от $U_{н.и}$

5. Время срабатывания мгновенной токовой защиты (токовой отсечки), действующей при коротком замыкании в точке K_1 (рис. 14), составляет $t_{р.з} = 0,15 \text{ сек.}$

6. Двигатели D_1 , D_2 (рис. 15) защищены токовыми отсечками с временем срабатывания $t_{од} = 0,12 \text{ сек.}$

7. Время включения выключателя **4В** (рис. 13) с учетом привода $t_{в.в} = 0,25 \text{ сек.}$

8. Реле **РОВ** типа РЭ-100 с возможностью регулирования замедления на отпадание якоря до 2 сек.

Требуется:

1. Выбрать принципиальную схему устройства АВР резервного питания секции собственного расхода электростанции.

2. Выбрать уставки устройства АВР.

3. Проверить возможность самозапуска двигателей, питающихся от секции собственного расхода, после включения резервного питания.

4. Выбрать уставку токовой защиты цепи резервного питания.

№варианта	$U_{н.и.}$ кВ.	$P_{н1}, кВт$	$\cos\varphi_1$	$K_{пуск.д1}$	$P_{н2}, кВт$	$\cos\varphi_2$	$K_{пуск.д2}$
1	6,3	750	0,89	5,5	300	0,82	6,5
2	10,5	850	0,9	6,5	340	0,81	4,9
3	6,3	650	0,87	4,9	260	0,81	5,0
4	10,5	900	0,86	5,0	360	0,80	4,3
5	6,3	760	0,81	4,3	300	0,79	5,6
6	10,5	770	0,92	5,6	310	0,78	5,5
7	6,3	820	0,78	7,0	330	0,78	6,5
8	10,5	750	0,83	5,5	300	0,77	4,9
9	6,3	830	0,86	6,5	330	0,76	5,0
10	10,5	650	0,82	4,9	260	0,75	4,3
11	6,3	820	0,81	5,0	320	0,75	5,6
12	10,5	720	0,81	4,3	290	0,89	5,5
13	6,3	710	0,80	5,6	280	0,9	6,5
14	10,5	820	0,79	7,0	320	0,87	4,9
15	6,3	740	0,78	5,5	300	0,86	5,0
16	10,5	810	0,78	6,5	320	0,81	4,3
17	6,3	640	0,77	4,9	250	0,92	5,6
18	10,5	830	0,76	5,0	330	0,78	5,5
19	6,3	760	0,75	4,3	300	0,83	6,5
20	10,5	740	0,75	5,6	290	0,86	4,9

Решение В качестве схемы устройства АВР секции собственного расхода станции может быть принята схема, представленная на рис. 13.

Выбор уставок устройства АВР произведем после проверки условий самозапуска двигателей, когда будет известно восстанавливающееся напряжение $U_{в.}$

Сопротивление реактора в омах

$$x_p = x\% \cdot \frac{U_{н.и}}{\sqrt{3}I_{н.р} \cdot 100} = 8 \cdot \frac{6300}{\sqrt{3} \cdot 500 \cdot 100} = 0,56 \text{ Ом}$$

Номинальный ток электродвигателя первой группы находим по формуле (7)

$$I_{н.д1} = \frac{P_{н1}}{\sqrt{3}U_{н.и} \cos \phi_1} = \frac{850}{\sqrt{3} \cdot 6 \cdot 0,89} = 92 \text{ А}$$

Пусковое сопротивление одного электродвигателя первой группы определяем по формуле (8)

$$z_{д1} = \frac{U_{н.и}}{\sqrt{3}K_{пуск,д1} \cdot I_{н.д1}} = \frac{6000}{\sqrt{3} \cdot 5,3 \cdot 92} = 7,1 \text{ Ом}$$

Суммарное сопротивление трех электродвигателей первой группы

$$z_{\Sigma д1} = \frac{z_{д1}}{3} = \frac{7,1}{3} = 2,37 \text{ Ом}$$

Номинальный ток электродвигателя второй группы

$$I_{н.д2} = \frac{360}{\sqrt{3} \cdot 6 \cdot 0,87} = 40 \text{ А}$$

Пусковое сопротивление одного электродвигателя второй группы

$$z_{д2} = \frac{6000}{\sqrt{3} \cdot 4,5 \cdot 40} = 19,2 \text{ Ом}$$

Суммарное сопротивление трех электродвигателей второй группы

$$z_{\Sigma д2} = \frac{z_{д2}}{3} = \frac{19,2}{3} = 6,4 \text{ Ом}$$

Результирующее сопротивление всех электродвигателей, подключенных к сборке,

$$z_{д,рез} = \frac{z_{\Sigma д1} z_{\Sigma д2}}{z_{\Sigma д1} + z_{\Sigma д2}} = \frac{2,37 \cdot 6,4}{2,37 + 6,4} = \frac{2,37 \cdot 6,4}{8,77} = 1,73 \text{ Ом}$$

Сопротивление всех двигателей, отнесенное к току реактора, с учетом формулы (9)

$$z'_{д,рез} = z_{д,рез} \cdot \frac{I_{н.р.}}{500} = 1,73 \cdot \frac{500}{500} = 1,73 \text{ Ом}$$

$3I$

$$I_{\text{н.д}1} + 3I_{\text{н.д}2} = 1,73 \cdot 3 \cdot 92 + 3 \cdot 40 = 1,73 \cdot 276 + 120 = 2,18 \text{ Ом}$$

Восстанавливающееся напряжение на зажимах электродвигателей с учетом выражения (10)

$$U_B = U_{н.и} \frac{z'_{д.рез}}{z'_{д.рез} + x_p} = U_{н.и} \frac{2,18}{2,18 + 0,56} = U_{н.и} \frac{2,18}{2,74} = 0,79 U_{н.и} \text{ Ом}$$

т. е. составляет 79% от $U_{н.и}$ двигателя. Так как напряжение $0,79 U_{н.и} > 0,7 U_{н.и}$, то отсюда следует, что запуск всех электродвигателей, подключенных к сборке, вполне обеспечивается.

Далее определяем уставки устройства АВР. Напряжение срабатывания реле минимального напряжения $1PH$ находим по формуле (1)

$$\frac{U_{к.з}}{K_H} = \frac{0,7 U_H}{1,25} = 0,56 U_H$$

$\leq$

и из условия (2)

$$U_{ср1PH} \leq \frac{U_B}{K_H} = \frac{0,79 U_H}{1,25} = 0,63 U_H$$

Так как каждое из полученных значений выше 25% от $U_{н.и}$ рабочего источника питания, то в качестве расчетного значения напряжения срабатывания реле $1PH$ принимаем $U_{ср1PH} = 0,25 U_{н.и}$

Напряжение срабатывания реле повышения напряжения $2PH$ определим по формуле (3)

$$U_{ср2PH} = \frac{K_B}{K_H U_{раб.мин}} = \frac{0,8}{1,1} 0,9 U_{н.и} = 0,655 U_{н.и}$$

Так как полученное значение составляет более 60% от U_B резервного источника питания, то его и принимаем в качестве расчетного значения.

Выдержка времени реле времени PB из условия (4)

$$t_{PB} \geq t_{p.з} + \Delta t = 0,15 + 0,5 = 0,65 \text{ сек}$$

и из условия (5)

$$t_{PB} \geq t_{о.д} + \Delta t = 0,12 + 0,5 = 0,62 \text{ сек}$$

Принимаем $t_{PB} = 0,7$ сек.

Замедление на отпадение якоря реле *POB* устанавливаем по условию (6) при $\Delta t = 0,3$ сек.

$$t_{POB} \geq t_{в.в} + \Delta t = 0,25 + 0,3 = 0,55 \text{ сек}$$

Ток срабатывания токовой защиты цепи резервного питания определяем по выражению (11)

$$I_{сз} = \frac{K_B}{K_H} I_{пуск} = \frac{K_B}{K_H} (t_1 I_{пуск1} + t_2 I_{пуск2}) = \frac{K_B}{K_H} (t_1 I_{н.д1} K_{пуск.д1} + t_2 I_{н.д2} K_{пуск.д2})$$

$$= \frac{1,4}{0,85 (3 \cdot 92 \cdot 5,3 + 3 \cdot 40 \cdot 4,5)} = \frac{1,4}{0,85 (1460 + 540)} = \frac{1,4}{0,85 \cdot 2000}$$

$$= 3300 \text{ А}$$

Зная коэффициент трансформации трансформаторов тока и коэффициент схемы, можно по формуле (12) определить ток срабатывания токового реле защиты.

Занятие 6. Противоаварийная автоматика защитных отключений, повторных и резервных включений

Моделирование работы АПВ линии в программе RUSTab.

Теория простейшего сценария и автоматики в Rustab на примере схеме test9, которая входит в дистрибутивный комплект Rustab и размещена в подкаталоге test-rastr. Задача – через 1 с после начала расчета смоделировать КЗ в узле 392. Через 0.1 с после возникновения КЗ отключить его.

В таблице «Сценарий/Действия» создадим два действия для моделирования КЗ:

N	N группы	Тип	Название	Формула	Тип объекта	Свойство объекта	Ключ объекта	Режим	N сраб
1	1	Узел Rш		0.1			392		1
2	1	Узел Хш		0.2			392		1

Каждая строка таблицы отвечает за ввод сопротивления шунта в узел 392. Номер узла задается в поле «Ключ объекта». Тип первого действия – «Узел Rш». В поле «Формула» вводим значение 0.1.

Это активное сопротивление в Омах. Во второй строке аналогично вводится реактивное сопротивление шунта. В поле «N сраб» указываем в обеих строках единицу. Это означает, что действия будут исполнены не более 1 раза. В поле «N» вводится уникальный номер элемента действия. Он нужен для идентификации действия, например, при выводе сообщений об ошибках.

В поле «N группы» вводим номер группы, в которую объединяются действия. Номер 1 в обеих строках означают, что действия входят в одну группу и будут выполнены одновременно.

Для исполнения этих действий в таблице «Сценарий/Логика» добавляем строку вида (столбцы, предназначенные для модулей для простоты убраны):

N	N модуля	Тип	Название	Формула	Действия	Выдержка
1		Формула		1	A1	1

Порядковый номер элемента логики – 1. Тип элемента логики – «Формула», означает, что элемент должен анализировать выражение в поле «Формула». Если оно истинно, необходимо выполнить действия, указанные в поле «Действия». Поскольку КЗ мы желаем смоделировать безусловно, просто спустя 1 с после начала расчета, в поле «Формула» указываем константу 1, которая задает истинное условие срабатывания элемента (истина – это любое число, отличное от нуля, обычно задаем 1). При такой формуле логика срабатывает сразу же после начала расчета. Для того, чтобы действие было выполнено не сразу, а через 1 с после срабатывания элемента логики, в поле «Выдержка» устанавливаем значение 1. Это время задается в секундах. Наконец, для того, чтобы указать какую именно группу действий нужно выполнить в поле «Действия» указываем A1. Это первая группа действий, которую мы сформировали в таблице «Действия».

Теперь нужно задать сценарий отключения КЗ. Для этого сформируем еще две строки в таблице «Действия», определяющие вторую группу действий

N	N группы	Тип	Название	Формула	Тип объекта	Свойство объекта	Ключ объекта	N сраб
1	1	Узел Rш		0.1			392	1
2	1	Узел Xш		0.2			392	1
3	2	Узел G		0			392	1
4	2	Узел B		0			392	1

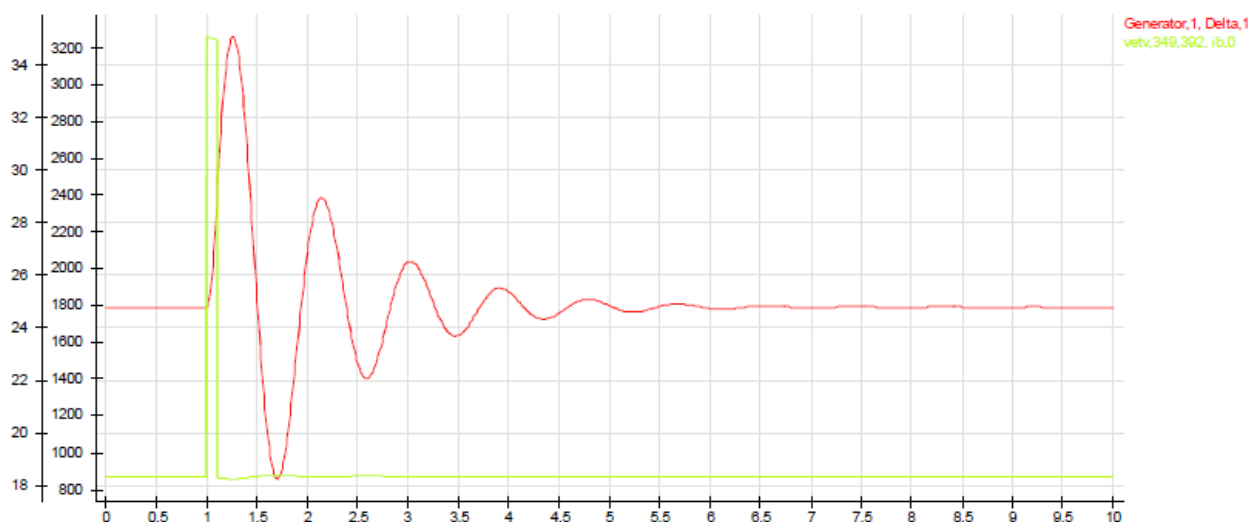
В этих строках проводимость шунта в узле 392 обнуляется. То есть шунт, который введен первой группой действий отключается. В поле «Номер группы» указывается значение 2, поскольку это вторая группа действий, которую мы должны выполнить.

В таблице «Логика» добавляем еще одну строку, которая запускает вторую группу действий:

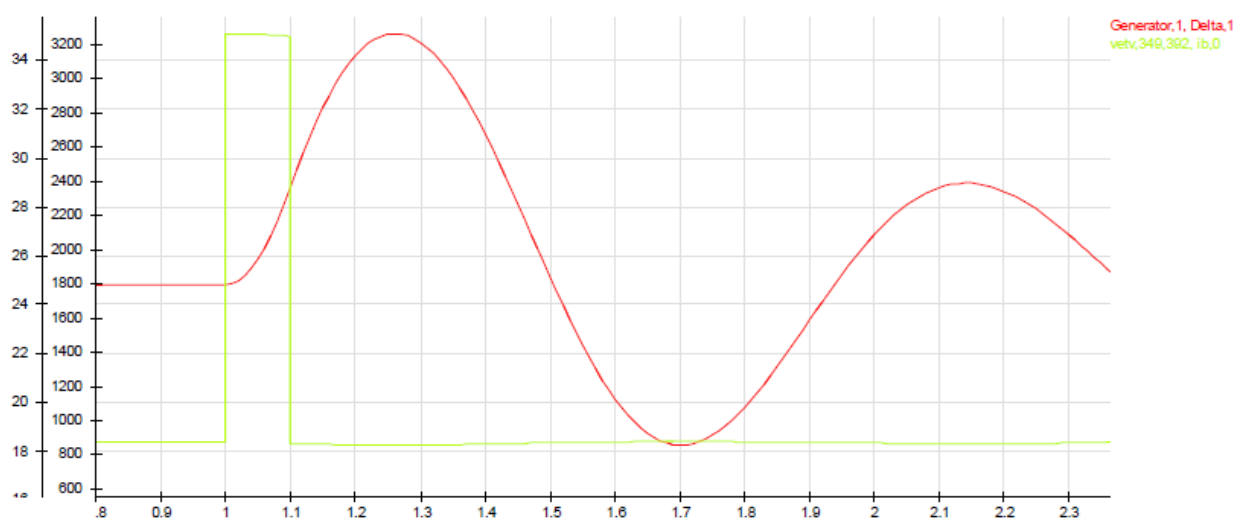
N	N модуля	Тип	Название	Формула	Действия	Режим	Выдержка
1		Формула		1	A1		1
2		Формула		LT1	A2		0.1

В этой строке критерием запуска элемента логики является факт срабатывания первого элемента, с учетом выдержки времени, что определяется формулой LT1. Второй элемент логики должен исполнить группу действий 2, для чего в поле «Действия» задается «A2». Группа действий выполняется не мгновенно, а с выдержкой времени 0.1 с, что указано в поле «Выдержка».

Если запустить расчет, можно получить следующий график угла первого генератора и тока по ветви 349,392.



Увеличение дает возможность убедиться, что шунт КЗ отработал ровно положенное время:



В качестве иллюстрации автоматики рассмотрим пример создания простейшей МТЗ. Защита должна отключить ветвь 349, 392 спустя 0.05с с момента превышения током по линии уставки в 2000 А. Описание защиты выполним в таблицах автоматики, а не сценария, что позволит независимо управлять сценарием и автоматикой. Дело в том, что сценарий хранится в файле с расширением scп, а автоматика – в файле с расширением dfw. Можно подготовить несколько сценариев и несколько описаний автоматики и выполнять расчеты с разными комбинациями, просто загружая нужные файлы.

Для моделирования отключения линии в таблице «Автоматика/Действия» введем действие 1

N	N группы	Тип	Название	Формула	Тип объекта	Свойство объекта	Ключ объекта	N сраб
1	1	Сост ветви		0			349,392	1

В этой строке задана группа действий 1 (состоящая из одного действия), и указан тип «Сост ветви». В поле «Ключ объекта» указаны номера узлов начала и конца ветви, которую следует отключить (при наличии нескольких параллельных нужно добавить номер параллельности). В поле «Формула» указан 0, что означает, что состояние ветви будет переведено в 0 – «откл». В поле «N сраб» не следует забывать указывать количество разрешенных срабатываний действия, в данном случае – 1.

Для контроля тока по ветви в таблице «Автоматика/Пуски» зададим пусковой орган:

N	Тип	Название	Формула	Тип объекта	Свойство объекта	Ключ объекта
1	Объект		$V \cdot 1000$	Vetv	ib	349,392

Номер пускового органа 1. Через этот номер мы сможем получить его значение в элементе логики. Тип пускового органа – «Объект». Чтобы воспользоваться этим типом, мы должны указать объект для контроля, то есть заполнить поля «Тип объекта» (vetv) – таблица «Ветви», «Свойство объекта» (ib) – Ток в начале ветви и «Ключ объекта» (уже знакомые 349,392).

В данном случае, проиллюстрирован пример обращения к произвольному объекту расчетной модели, для чего требуется знать названия таблиц и параметров. Все допустимые названия таблиц и параметров приведены в документации.

В поле «Формула» мы должны сделать масштабирование тока в амперы, поскольку пусковой орган (параметр *ib*) возвращает ток в килоамперах. Для этого вводится выражение $V \cdot 1000$.

Переменная *V* содержит значение, которое возвращает пусковой орган. Можно было бы ничего не вводить в поле «Формула», однако пришлось бы задавать и уставку в килоамперах.

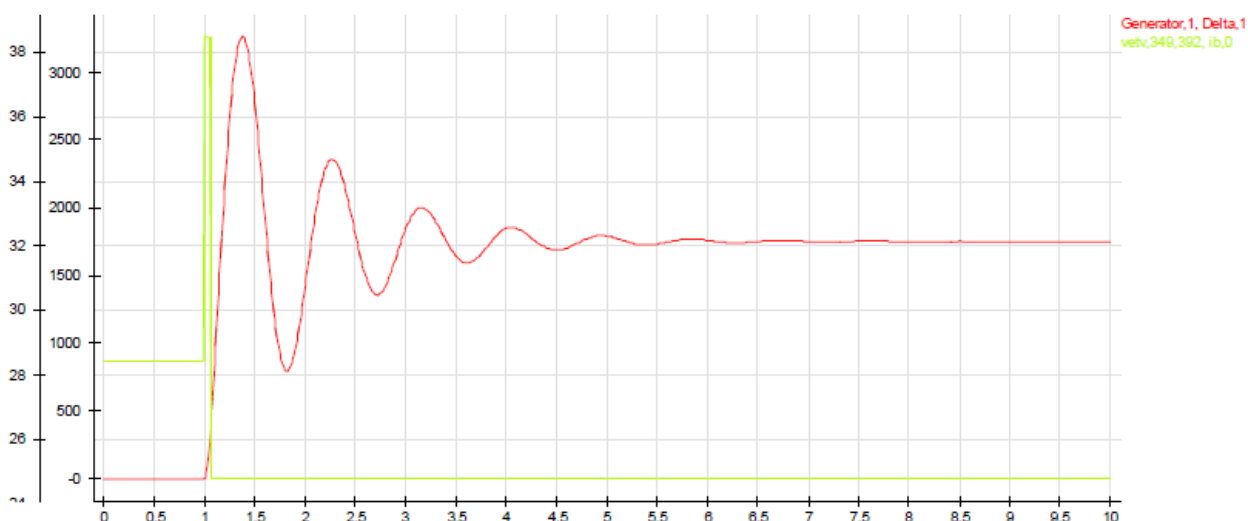
Наконец, для того, чтобы запустить защиту в таблице «Автоматика/Логика» вводим строку элемента логики:

N	N модуля	Тип	Название	Формула	Действия	Выдержка
1		Формула		$S1 > 2000$	A1	0.05

Первый по номеру элемент логики запускает группу действий A1, спустя 0.05 с после того, как выходное значение пускового органа с номером 1 превысит значение 2000. В данном случае мы ссылаемся через переменную *S1* на контролируемый ток ветви. Выражение $S1 > 2000$ возвращает истину при превышении уставки, и если на протяжении 0.05 с ток не снизится, ветвь будет отключена.

Как вариант можно написать в поле «Формула» выражение $vetv[349,392].ib > 2$ и отказаться от использования таблицы «Автоматика/Пуски», но в этом случае логика будет привязана к конкретному объекту в сети.

Защита готова, можно запустить расчет.



Увеличение позволяет увидеть работу защиты:

Предлагается выполнить оценку успешности АПВ и количественную оценку параметров режимов на предмет тяжести переходного процесса после АПВ:

Согласно варианту **провести эксперимент** в среде Rustab для файлов содержащих информацию о динамике, сценарий аварии и работу автоматики и графики, расположенных в директории C:\Program Files (x86)\RastrWin3\RastrWin3\test-rastr\RUSTab\АПВ.

Результатом работы являются данные:

Схема электрической сети с указанием места аварии и режимов работы автоматики повторных включений; графики токов в экспериментальной ветви; взаимный угол для линии электропередач; мощность линии и скольжение узлов ограничивающих линию электропередач.

Таблица

Вариант	Ветвь	$t_{\text{ввод шунта, с}}$	$t_{\text{вывода шунта, с}}$	$t \text{ (MT3 A1), с}$	$t \text{ (MT3 A2), с}$
1	347-349	0,5	1,5	0,2	0,05
2	349-392	0,45	1,3	0,25	0,07
3	349-330	0,55	2,0	0,3	0,05
4	349-319	0,7	2,5	0,35	0,06
5	347-349	0,5	1,5	0,2	0,05
6	349-392	0,45	1,3	0,25	0,07
7	349-330	0,55	2,0	0,3	0,05

8	349-319	0,7	2,5	0,35	0,06
9	347-349	0,5	1,5	0,2	0,05
10	349-392	0,45	1,3	0,25	0,07
11	349-330	0,55	2,0	0,3	0,05
12	349-319	0,7	2,5	0,35	0,06
13	347-349	0,5	1,5	0,2	0,05
14	349-392	0,45	1,3	0,25	0,07
15	349-330	0,55	2,0	0,3	0,05
16	349-319	0,7	2,5	0,35	0,06
17	347-349	0,5	1,5	0,2	0,05
18	349-392	0,45	1,3	0,25	0,07
19	349-330	0,55	2,0	0,3	0,05
20	349-319	0,7	2,5	0,35	0,06

Занятие 7. Противоаварийная автоматика защитных отключений, повторных и резервных включений

Расчет автоматического включения резервного трансформатора Расчет параметров настройки реле устройства АВР и релейной защиты резервного трансформатора

Расчет автоматического включения резервного трансформатора

Требования, предъявляемые к надежности питания потребителей собственного расхода электрических станций, оказываются, как известно, наиболее высокими по сравнению с другими потребителями электрической энергии. Повышение этой надежности достигается в значительной мере применением специальных устройств, называемых автоматическим вводом резервного оборудования (АВР).

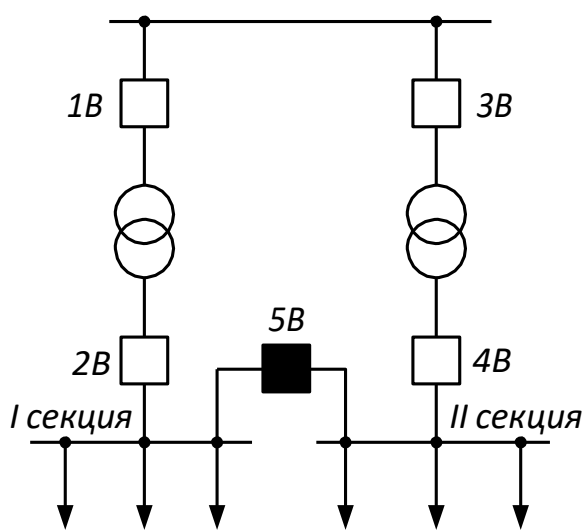
Типовые схемы питания секций собственного расхода электростанций при питании этих секций через понижающие трансформаторы приведены на рисунке 1. Нормально оба выключателя резервного трансформатора (3В, 4В) отключены (рисунок 1, а).

При отключении по тем или иным причинам рабочего трансформатора устройство АВР автоматически включает выключатели резервного трансформатора и питание секции восстанавливается. Резервный трансформатор может одновременно резервировать и любой из двух рабочих трансформаторов (рисунок 1, б). При отключении одного рабочего трансформатора включаются выключатели 5В и 6В резервного трансформатора, а при отключении другого рабочего трансформатора - выключатели 5В и 7В.

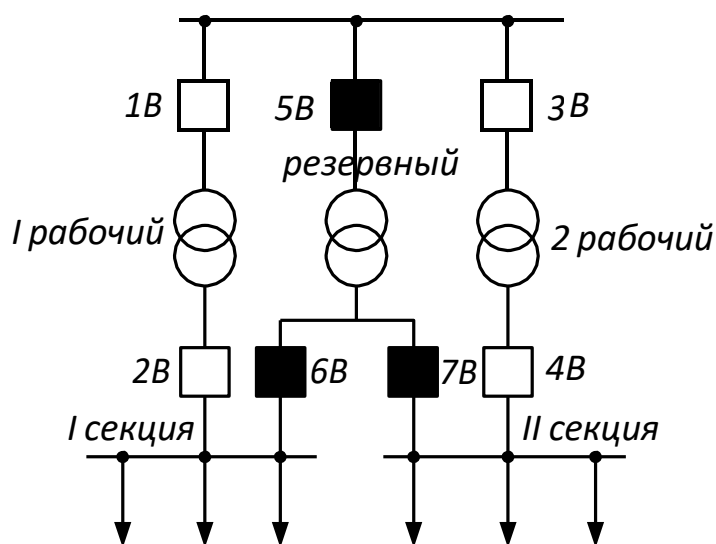
На рисунке 1, в приведена схема резервирования питания секций шин собственного расхода без применения резервного трансформатора. Оба трансформатора являются рабочими, нормально включенными и питают каждый свою секцию шин. Каждый из этих трансформаторов рассчитан на

одновременное питание нагрузок, присоединенных к обеим секциям, т. е. здесь резерв заложен в повышенной мощности самих рабочих трансформаторов. В этой схеме при отключении по той или иной причине рабочего трансформатора, устройство АВР включает секционный выключатель 5В, восстанавливая этим питание потребителей секции, потерявшей напряжение.

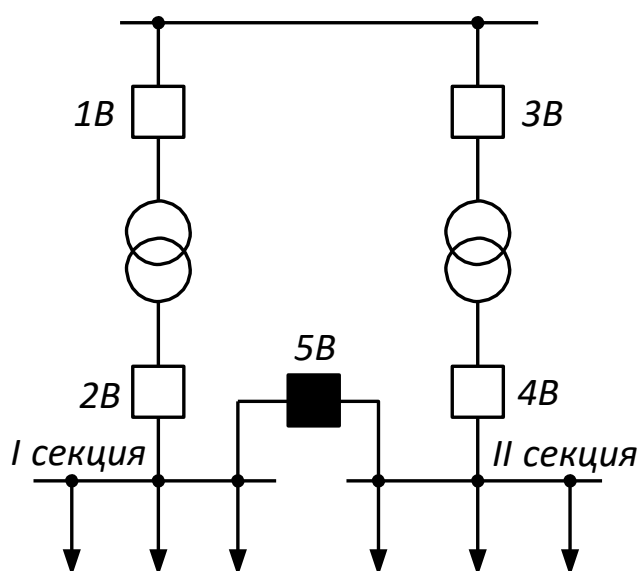
В схемах (рисунок 1) все трансформаторы показаны включенными на общие шины генераторного напряжения. В современных установках резервные трансформаторы собственного расхода электростанций часто питаются или от других секций шин генераторного напряжения, или от шин напряжением 35 и 110 кВ. В этом случае эффективность АВР оказывается еще более высокой, так как при этом питание потребителей собственного расхода будет обеспечиваться также и при к. з. на шинах генератора и при отключении генератора от шин.



а)



б)



в)

Рисунок 1 – Схемы питания секций собственного расхода электроэнергии.
а – при одном рабочем и одном резервном трансформаторах на секцию; б –
при одном резервном трансформаторе на две секции; в – при резерве,
заложенном в повышенной мощности каждого из рабочих трансформаторов.

Схемы устройств АВР трансформаторов

В практике эксплуатации можно встретить много схем устройств АВР трансформаторов, выполненных в зависимости от тех или иных местных условий, - схем соединения силового оборудования типов аппаратуры и т.п.

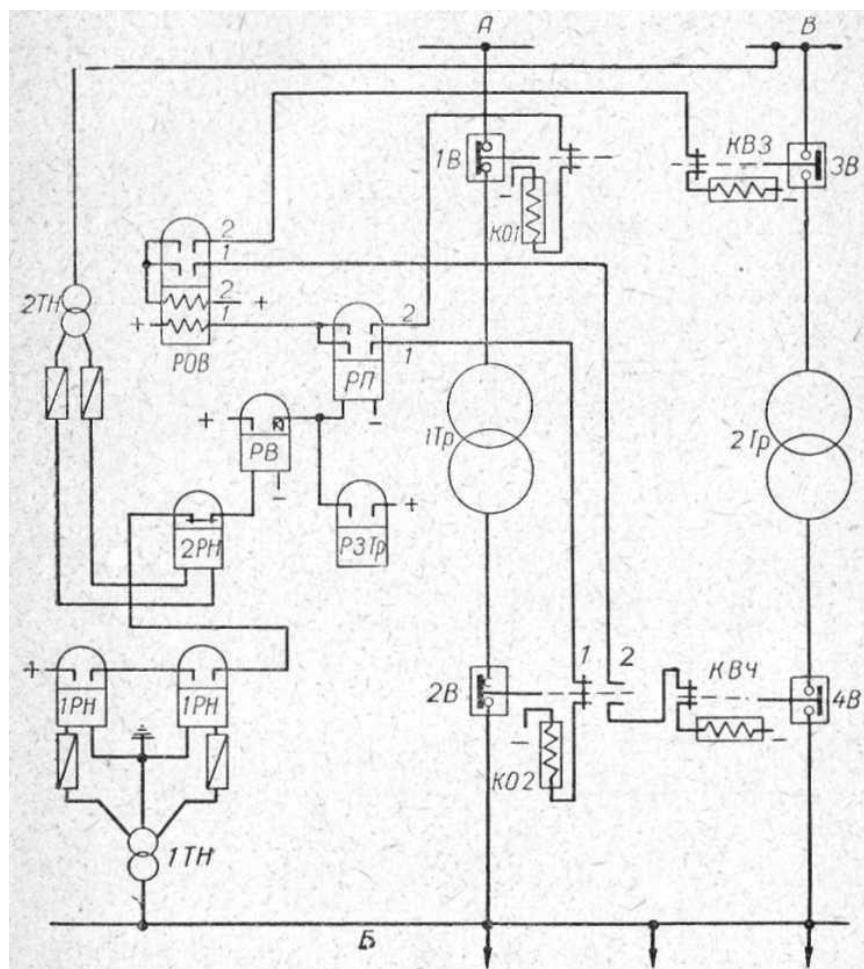


Рисунок 3 – Схема автоматического ввода резервного трансформатора с применением реле однократности включения с двумя обмотками.

Приведенные на рисунках 2 и 3 схемы отличаются различным выполнением реле однократности включения РОВ выключателей резервного трансформатора со стороны устройства АВР. В схеме (рисунок 2) в качестве РОВ установлено реле типа РЭ Чебоксарского завода МЭП с замедленным отпаданием якоря, обеспечивающее надежное питание контакторов включения выключателей 3В и 4В резервного трансформатора. После отпадания якоря РОВ реле 2РП теряет питание и держит свои контакты разомкнутыми. Поэтому отключение резервного трансформатора, например, релейной защитой не будет сопровождаться новой подачей питания на контакторы включения его выключателей и повторно трансформатор не включится. Если бы реле РОВ отсутствовало и реле 2РП получало бы питание непосредственно через блок-контакт 3 выключателя 2В, то при

отключенном положении выключателей $1B$ и $2B$ рабочего трансформатора и последующем отключении по любым причинам выключателей $3B$ и $4B$ резервного трансформатора цепи контакторов включения снова были бы под током и выключатели $3B$ и $4B$ включились бы снова. Такое повторное включение могло бы повторяться неограниченное количество раз. При наличии же POB такое повторное включение не происходит.

В схеме (рисунок 3) в качестве POB применено обычное промежуточное реле без замедления, но с двумя обмотками [13]. Обмотка 1 этого реле через контакты реле РП включается последовательно с обмотками контакторов отключения выключателей $1B$ и $2B$ рабочего трансформатора, а обмотка 2 включается последовательно с обмотками контакторов включения выключателей $3B$ и $4B$ резервного трансформатора. Повторное включение резервного трансформатора не происходит, так как при включенном рабочем трансформаторе обмотка 1 POB питания не получает и последнее не срабатывает; его контакты остаются разомкнутыми. Поэтому при отключении резервного трансформатора контакторы включения его выключателей $3B$ и $4B$ остаются обесточенными.

В схеме (рисунок 3) в замедлении POB нет надобности, так как после его срабатывания якорь его будет надежно самоудерживаться под влиянием появившегося тока включения контакторов выключателей $3B$ и $4B$, протекающего в обмотке $2POB$ до окончания процесса включения этих выключателей.

Реле $2PH$ в схемах (рисунки 2, 3) применяется для контроля наличия напряжения на питающих шинах резервного трансформатора. Оно позволяет предотвратить ненужное действие устройства АВР при отсутствии этого напряжения.

Расчет параметров настройки реле устройства АВР и релейной защиты резервного трансформатора

Пусть устройство АВР выполнено по схеме (рисунок 2). Тогда замедление на отпадание якоря РОВ, выбираемое из условия надежности включения выключателя 4В резервного трансформатора, должно быть принято

$$t_{\text{РОВ}} \geq t_{\text{В.В}} + \Delta t \quad (1)$$

где $t_{\text{В.В}}$ - время включения выключателя с учетом привода;

Δt - запас надежности ($\Delta t = 0,2 - 0,3$ сек.). Выдержка времени реле РВ должна быть выбрана не меньше выдержки времени $t_{\text{р.з}}$ релейной защиты, действующей при к. з. в точке K_1 до реактора на линиях, отходящих от шин А (рисунок 4), т. е.

$$t_{\text{РВ}} \geq t_{\text{р.з}} + \Delta t \quad (2)$$

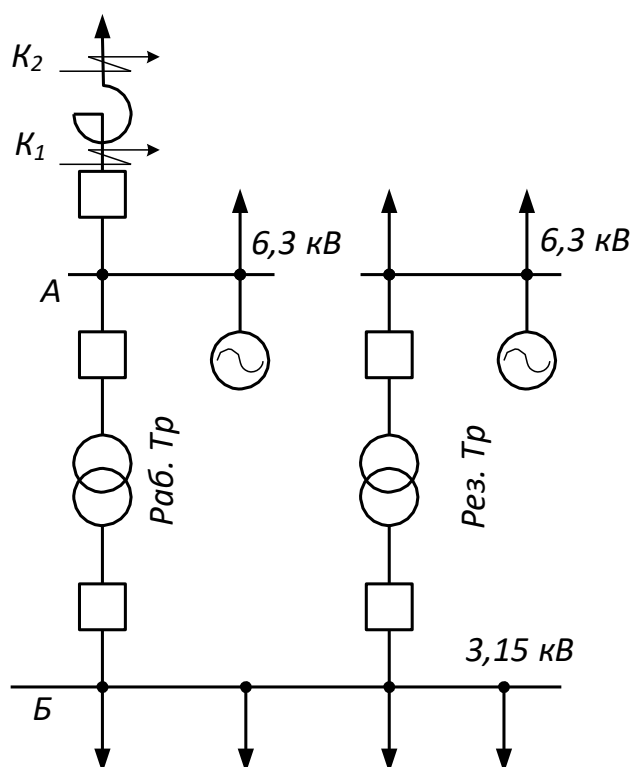


Рисунок 4 – Расчетная схема для выбора параметров настройки реле устройства АВР, выполненного по схеме, приведенной на рисунке 2.

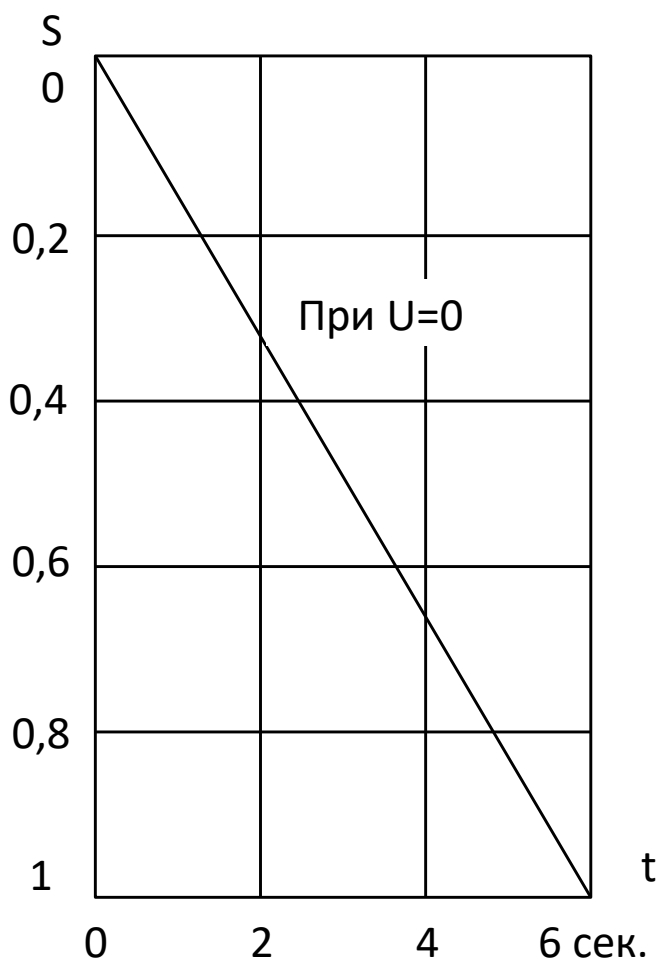


Рисунок 5 – Кривая $s = f(t)$ выбега приводимых двигателями механизмов при исчезновении напряжения (при $U = 0$)

и не меньше времени выдержки $t_{0.д.}$ защиты двигателей (присоединенных к шинам Б) от коротких замыканий, т. е.

$$t_{PB} \geq t_{0.д.} + \Delta t \quad (3)$$

Большее из полученных по формулам (2) и (3) значение сравнивается со временем срабатывания максимальной токовой защиты рабочего трансформатора $t_{зТр}$ и большее из них принимается в качестве расчетного времени t_p подачи плюса на отключающее реле $IPП$. Таким образом, можно получить или

$$t_p = t_{P.B.}$$

или

$$t_p = t_{зТр} \quad (4)$$

Время перерыва в питании электродвигателей при этом будет

$$t = t_P + t_{1PII} + t_{o.в.} + t_{2PII} + t_{в.в.} + \Delta t \quad (5)$$

где t_{1PII} и t_{2PII} - время срабатывания промежуточных реле $1PII$ и $2PII$ соответственно;

$t_{o.в.}$ и $t_{в.в.}$ - время отключения выключателя рабочего трансформатора и время включения выключателя резервного трансформатора соответственно (с учетом привода);

Δt - запас надежности 0,2-0,3 сек.

Зная время перерыва в питании t , по кривой выбега механизмов (рисунок. 5) $s = f(t)$ можно определить скольжение s , которое будут иметь двигатели к моменту подачи на них напряжения. Зная скольжение s , по кривой электромеханических характеристик (рисунок 6) при номинальном напряжении двигателей U_n можно определить кратность пускового тока $I_{пуск.д.}/I_{н.д.}$.

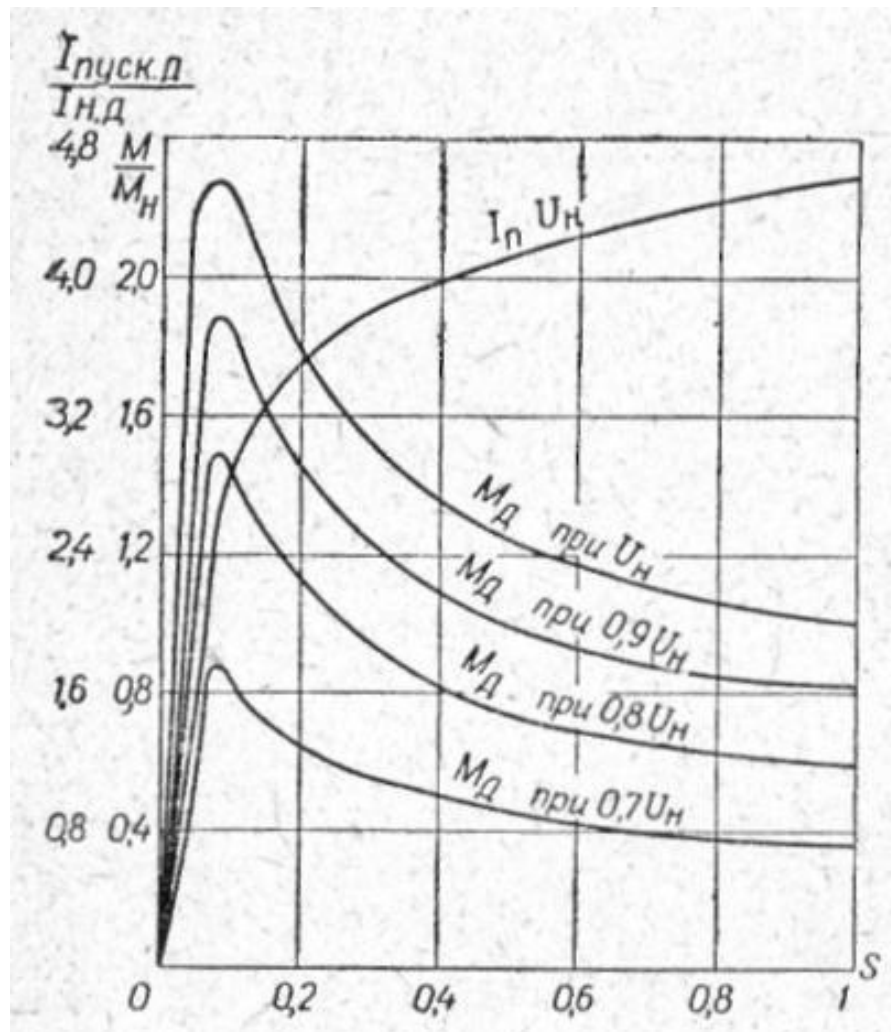


Рисунок 6 – Кривые вращающего момента и пускового тока электродвигателя

Суммарный ток нагрузки двигателей при известной суммарной их мощности нагрузки $P_{\Sigma д}$

$$I_{\Sigma \text{пуск}} = \frac{I_{\text{пуск}}}{I_{\text{н.д}}} I_{\Sigma д} \quad (6)$$

и тогда суммарный пусковой ток двигателей на стороне низкого напряжения силового трансформатора

$$I_{\Sigma \text{пуск}} = \frac{I_{\text{пуск.д}}}{I_{\text{н.д}}} I_{\Sigma д} \quad (7)$$

или, относя его к стороне высшего напряжения силового трансформатора, т.е. к месту установки трансформаторов тока защиты резервного трансформатора, получим

$$I_{\text{пуск}} = I_{\Sigma \text{пуск}} \frac{U_{II}}{U_I} \quad (8)$$

где U_1 и U_H - напряжение силового трансформатора соответственно на высокой и низкой стороне. Тогда первичный ток срабатывания защиты резервного трансформатора, определяемый из условия отстройки ее от начального тока самозапуска двигателей, будет

$$I_{с.з} = \frac{k_H}{k_B} I_{пуск} \quad (9)$$

где k_H - коэффициент надежности; для реле типа ЭТ-500 $k_H = 1,4-1,5$;
 k_B - коэффициент возврата токового реле; для реле ЭТ-500 $k_B = 0,85$.

Зная коэффициент трансформации трансформаторов тока n_T и коэффициент схемы $k_{сх}$, можно определить ток срабатывания реле по формуле

$$I_{ср} = \frac{k_H k_{сх} I_{пуск}}{k_B n_T} \quad (10)$$

Сопротивление всех двигателей в относительных единицах, отнесенное к номинальному току и напряжению трансформатора на низкой стороне $I_{нII}$ и U_H , можно получить [6] из соотношения

$$x_{*д} = \frac{I_{нII}}{I_{н,д}} \frac{U_{н,д}^2}{U_{II}^2} \quad (11)$$

где $x_{*д}$ - кратность пускового тока, определяемого по кривой (рисунка 6);
 n - число двигателей. Восстанавливающееся напряжение на двигателях, т. е. напряжение самозапуска, можно определить по формуле [6]

$$U_B \cong \frac{U_{II} x_{*д}}{x_{*д} + x_{*Тр}} \quad (12)$$

где $x_{*Тр}$ - сопротивление трансформатора в относительных единицах. Зная отношение восстанавливающегося напряжения U_B к номинальному напряжению двигателей U_H , а также скольжение s , можно по кривым моментов (рисунок 6) определить возможность самозапуска двигателей.

Напряжение срабатывания реле понижения напряжения IPH выбирают из условия несрабатывания его при к. з. в точке K_2 (рисунок 4), т. е. из условия

$$U_{срIPH} \leq \frac{U_{к.з} U_{II}}{k_n U_I} \quad (13)$$

а также из условия несрабатывания его при самозапуске двигателей после восстановления их питания, т. е. из условия

$$U_{\text{ср1РН}} \leq \frac{U_{\text{в}}}{K_{\text{н}}} \quad (14)$$

где $U_{\text{к.з.}}$ - остаточное напряжение на шинах А при к. з. в точке K_2

Из полученных по формулам (13) и (14) значений, отнесенных в данном случае к первичной стороне трансформатора напряжения (рисунок. 8 или 9), выбирается меньшее, и сравнивается с номинальным напряжением рабочего источника питания $U_{\text{н.н.}}$. Если полученное значение напряжения $U_{\text{ср.1РН}}$ не выше $0,25U_{\text{н.н.}}$, то оно принимается окончательно. В противном случае в качестве расчетного значения этого напряжения рекомендуется принимать $U_{\text{ср.1РН}} = 0,250,25U_{\text{н.н.}}$. Объясняется это тем, что реле $1РН$ в схеме (рисунок 8 и 9) рассматриваются характеризующими не понижение рабочего напряжения, а его исчезновение.

Напряжение срабатывания реле повышения напряжения $2РН$ выбирают из условия несрабатывания его при минимальном рабочем напряжении на шинах резервного трансформатора, т. е.

$$U_{\text{ср2РН}} = \frac{K_{\text{в}}}{K_{\text{н}}} U_{\text{раб.мин}} \quad (15)$$

где $K_{\text{в}} = 0,85 - 0,9$ - коэффициент возврата реле;

$K_{\text{н}} = 1,1 - 1,2$ - коэффициент надежности.

Минимальное рабочее напряжение $U_{\text{раб.мин.}}$ принимается на 10% меньше номинального напряжения на шинах высшего напряжения резервного трансформатора.

Учитывая возможные аварийные снижения напряжения резервного источника питания, определяемое по уравнению (15), напряжение $U_{\text{ср.2РН}}$ рекомендуется принимать равным не менее 60% от номинального.

Пример расчета

Дано:

1. Рабочий и резервный трансформаторы (рисунок. 4) питаются от секций шин А и В генераторного напряжения 6,3 кв. Мощность каждого из трансформаторов $P_{Тр} = 3200$ кВа, реактивное сопротивление $x_{Тр} \% = 5$.
2. На трансформаторах, кроме токовой отсечки с временем срабатывания $t_{0.Тр} = 0,1$ сек., предусмотрена максимальная токовая защита с временем срабатывания $t_{3.Тр} = 0,6$ сек.
3. Время отключения выключателей $t_{0.в.} = 0,15$.сек., время включения выключателей $t_{в.в.} = 0,25$ сек.
4. Наименьшая величина остаточного напряжения на шинах 6,3 кв, получающаяся при к. з. в точке K_2 (рисунок 10), составляет 65% от его номинального значения.
5. Время срабатывания линейной токовой отсечки, действующей при к. з. в точке K_1 принять $t_{р.з.} = 0,15$ сек.
6. К шинам 3,15 кв подключено 8 двигателей мощностью по $P=200$ кВт, $U_n = 3$ кв, $\cos\varphi = 0,81$. Каждый из двигателей работает с нагрузкой, равной 90% его номинальной мощности. Момент сопротивления приводимых двигателями механизмов - постоянный.
7. Электромеханические характеристики двигателей и кривые выбега механизмов приведены соответственно на рисунках 6 и 5.
8. Двигатели защищены от коротких замыканий токовыми отсечками с временем срабатывания $t_{0.д.} = 0,1$ сек.

Требуется: 1. Составить принципиальную схему устройства автоматического ввода резервного трансформатора, питающего секцию собственного расхода электрической станции, применительно к схеме первичных соединений (рисунок 10).

2. Рассчитать уставки устройства АВР.
3. Рассчитать уставку токовой защиты резервного трансформатора,

исходя из отстройки от пускового тока двигателей.

4. Проверить возможность самозапуска двигателей, питающихся от шин 3,15 кв.

Решение. Схема АВР может быть принята (рисунок 8) с применением реле однократности включения типа РЭ серийного исполнения. Так как по условию время включения выключателя резервного трансформатора $t_{в.в.} = 0,25$ сек., то в качестве реле однократности включения POB можно принять реле типа РЭ-100, позволяющее получить замедление на отпадание якоря до 2 сек. Время замедления этого реле определяем по равенству (1), принимая запас надежности $\Delta t = 0,25$ сек. При этом получим

$$t_{POB} = t_{в.в.} + \Delta t = 0,25 + 0,25 = 0,5 \text{ сек.}$$

По выражениям (2) и (3) определяем выдержку времени PB (рисунок 8), получая соответственно

$$t_{PB} = t_{p.з.} + \Delta t = 0,15 + 0,5 = 0,65$$

сек. и

$$t_{PB} = t_{o.д.} + \Delta t = 0,1 + 0,5 = 0,6$$

сек. принимаем $t_{PB} = 0,7$ сек.

Так как $t_{PB} > t_{з.тp}$, то расчетное время подачи плюса на реле 1РП в соответствии с равенством (4) будет $t_p = 0,7$ сек. Тогда, принимая время срабатывания промежуточных реле 1РП и 2РП (рисунок 2) одинаковым и равным $t_{РП} = 0,05$ сек., время перерыва в питании двигателей определяем по формуле (5)

$$\begin{aligned} t &= t_p + t_{1РП} + t_{o.в.} + t_{2РП} + t_{в.в.} + \Delta t = \\ &= 0,7 + 0,05 + 0,15 + 0,05 + 0,25 + 0,03 = 1,5 \text{ сек} \end{aligned} \quad (5)$$

По кривой выбега механизмов (рисунок 5) определяем скольжение s , которое будут иметь двигатели при перерыве в питании. При этом $s = 0,3$. Зная скольжение, по кривой характеристик (рисунок 6) при напряжении двигателей, равном номинальному, определяем кратность пускового тока

$$\frac{I_{\text{пуск.д}}}{I_{\text{н.д}}} = 3,9$$

В соответствии с заданным условием суммарная мощность нагрузки двигателей

$$P_{\Sigma д} = 0,9 \cdot P_n \cdot n = 0,9 \cdot 200 \cdot 8 = 1440 \text{ кВт}$$

где n - число двигателей.

При этом суммарный ток нагрузки двигателей

$$I_{\Sigma д} = \frac{P_{\Sigma д}}{\sqrt{3} \cdot U_n \cdot \cos \varphi} = \frac{1440}{\sqrt{3} \cdot 0,81} = 342 \text{ а}$$

Суммарный пусковой ток двигателей

$$I_{\Sigma \text{пуск}} = I_{н.д.} \cdot I_{\Sigma д} = 3,9 \cdot 342 = 1334 \text{ а}$$

или, относя его к высокой стороне трансформатора, где установлена токовая защита, из уравнения (8) получим

$$I_{\text{пуск}} = I_{\Sigma \text{пуск}} \cdot \frac{U_{II}}{U_I} = 1334 \cdot \frac{3,15}{6,3} = 667 \text{ а}$$

Тогда первичный ток срабатывания защиты трансформатора по выражению (9)

$$I_{с.з.} = \frac{K_{II}}{K_{\text{в}}} \cdot I_{\text{пуск}} = \frac{1,45}{0,85} \cdot 667 \cong 1140 \text{ а}$$

Зная коэффициент трансформации трансформаторов тока n_T и коэффициент схемы $K_{сх}$, можно по уравнению (10) определить ток срабатывания токового реле защиты и выбрать уставку.

Сопротивление двигателей определим по уравнению (11)

$$x_{*д} = \frac{I_{н.д.}^2}{I_{\Sigma \text{пуск}}^2} = \frac{590^2}{3,9 \cdot 847,5^2} = 0,36$$

Где номинальный ток трансформатора

$$I_{н.д.} = \frac{P_{\text{тр}}}{\sqrt{3} \cdot U_{II}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 57,7 \text{ а}$$

а номинальный ток двигателя

$$\begin{aligned}
 &= \frac{3200}{\sqrt{3} \cdot 3,15} = \frac{\quad}{\quad} = 390 \text{ a} \\
 &= \frac{200}{\quad} = \frac{47,5}{\quad} \\
 &\quad \text{a} \\
 &\sqrt{3 \cdot 2,222 \varphi} \quad \sqrt{3 \cdot 3 \cdot 0,81}
 \end{aligned}$$

Восстанавливающееся напряжение на двигателях

$$U_B = \frac{U_{II}}{x_{*д}} = \frac{3150 \cdot 0,36}{0,36 + 0,05} = \frac{3150 \cdot 0,36}{0,41} = 2760 \text{ В}$$

или в процентах к номинальному напряжению двигателей

$$\frac{2760}{3000}$$

$$U_B \% = \frac{2760}{3000} \cdot 100 = 92\%$$

Зная восстанавливающееся напряжение $U_B\%$ и скольжение s , по кривым моментов (рисунок 12) проверяем возможность самозапуска двигателей. Так как при этих данных относительный вращающийся момент $\frac{M}{M_H} = 1,25$, а момент сопротивления приводимых двигателями механизмов M_H равный единице, то превышение вращающего момента над моментом сопротивления, равное 25%, должно обеспечить разворот всех 8 двигателей секции собственного расхода.

Напряжение срабатывания реле понижения напряжения $1PH$, определяемое по уравнению (13)

$$U_{ср 1PH} = \frac{U_{к.з} U_{II}}{K_H U_I} = \frac{0,65 U_I}{K_H U_I} = \frac{0,65 \cdot U_{II}}{K_H} = \frac{0,65 \cdot 3,15}{1,25} = 1,64 \text{ кВ}$$

Напряжение срабатывания этого же реле $1PH$, определяемое по формуле (14)

$$U_{ср 1PH} = \frac{U_B}{K_H} = \frac{2,76}{1,25} = 2,2 \text{ кВ}$$

Так как меньшее из полученных значений, т. е. 1,64 кВ, составляет больше 25% от $U_{н.и} = 3,15 \text{ кВ}$, то в качестве расчетного значения напряжения срабатывания реле $1PH$ принимаем окончательно величину

$$U_{ср 1PH} = 0,25 U_{н.и} = 0,25 \cdot 3,15 = 0,79 \text{ кВ}$$

Напряжение срабатывания реле повышения напряжения $2PH$ определяем из уравнения (15)

$$U_{ср 2PH} = \frac{K_B}{K_H} U_{раб.мин} = \frac{K_B}{K_H} \cdot 0,9 U_I = \frac{0,85}{1,25} \cdot 0,9 \cdot 6,3 = 3,85 \text{ кВ}$$

Напряжение $U_{\text{ср2PH}}$ отнесено к шинам 6,3 кв. Так как это напряжение по

отношению к номинальному напряжению резервного источника питания составляет

$$\frac{3,85}{6,3} \cdot 100 = 61 \%$$

т. е. свыше 60%, то его принимаем окончательно в качестве расчетного значения.

Таблица 1 – Данные для расчета по варианту

№ варианта	Количество/ мощность электродвиг.	$t_{в.в.},$ сек	Удвиг, кВ	U _{ген.} , кВ	P _{тр} , кВА
1	8/200	0,2	3,15	6,3	3200
2	6/150	0,21	6,3	10,5	4000
3	8/180	0,25	10,5	13,8	6300
4	10/160	0,19	6,3	15,75	6300
5	12/150	0,2	3,15	6,3	3200
6	8/210	0,2	6,3	10,5	4000
7	6/240	0,21	10,5	13,8	6300
8	4/320	0,25	6,3	15,75	6300
9	8/190	0,19	3,15	6,3	3200
10	6/170	0,2	6,3	10,5	4000
11	10/140	0,2	10,5	13,8	6300
12	6/220	0,21	6,3	15,75	6300
13	8/150	0,25	3,15	6,3	3200
14	12/120	0,19	6,3	10,5	4000
15	10/140	0,2	10,5	13,8	6300
16	8/150	0,2	6,3	15,75	6300
17	6/190	0,21	3,15	6,3	3200
18	12/100	0,25	6,3	10,5	4000
19	10/130	0,19	10,5	13,8	6300
20	6/150	0,2	6,3	15,75	6300

Занятие 8. Автоматика предотвращения нарушения устойчивости

Модуль моделирования автоматики (АПНУ)

Модуль моделирования автоматики АПНУ предназначен для проведения серии расчетов переходных процессов с различными аварийными ситуациями и учета в них действий противоаварийной автоматики. Процесс работы модуля может быть представлен следующей схемой:

Таблица 8.1 – Исходные данные и результаты расчета

№	Исходные данные	Тип файла
1	Электрическая модель для расчета динамики со сбалансированным установившимся режимом	динамика.rst
2	Описание аварийных процессов	Вариантные p- ты.vrn
3	Описание одной или нескольких АПНУ	Lapnu.lpn
4	Описание сечений (при их использовании в АПНУ)	Sechen.sch
	Результат	
1	Сценарий работы ПК RUSTab	Сценарий.scn
2	Выполнение серии расчетов по сформированным сценариям (опционально)	

Результатом работы модуля является сформированный сценарий работы ПК RUSTab. Для выполнения серии расчетов устойчивости предусмотрен автоматический запуск расчетного блока динамики по сформированному сценарию. Поскольку сценарий описывает только одиночный расчет, то при автоматическом выполнении серии расчетов сохраняется только последний сформированный сценарий.

Для запуска модуля необходимо выбрать аварийные процессы, а для каждого процесса – учитываемые в них автоматики.

Наличие АПНУ не является обязательным при расчете аварийного процесса. Кроме того, возможен расчет с «пустым» аварийным процессом (при задании АПНУ, содержащей пусковые органы, которые срабатывают по перегрузке оборудования в исходном режиме).

Задание аварийных процессов

В ПК RUSab можно моделировать аварийные процессы, задавая аварийные события, места приложения возмущения (события), необходимые параметры и время начала процесса.

Задание аварийного процесса осуществляется на основе таблиц «Аварийный процесс» и «Аварийная ситуация».

В таблице «Аварийный процесс» задается идентификатор аварийного процесса (поле «Номер»), его название, тип (динамический, статический). При наличии автоматики необходимо задать список автоматов (поле «NНавтоматик» – список номеров автоматов, перечисленных через запятую), которые используются при обработке аварийного процесса. Для выполнения серии расчетов требуется отметить необходимые аварийные процессы (поле «О»). Для расчетов в ПК RUSab должен использоваться тип процесса «Динамический».

Пример заполнения таблицы «Аварийный процесс» (описано три аварийных процесса):

АПУ:Аварийный процесс					
	О	Номер	Название	Тип	NНавтоматик
	☐	1	КЗ 429-60	Динамический	1
	☒	2	КЗ 60-114+41	Динамический	2
	☒	3	Тест возможных типов ава...	Динамический	1,2,3
	☐				

Таблица «Аварийная ситуация» описывает все изменения (отключения линий, шунты к.з. и т. п.) электрической модели в ходе аварийного процесса:

АПУ:Аварийный процесс АПУ:Аварийная ситуация											
	S	Номер	FOL	A	Тип	Ну/Nb	Ne	Np	Знач...	Знач...	Знач...
1	☐	1	☐	☐	Узел ШунтКЗ	429			5	5	0,100
2		1	☐	☐	Ветвь сост.	429	60		0		0,200
3		1	☐	☐	Узел ШунтКЗ	429					0,200
4		2	☐	☐	Узел ШунтКЗ	60			9	15	0,100
5		2	☐	☐	Ветвь сост.	60	114		0		0,300
6		2	☐	☐	Узел ШунтКЗ	60					0,300
7		2	☐	☐	Ген. сост.	41			0		0,500
			☐	☐							

Для каждой аварийной ситуации задаются: номер аварийного процесса («Номер»), в котором она возникает; перечислимое поле «Тип» (тип аварийной ситуации: отключение/включение ветви, установка/снятие шунта к.з. и т. п.); время наступления аварийной ситуации относительно начала аварийного процесса («Time»); идентификатор объекта (узла, ветви, генератора, сечения); значения параметров (сопротивление шунта, состояние линии), определяемые типом аварийной ситуации. Для исключения аварийной ситуации из процесса необходимо задействовать поле «S». Поля «FOL» и «A» в ПК RUSTab (при расчете динамики) не используются.

Следует обратить внимание, что значения параметра «О» и «не задано» (поле оставлено пустым) отличаются.

Для расчетов в ПК RUSTab используются следующие типы аварийных ситуаций (список может быть дополнен в следующих версиях):

1. Ветвь состояние – используется для отключения («Значение1»=0) или включения («Значение1»=1) ветви, соединяющей узлы «Nb», «Ne» с номером параллельности «Nr» в момент времени «Time».

2. Узел состояние – используется для отключения («Значение1»=0) или включения («Значение1»=1) узла «Nu» в момент времени «Time». При включении узла не происходит автоматического включения ветвей, подключенных к нему.

3. Генератор состояние – используется для отключения («Значение1»=0), или включения («Значение1»=1), генератора «Nu» в момент времени «Time».

4. Ветвь RXB – используется для изменения параметров ветви («Значение1»=R, «Значение2»=X, «Значение3»=B), соединяющей узлы «Nb», «Ne» с номером параллельности «Nr» в момент времени «Time».

5. Ветвь Kt – используется для изменения параметров ветви («Значение1»=Kt), соединяющей узлы «Nb», «Ne» с номером параллельности «Nr» в момент времени «Time».

6. Узел BGш – используется для изменения параметров шунта узла («Значение1»=В, «Значение2»=G) с номером «Nu» в момент времени «Time».

7. Узел ШунтКЗ используется для задания или снятия шунта к.з. узла («Значение1»=R, «Значение2»=X) с номером «Nu» в момент времени «Time». Для снятия к.з. требуется команда с незадаанными параметрами. Параметры R=0, X=0 соответствуют металлическому к.з.

8. Узел PQнаг – используется для изменения параметров нагрузки узла («Значение1»=Pнаг, «Значение2»=Qнаг) с номером «Nu» в момент времени «Time». Фактически происходит изменение шунта нагрузки узла на величину отношения старой и новой нагрузки установившегося режима.

9. Узел deltaPQнаг – используется для изменения нагрузки узла («Значение1»=deltaPнаг, «Значение2»=deltaQнаг) с номером «Nu» в момент времени «Time». Фактически происходит изменение шунта нагрузки узла на величину отношения старой и новой нагрузки установившегося режима по формуле: $P_{\text{новая}} = (P - \text{delta}P)$.

10. Эл- т авт – используется: 1) для запуска «Пор/БЛК» из таблицы «Элементы автоматики» («Значение1»=1); 2) изменения активной группы уставок элемента автоматики («Значение2»). Указывается номер «Nu» элемента автоматики и момент времени «Time». Запуск «Пор/БЛК» осуществляется для элементов, не имеющих привязки к расчетной модели.

Описание модели автоматики

Автоматика состоит из элементов и схемы их соединения. В зависимости от типа, элемент автоматики может содержать одну или несколько уставок. Уставки объединяются в группы, всегда активна одна группа уставок.

Конкретную модель автоматики определяет схема соединения. Один и тот же элемент может использоваться несколько раз в одной или нескольких схемах автоматики.

Элементы автоматики

Элементами автоматики являются:

- пусковые органы (ПОр);
- блокировки (БЛК);
- контроль предшествующего режима (КПР);
- управляющие воздействия (УВ).

Каждый элемент автоматики должен быть описан в таблице «Элементы автоматики» с помощью полей:

- «N» – уникальный идентификатор;
- «Название»;
- «ТипЭл» – тип элемента автоматики. Перечисляемое поле, которое принимает одно из значений: ПОр, БЛК, КПР, УВ;
- «Тип» – тип физической величины или состояния, к которому привязан элемент. В зависимости от типа элемента автоматики поле должно принимать одно из значений:

Таблица 8.2 – Возможные значения поля автоматики

пусковые органы	блокировки	контроль предшествующего режима	управляющие воздействия	Значение
ФОЛ	ФРЛ		ОЛ	Отключение ветви (тр-ра, ЛЭП)
ФОГ	ФРГ		ОГ	Отключение генератора
ФОР	ФРР		ОР	Отключение реактора
P	P	P		Активная мощность ветви
PS	PS	PS		Активная мощность сечения
PG	PG	PG		Активная мощность генератора
Q	Q	Q		Реактивная мощность ветви
QG	QG	QG		Реактивная мощность генератора
I	I	I		Ток ветви
IG	IG	IG		Ток генератора
U	U	U		Напряжение в узле
F	F	F		Частота в узле
Delta	Delta	Delta		Разность углов между узлами
dP/dt	dP/dt			Производная мощности
dF/dt	dF/dt			Производная частоты
			ОН	Отключение нагрузочной группы
			ОНУ	Отключение нагрузки в узле
			ИРТ	Импульсная разгрузка
			ФВ	Форсировка возбуждения
Эл- т авт	Эл- т авт	Эл- т авт	Эл- т авт	Элемент автоматики (без привязки к расчетной модели)
Сум	Сум	Сум	Сум	Сумматор

– «>/<» – знак для элементов с уставкой, определяет условие срабатывания (на превышение или понижение соответственно). По умолчанию используется «>»;

– «v/d» – поле для элементов с уставкой (используется для ПОр, БЛК, УВ). Определяет значение уставки (величины воздействия): «Величина» – значение расчетной величины (по умолчанию); «Изменение» – в уставках элемента задается изменение расчетной величины по отношению к доаварийному режиму;

– «N_1», «N_2», «N_3» – идентификатор объекта расчетной модели, к которому должен быть привязан элемент автоматики (номер узла, генератора, сечения, нагрузочной группы, элемента автоматики, для ветви – номера узлов и номер параллельности). Для типа «Сумматор» не используется;

– «Группа» – идентификатор группы для использования в сумматоре. В качестве идентификатора группы должен использоваться идентификатор сумматора;

– «Коэффициент» – значение расчетного объекта перед использованием должно умножаться на коэффициент (обычно 1);

– «Акт. схема» – номер активной схемы (группы уставок);

– «Выход» – «Все|Подрыв». В режиме «Все» срабатывают все уставки, для которых выполняется условие срабатывания. В режиме «Подрыв» срабатывает только одна из уставок, для которых выполняется условие срабатывания, имеющая наибольший номер уставки;

– «Т» – задержка времени. Интерпретируется в зависимости от типа элемента автоматики. Для элементов автоматики, имеющих одну или несколько уставок, предусмотрена дополнительная таблица «Уставки элемента автоматики», содержащая поля:

– «N» – идентификатор элемента автоматики, описанного в таблице «Элементы автоматики»;

- «N_схемы» – номер схемы (набора уставок);
- «N_ступени» – номер ступени;
- «Р» – значение уставки;
- «Т» – выдержка времени (только для ПОр);
- «Kv» – коэффициент возврата (по умолчанию – «1»). Только для ПОр.

Особенности задания типов элементов автоматики

Пусковые органы (ПОр)

Пусковые органы делятся на две группы:

1. Пуск по изменению состояния (отключению) элемента расчетной модели. К ним относятся типы «ФОЛ», «ФОГ», «Эл- т авт». «ФОЛ» используется при отключении ЛЭП или трансформатора, «ФОГ» – генератора. Для срабатывания такого ПОр необходимо отключение соответствующего элемента (аварийная ситуация) в аварийном процессе. При описании такого элемента автоматики необходимо указать «N_1», «N_2», «N_3» – идентификатор объекта расчетной модели. Поле «Т» используется для задания задержки времени между физическим отключением элемента и появлением соответствующего пускового сигнала в автоматике. Тип «Эл- т авт» используется для ПОр, не имеющего привязки к расчетной модели, его пуск осуществляется командой (аварийной ситуацией «Эл- т авт») из аварийного процесса, либо с помощью УВ с типом «Эл- т авт».

АПНУ:Элементы автоматики

	N	Назван...	ТипЭл	Тип	N_1	N_2	N_3	T
5	13	ГР-ГРЭ...	ПОр	ФОГ	41			0,030
6	9	ВТ ГРЭ...	ПОр	Эл-т авт.				
7	6	ВТ ГРЭ...	ПОр	ФОЛ	499	409		0,100
8	3	ВТ ГРЭ...	ПОр	ФОЛ	499	409		
9	2	Южная...	ПОр	ФОЛ	60	114		

Рисунок 8.1 – АПНУ Элементы автоматики

2. Пуск по значению или изменению значения физической величины, связанной с элементом расчетной модели. К ним относятся P , Q , I – мощности и ток ветви, P_G , Q_G , I_G – мощности и ток генератора, U , F – модуль напряжения и частота узла, Δ – разность углов между узлами, dP/dt , dF/dt – производная (скорость изменения) мощности в линии и частоты в узле. Пуск таких органов осуществляется в ходе расчета и зависит от значения физической величины или изменения ее значения по отношению к доаварийному режиму. При описании такого элемента автоматики необходимо указать:

- «N_1», «N_2», «N_3» – идентификатор объекта расчетной модели;
- коэффициент («Кэф», по умолчанию – «1»), на который умножается значение физической величины перед сравнением с уставкой;
- тип сравнения с уставкой («>/<», по умолчанию – «>»). По умолчанию ПОр срабатывает при превышении («>») уставки. Для срабатывания при снижении уставки необходимо указать («<»).

Способ вычисления физической величины (поле «v/d»): по умолчанию – «Величина», при задании «Изменение» с уставкой сравнивается разность текущего и доаварийного значения физической величины, умноженной на коэффициент.

Пусковой орган данного типа должен иметь хотя бы одну уставку, описанную в таблице «Уставки элементов автоматики». При описании уставки необходимо указать величину уставки («Р»), коэффициент возврата («Kv») и выдержку времени («Т»).

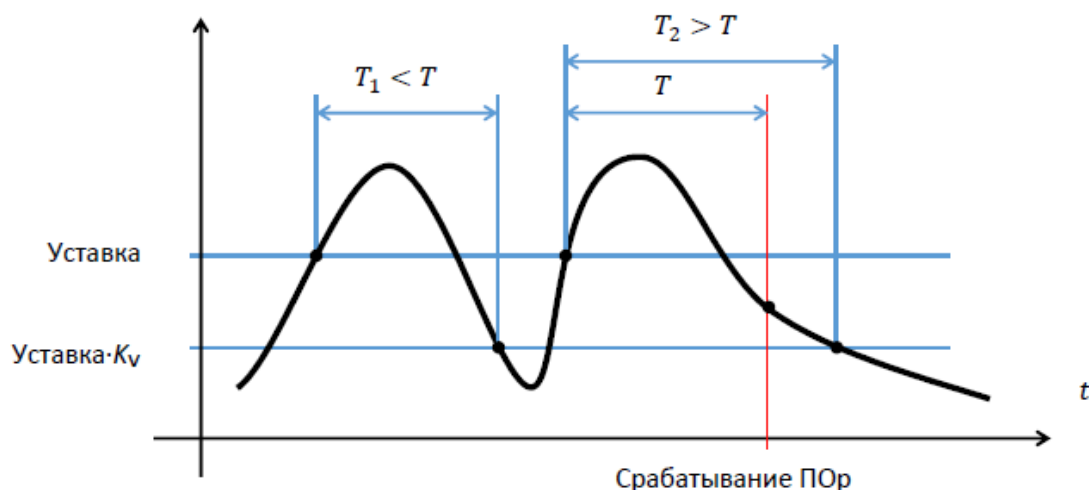


Рисунок 8.2 – Пример работы автоматики АПНУ

При превышении физической величиной уставки запускается таймер, если за время, меньшее величины выдержки времени (T_1 на рисунке), физическая величина стала меньше величины уставки, умноженной на коэффициент возврата, таймер сбрасывается и ПОр не запускается. Если значение таймера достигло величины выдержки времени (красная линия на рисунке), происходит срабатывание ПОр.

При наличии нескольких уставок для каждой необходимо задать уникальный номер («N_СТУПЕНИ»). Наборы уставок можно объединять в группы (схемы). Каждая группа уставок должна иметь свой уникальный номер («N_СХЕМЫ»). Каждый момент времени активна (используется) только одна схема. Номер активной схемы задается в поле «Акт.схема» и может изменяться командами аварийного процесса (аварийная ситуация =

Эл- т автоматики) или УВ типа «Эл- т автоматики».

Блокировки (БЛК)

Блокировки являются вспомогательным средствам (схема автоматики может не содержать блокировок). Блокировки делятся на две группы:

1. Блокировка по состоянию (отключению) элемента расчетной модели до начала расчета. К ним относятся типы «ФРЛ», «ФРГ». ФРЛ используется при отключении ЛЭП или трансформатора, ФРГ – генератора. Для

срабатывания такой блокировки необходимо отключение соответствующего элемента в установившемся режиме до начала расчета. При описании такого элемента автоматики необходимо указать идентификатор объекта расчетной модели «N_1», «N_2», «N_3».

2. Блокировка по значению или изменению значения физической величины, связанной с элементом расчетной модели. Описание блокировки в этом случае в основном совпадает с описанием ПОр (только осуществляется блокировка срабатывания, а не пуск) за следующим исключением – в описаниях уставок не используются поля выдержки времени «Т» и коэффициент возврата «Kv».

Контроль предшествующего режима (КПР)

КПР является вспомогательным средством (схема автоматики может не содержать КПР).

КПР осуществляется по значению физической величины установившегося режима перед началом расчета устойчивости, связанной с элементом расчетной модели. К ним относятся P, Q, I – мощности и ток ветви, PG, QG, IG – мощности и ток генератора, U, F – модуль напряжения и частота узла, Delta – разность углов между узлами, PS – активная мощность сечения. Пуск КПР осуществляется в зависимости от значения физической величины в установившемся режиме до начала расчета. При описании такого элемента автоматики необходимо указать:

- «N_1», «N_2», «N_3» – идентификатор объекта расчетной модели;
- коэффициент («Коэф», по умолчанию – «1»), на который умножается значение физической величины перед сравнением с уставкой;
- «>/<» – тип сравнения с уставкой (по умолчанию – «>»). По умолчанию КПР срабатывает при превышении (>) уставки. Для срабатывания при снижении уставки необходимо указать (<).

КПР должен иметь хотя бы одну уставку, описанную в таблице «Уставки элементов автоматики». При описании уставки необходимо указать величину уставки («Р»).

При наличии нескольких уставок для каждой необходимо задать уникальный номер («N_СТУПЕНИ»). Срабатывание ступеней осуществляется на основании доаварийного режима и значения поля «Выход». При значении «Выход»=«Все» срабатывают все ступени, для которых выполняется условие срабатывания. При значении «Выход»=«Подрыв» срабатывает только одна из ступеней, для которых выполняется условие срабатывания, имеющая наибольший номер ступени.

Наборы уставок можно объединять в группы (схемы). Каждая группа уставок должна иметь свой уникальный номер («N_СХЕМЫ»). В каждый момент времени активна (используется) только одна схема. Номер активной схемы задается в поле «Акт.схема» и может изменяться командами аварийного процесса (аварийная ситуация = Эл- т автоматики) или УВ типа «Эл- т автоматики».

Управляющие воздействия (УВ)

Для срабатывания УВ необходимо срабатывание ПОр, срабатывание БЛК и КПР не может привести к УВ.

Все управляющие воздействия могут иметь задержку на срабатывание, задаваемую в поле «Т».

Некоторые УВ требуют указания величины воздействия. Эта величина задается с помощью полей «v/d», «Р», «%Р». Поле «v/d» определяет, задается ли новое значение параметра, либо изменяется ли его величина по отношению к доаварийному режиму. Поля «%Р», «Р» определяют величину воздействия в процентах (от доаварийного режима) или физических единицах. Должно быть задано одно из полей «Р» или «%Р». Если заданы оба, то используется «%Р».

УВ по умолчанию не приводят к автоматическому срабатыванию ПОР, связанных с этим физическим объектом (например, если в ходе расчета сработает УВ на отключение линии и эта линия является ФОЛ для запуска другой автоматики, то запуска ФОЛ не произойдет).

УВ подразделяются на:

- 1) ОЛ – отключение ветви (ЛЭП или трансформатор);
- 2) ОГ – отключение генератора;
- 3) ОР – изменение параметра шунта в узле (величина УВ задается в полях «Р», «Р%», «v/d»);

4) ОНУ – изменение активной нагрузки узла (величина УВ задается в полях «Р», «Р%», «v/d»),

реактивная меняется пропорционально;

- 5) ОН – включение САОН;
- 6) РТ – импульсная или длительная разгрузка турбины;
- 7) ФВ – форсировка возбуждения.

Пример:

Ветви x Загрузка x АПНУ:Элементы автоматики x															
N	Название	ТипЭл	Тип	>/<	v/d	N_1	N_2	N_3	Группа	Выход	Акт.схема	Козф	T	%P	P
1	Bologoe1-Ona	ПОР	ФОЛ		Велич...	349	347			Все					
2	Bologoe1-Bologoe2	ПОР	ФОЛ		Велич...	349	1 349			Все					
3	Bologoe1-Kir-330	БЛК	ФРЛ		Велич...	349	319			Все					
4	КПР_1	КПР	PS		Велич...	1				Подрыв 1					
5	ОН 1	ПОР	ОН		Велич...	1				Все			0,100		
6	ОГ 1	ПОР	ОГ		Велич...	1				Все			0,120		

выбрано 6 записей из 6

ПНУ: Уставки эл-тов автоматики															
N	N_СХЕМЫ	N_СТУП...	P	Kv	T										
4	1	1	50,000												
4	1	2	55,000												
4	1	3	60,000												
4	1	4	80,000												
4	1	5	85,000												
4	1	6	90,000												
4	1	7	95,000												
4	1	8	800,000												
4	2	1	100,000												
0	4	2	2	150,000											
1	4	2	3	200,000											
2	4	2	4	250,000											
3	4	2	5	300,000											
4	4	2	6	400,000											
5	4	2	7	450,000											
6	4	2	8	3 450,000											
7	4	3	1	50,000											
8	4	3	2	100,000											
9	4	3	3	150,000											
0	4	3	4	200,000											
1	4	3	5	250,000											

Рисунок 8.3 – Задание элементов автоматики

Особенности задания сумматора

Для ПОр, БЛК и КПР иногда требуется суммировать физические величины от разных объектов. Например, на КПР необходимо использовать сумму потоков двух линий минус мощность генератора, которая умножена на коэффициент влияния, равный 0.3. С помощью типа «Сум» и поля «Id» группы это можно сделать следующим образом

N	Название	ТипЭл	Тип	>/<	N_1	N_2	N_3	Группа	Выход	Акт.схема	Коэф	Т
7		КПР	Сум	>					Все			
8		КПР	Р		349	357		7	Все			
9		КПР	Р		349	319		7	Все			
10		КПР	PG		1			7	Все		-0,300	

Рисунок 8.4 – Пример задания сумматора

КПР N7 имеет тип «Сум» и суммирует с коэффициентами все физические величины, описанные в группе 7. Сами элементы автоматики, входящие в группу, могут использоваться и по прямому назначению (и вообще иметь тип, отличный от КПР, поскольку используется только привязка к физическому объекту).

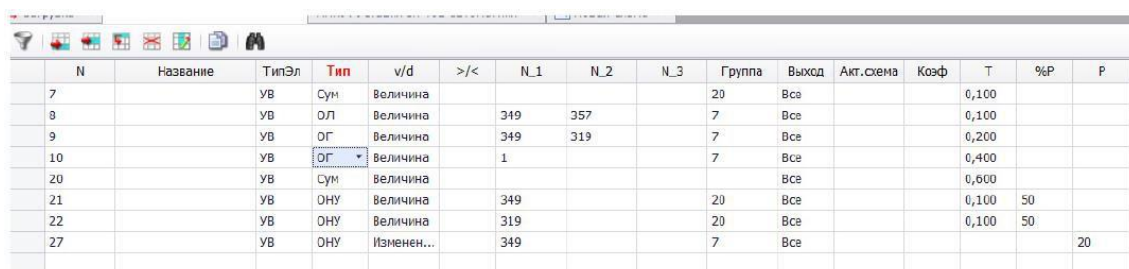
В свою очередь КПР N7 может входить в другие группы, например:

N	Название	ТипЭл	Тип	>/<	N_1	N_2	N_3	Группа	Выход	Акт.схема	Коэф	Т
7		КПР	Сум	>				20	Все			
8		КПР	Р		349	357		7	Все			
9		КПР	Р		349	319		7	Все			
10		КПР	PG		1			7	Все		-0,300	
20		КПР	Сум	>					Все			

Рисунок 8.5 – Пример задания групп сумматора

Таким же образом осуществляется суммирование для типов элементов ПОр и БЛК.

Для типов УВ сумматор позволяет объединять в одно УВ в несколько действий, например:



N	Название	ТипЭл	Тип	v/d	>/<	N_1	N_2	N_3	Группа	Выход	Акт.схема	Коеф	T	%P	P
7		УВ	Сум	Величина					20	Все			0,100		
8		УВ	ОЛ	Величина		349	357		7	Все			0,100		
9		УВ	ОГ	Величина		349	319		7	Все			0,200		
10		УВ	ОГ	Величина		1			7	Все			0,400		
20		УВ	Сум	Величина						Все			0,600		
21		УВ	ОНУ	Величина		349			20	Все			0,100	50	
22		УВ	ОНУ	Величина		319			20	Все			0,100	50	
27		УВ	ОНУ	Изменен...		349			7	Все					20

Рисунок 8.6 – Пример объединения УВ с несколькими действиями

Описаны сумматоры N7 (при его запуске выполняются УВ N8,9,10,27) и N20 (при его запуске выполняются УВ 21,22,7), УВ N7 в свою очередь является сумматором. Кроме этого, любое из УВ может быть запущено непосредственно. Общая задержка времени суммируется. Например УВ N10 (ОГ), запущенное непосредственно, будет выполнено с задержкой $T=0.4$, из группы N7 с задержкой $0.4+0.1$, из группы N20 с задержкой $0.4+0.1+0.6$.

Задание

Загрузить в Rastrwin из директории: C:\Program Files (x86)\RastrWin3\RastrWin3\test-rastr\RUSTab\АПНУ, файлы:

test.grf, test.lpn, test.rst, test.sch, test.vrn

Выполнить настройку параметров схемы и уставок автоматики, согласно индивидуальному заданию. выбирая аварийный процесс по первой цифре номера варианта и вид автоматики по второй цифре номера варианта (см. рисунок 8.7).

Выполнить расчет АПНУ аварийного режима;

Проанализировать работу автоматик.

Расчет АПНУ

Аварийный процесс:

- ☐ [1] КЗ 429-60
- ☐ [2] КЗ 60-114+41
- ☐ [3] Тест возможных типов аварийных ситуаций
- ☐ [4] Откл генератора
- ☐ [5] ОЛ
- ☐ [6] АРОАПВ/АРОЛН
- ☒ [7] АРОЛБ

Выбор автоматики:

- ☐ [5] АРОГ
- ☐ [6] Простейшая схема
- ☐ [4] Тест КЛР
- ☐ [1] АОПО
- ☐ [2] АРОЛ
- ☐ [3] АРБКЗ
- ☐ [7] АРПМ
- ☐ [8] АРПФУ
- ☐ [9] ДАР/ЧДА
- ☐ [10] АОСН
- ☐ [11] АРС
- ☐ [12] АРОЛ+ФОЛ
- ☐ [13] Тест УВ и ПОР
- ☐ [14] Тест блокировок
- ☐ [15] Тест сумматоров
- ☐ [16] test dij
- ☒ [17] АРОЛБ
- ☐ [18] АОПН
- ☐ [19] АРОАПВ/АРОЛН
- ☐ [20] АД

☒ Расчет динамической устойчивости

☐ Формировать контр. параметры автоматики

OK

Рисунок 8.7 – Пример задания аварийного процесса и выбора автоматики

Занятие 9. Автоматика асинхронного режим

Автоматика ликвидации асинхронного режима АЛАР

Общие сведения

Асинхронный режим (АР) является электромеханическим переходным процессом, для которого характерно непрерывное увеличение угла между векторами ЭДС генераторов с периодическими асинхронными проворотами – разворотами векторов на 180°. Причиной возникновения такого режима является отклонение скорости вращения роторов части генераторов энергосистемы от номинальной вследствие дефицита или избытка активной мощности, которые не могут быть скомпенсированы системами регулирования частоты вращения роторов. При возникновении АР ток по сечению между асинхронно работающими генераторами может достигать значений удвоенного номинального тока. Это приводит к механическим перенапряжениям конструкций генераторов и может стать причиной выхода генераторов из строя. Кроме того, в сечении АР возникает точка с нулевым напряжением, которая носит название «электрический центр качаний» (ЭЦК). Снижение напряжения может привести к потере устойчивости нагрузки и дальнейшему развитию аварии.

Метод расчета переходного процесса, примененный в ПК RUSTab, позволяет моделировать и анализировать АР с высокой точностью, при условии, что расчетная модель сформирована корректно. Это дает возможность совместно с АР моделировать работу устройств автоматической ликвидации асинхронного режима – АЛАР. В ПК RUSTab предусмотрена возможность выбора уставок таких устройств и анализа их работы в моделируемом переходном процессе с помощью специальной графической среды. Этот инструмент позволяет управлять достаточно сложной системой уставок, характерной практически для всех типов АЛАР, с использованием графического наложения задаваемых пользователем параметров на отображение результатов расчета переходного процесса. Такого рода

графоаналитические методы выбора уставок применяются на практике в соответствии с методическими указаниями.

Существуют различные способы выявления АР, которые реализованы в различных промышленных устройствах АЛАР. В ПК RUSTab представлены 6 типов моделей АЛАР, работающих по принципам, используемым в наиболее распространенных реально существующих устройствах. Следует иметь в виду, что модели АЛАР ПК RUSTab не предназначены для точного представления реального устройства, но позволяют точно воспроизвести принцип и систему уставок реального устройства. Такие особенности реальных устройств, как наличие нескольких ступеней, взаимодействие этих ступеней, возможности взаимных блокировок и дополнительная логика, не моделируются. Но эти особенности могут быть при необходимости воспроизведены с применением возможностей встроенной системы моделирования автоматики. Например, несколько ступеней одного устройства могут быть представлены соответствующим количеством самостоятельных моделей АЛАР с различными уставками.

В расчетной модели ПК RUSTab присутствуют допущения, которые не дают возможности стопроцентного воспроизведения органов выявления АР, используемых в реальных устройствах:

1. Расчет переходного процесса проводится в действующих значениях, таким образом форма токов и напряжений считается синусоидальной. Это исключает возможность моделирования цепей предварительной фильтрации входных параметров и выделения основной гармоники.

2. Трехфазная система в расчете считается симметричной. Это исключает возможность моделирования блокировки АЛАР в несимметричных режимах.

Данные допущения не искажают величин, по которым выполняется выявление АР, и не влияют на расчет основных уставок. Напряжение обратной последовательности, при котором АЛАР должен быть

заблокирован, может быть определено, например, с помощью модуля RastrKZ.

Ввод и редактирование базовой информации о моделях АЛАР

Все модели АЛАР, несмотря на разные принципы работы, должны быть заданы в расчетной модели ПК RUSTab в одной таблице «Динамика/АЛАР».

	Id	Сост	Тип	Установка	Начало	Конец	Парр.	Откл.уст.	Ускорение	Торможение
1	1	☒	АЛАР dz/dt	ВЛ	1	3		☒	1	2
		☐						☐		

Таблица 8.1 – Параметры, единые для всех моделей:

Id	Уникальный в пределах таблицы идентификатор устройства АЛАР.
Сост	Состояние устройства АЛАР. Отключенные устройства не участвуют в расчете.
Тип	Тип модели АЛАР, которая должна использоваться для данного устройства.
Установка	Тип объекта, на котором установлено устройство АЛАР. Возможен выбор установки на ВЛ или на генераторе. На генератор могут быть установлены не все доступные модели АЛАР.
Привязка	Способ привязки модели АЛАР к расчетной модели. Возможны два варианта «Стандартный» и «Расширенный». Стандартная привязка позволяет отнести модель АЛАР напрямую к связи или к генератору. Расширенная привязка предназначена для отнесения модели АЛАР к заданным моделям измерительных трансформаторов тока и напряжения. В расширенной привязке появляется возможность использовать для задания уставок АЛАР вторичные параметры.
Начало	Если в поле «Установка» выбран тип «ВЛ», в поле должен быть указан номер узла начала связи, на которой установлено устройство АЛАР. Если в поле «Установка» выбран тип «Генератор», в поле должен быть указан номер генератора. В случае, если выбрана расширенная привязка, в этом поле должен быть указан номер трансформатора напряжения.
Конец	Если в поле «Установка» выбран тип «ВЛ», в поле должен быть указан номер узла конца связи, на которой установлено

	устройство АЛАР. Если в поле «Установка» выбран тип «Генератор», поле игнорируется. В случае, если выбрана расширенная привязка, в этом поле должен быть указан номер трансформатора тока.
Парр.	Если в поле «Установка» выбран тип «ВЛ», в поле должен быть указан номер параллельной цепи связи, на которой установлено устройство АЛАР. Если в поле «Установка» выбран тип «Генератор», поле игнорируется. В случае, если выбрана расширенная привязка, поле игнорируется.
Конец доп.	Если в поле «Установка» выбран тип «ВЛ», в поле должен быть указан номер узла конца связи дополнительного защищаемого участка. Номером узла начала дополнительного участка будет считаться узел, заданный в поле «Начало». Если в поле «Установка» выбран тип «Генератор», поле игнорируется. В случае, если выбрана расширенная привязка, в этом поле должен быть указан номер трансформатора тока дополнительного участка
Парр. доп.	Если в поле «Установка» выбран тип «ВЛ», в поле должен быть указан номер параллельной цепи связи дополнительного защищаемого участка, на которой установлено устройство АЛАР. Если в поле «Установка» выбран тип «Генератор» или выбрана расширенная привязка поле игнорируется. В случае, если выбрана расширенная привязка, поле игнорируется.
Откл. уст.	Переключатель, который позволяет выбрать вариант действия устройства АЛАР на отключение объекта, на котором оно установлено. Если переключатель отключен, устройство АЛАР не отключает объект установки, а исполняет действия на ускорение или торможение. Если переключатель включен, устройство АЛАР автоматически будет отключать защищаемый объект и не будет исполнять действия на ускорение или торможение. В режиме расширенной привязки возможность отключения объекта недоступна, так как модель АЛАР связана с расчетной моделью не напрямую. В режиме расширенной привязки доступны только действия на ускорение или торможение и выходные переменные для описания автоматики (см. ниже).
Ускорение	Действие, которое должно быть выполнено устройством АЛАР при фиксации ускорения на конце защищаемого участка. Действие должно быть описано в таблице «Автоматика/Действия». В поле «Ускорение» действие должно быть задано в виде номера действия без префикса «А». Допускается оставлять это поле пустым.
Торможение	Действие, которое должно быть выполнено устройством АЛАР при фиксации торможения на конце защищаемого

	участка. Действие должно быть описано в таблице «Автоматика/Действия». В поле «Торможение» действие должно быть задано в виде номера действия без префикса «А». Допускается оставлять это поле пустым.
--	--

При необходимости сигналы о срабатывании АЛАР могут быть переданы в описание автоматики или сценария. В автоматике предусмотрены специальные переменные, соответствующие выходным сигналам АЛАР. Для каждой модели АЛАР доступны три переменные:

Переменная	Выходное значение
OS#	Обобщенное срабатывание (торможение или ускорение)
OSA#	Срабатывание с фиксацией ускорением
OSD#	Срабатывание с фиксацией торможения

Переменные позволяют расширить возможности описания автоматики, которая должна работать при возникновении асинхронного режима. Простейший вариант применения данных переменных – ввод выдержки времени после срабатывания. Модели АЛАР не имеют собственной выдержки времени и срабатывают при фиксации асинхронного режима мгновенно. С помощью переменной можно ввести сигнал срабатывания АЛАР в описание логики, задать выдержку времени, и тем самым ввести заданный интервал времени между срабатыванием АЛАР и исполнением необходимого действия. Таким образом можно учесть, например, время отключения выключателя.

Некоторые из моделей АЛАР могут быть установлены на генераторах. В таблице приведен список доступных моделей АЛАР с указанием возможных вариантов их установки.

Модель АЛАР	Ветвь	Генератор
ФССС	Да	Нет
ФЦ	Да	Да
ФКТ	Да	Да
АЛАР- М	Да	Нет

АЛАР- Ц	Да	Специальный вариант
САПАХ	Да	Нет

Детальная информация о применении моделей АЛАР на генераторах приведена в разделах с описанием соответствующих моделей.

Использование расширенной привязки АЛАР к расчетной модели

Модели АЛАР могут получать параметры расчетной модели напрямую или с промежуточными преобразованиями. Стандартная привязка к расчетной модели предусматривает отнесение АЛАР к ветви или к генератору, параметры которых АЛАР напрямую использует в расчете. Расширенная привязка дает возможность связать АЛАР с расчетной моделью с помощью моделей трансформаторов тока и напряжения. Расширенная привязка дает следующие преимущества:

- отображение параметров и определение уставок выполняется во вторичных единицах;
- существует возможность отображение параметров как во вторичных, так и в первичных единицах;
- модель АЛАР может быть привязана к расчетной модели в произвольных точках, например, трансформатор напряжения может быть установлен на шине отличной от шины защищаемого участка;
- модели трансформаторов тока и напряжения позволяют учитывать сдвиг фазы измеряемого параметра относительно первичного;
- модели суммирующих трансформаторов тока дают возможность сформировать вторичные параметры в виде векторной суммы токов нескольких присоединений;
- учет погрешности измерения дает возможность отображения зоны неопределенности при анализе и выборе уставок АЛАР в графической среде.

Расширенная привязка имеет и ряд недостатков:

- поскольку модель АЛАР связана с защищаемым объектом не напрямую, отсутствует возможность отключать его при срабатывании АЛАР.

Вместо этого необходимо использовать команды на торможение или ускорение, или соответствующих переменных сценария и автоматики;

– ряд отображаемых в графической среде для настройки параметров в случае использования расширенной привязки недоступен. В частности, недоступен угол по линии. Он не отображается при настройке моделирующих АЛАР. Маркировка годографов значениями угла по линии также невозможна.

Для использования расширенной привязки необходимо предварительно описание моделей измерительных трансформаторов тока и напряжения. Исходные данные для этих моделей задаются в таблицах «ТН» и «ТТ» группы «Динамика (ИД)».

Таблица 8.2 – Параметры модели трансформатора напряжения

N	Номер трансформатора напряжения. Должен быть уникален в таблице «ТН».
Узел	номер узла, напряжение в котором измеряет трансформатор напряжения.
Uном1	Номинальное первичное напряжение, [кВ].
Uном2	Номинальное вторичное напряжение, [В].
Кт	Модуль коэффициента трансформации.
Фаза	Сдвиг фазы вторичного напряжения по отношению к первичному, [эл. град].
Погрешность	Относительная погрешность ТН, [%].

Коэффициент трансформации ТН может быть задан напрямую в поле Кт, либо рассчитан автоматически, как отношение Uном1 и Uном2. Если Кт не задан (равен нулю), то для автоматического расчета требуется чтобы Uном1 и Uном2 не равнялось нулю

$$K'_{tv} = \begin{cases} U_{ном1}/U_{ном2} & , K_{tv} = 0 \\ K_{tv} & , K_{tv} \neq 0 \end{cases}$$

где:

K_{tv} – заданный в исходных данных коэффициент трансформации ТН;

K'_{tv} – расчетный коэффициент трансформации ТН.

Обратите внимание, что первичное напряжение задается в киловольтах, а вторичное – в вольтах.

Измеряемое ТН первичное напряжение V_1 напряжение преобразуется во вторичное V_2 по выражению:

$$\dot{V}_2 = \frac{\dot{V}_1}{K'_{tv}} (\cos(\delta_{tv}) + j\sin(\delta_{tv}))$$

где:

δ_{tv} – сдвиг фазы ТН.

Погрешность измерения отнесена ко вторичному напряжению и используется для расчета зоны неопределенности сопротивления.

$$\epsilon_{tv} = \frac{V_m - V_1/K'_{tv}}{V_1/K'_{tv}} 100\% = \frac{V_m - V_2}{V_2} 100\%$$

где:

ϵ_{tv} – относительная погрешность ТН;

V_m – действительное вторичное напряжение.

Параметры трансформатора тока во многом схожи по смыслу с параметрами ТН

N – Номер трансформатора тока. Должен быть уникален в таблице «ТТ».

Тип изм. – Тип измерения для трансформатора. Доступны три варианта: «Ветвь», «Генератор» и «Сумма». В зависимости от типа измерения интерпретируются поля «Начало», «Конец» и «Парр»:

Тип измерения	Ветвь	Генератор	Сумма
Начало	Номер узла начала ветви	Номер генератора	Номер ТТ1
Конец	Номер узла конца ветви	Игнорируется	Номер ТТ2
Парр	Номер параллельной цепи ветви	Игнорируется	Номер ТТ3

$I_{ном1}$ – Номинальный первичный ток, [кА].

$I_{ном2}$ – Номинальный вторичный тока, [А].

K_t – Модуль коэффициента трансформации.

Фаза – Сдвиг фазы вторичного тока по отношению к первичному, [эл. град].

Погрешность – Относительная погрешность ТТ, [%].

Коэффициент трансформации ТТ может быть задан напрямую в поле Кт, либо рассчитан автоматически, как отношение $I_{ном1}$ и $I_{ном2}$. Если Кт не задан (равен нулю), то для автоматического расчета требуется чтобы $I_{ном1}$ и $I_{ном2}$ не равнялось нулю.

$$K'_{ti} = \begin{cases} I_{ном1}/I_{ном2} & , K_{ti} = 0 \\ K_{ti} & , K_{ti} \neq 0 \end{cases}$$

где:

K_{ti} – заданный в исходных данных коэффициент трансформации ТТ;

K'_{ti} – расчетный коэффициент трансформации ТТ.

Обратите внимание, что первичный ток задается в килоамперах, а вторичный – в амперах.

Измеряемый ТТ первичный ток I_1 преобразуется во вторичный I_2 по выражению:

$$I_2 = \frac{I_1}{K'_{ti}} (\cos(\delta_{ti}) + j \sin(\delta_{ti}))$$

где:

δ_{ti} – сдвиг фазы ТТ.

Погрешность измерения отнесена ко вторичному току и используется для расчета зоны неопределенности сопротивления.

$$\epsilon_{ti} = \frac{I_m - I_1/K'_{ti}}{I_1/K'_{ti}} 100\% = \frac{I_m - I_2}{I_2} 100\%$$

где:

ϵ_{ti} – относительная погрешность ТТ;

I_m – действительный вторичный ток.

Для типа измерения «Ветвь» предусмотрена возможность задания номеров узлов начала и конца ветви в порядке, не совпадающем с заданием ветви в таблице «Ветви». В этом случае точкой измерения считается точка, расположенная у узла, заданного в поле «Начало». За положительное

направление тока принимается направление «от шин в линию» в соответствии с иллюстрацией:



Рисунок 8.1 – Положительные направления токов в модели линии

Для типа измерения «Генератор» за положительное направление тока принимается направление «от генератора к шине».

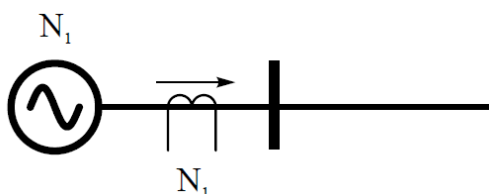


Рисунок 8.2 – Положительные направления токов в модели генератора

Для типа измерения «Сумма» модель трансформатора тока выполняет расчет значения на выходе по выражению:

$$i_{2\Sigma} = \frac{\cos(\delta_{ti\Sigma}) + j\sin(\delta_{ti\Sigma})}{K'_{ti\Sigma}} (I_{TT1} + I_{TT2} - I_{TT3})$$

где:

$I_{2\Sigma}$ – значение на выходе суммирующего ТТ;

I_{TT1} – ток ТТ, номер которого указан в поле «Начало»;

I_{TT2} – ток ТТ, номер которого указан в поле «Конец»;

I_{TT3} – ток ТТ, номер которого указан в поле «Парр»;

$K'_{ti\Sigma}$ – коэффициент трансформации суммирующего ТТ;

$\delta_{ti\Sigma}$ – сдвиг фазы суммирующего ТТ.

Если какой-либо из трех суммируемых ТТ не задан (указан номер 0), то значение тока

соответствующего ТТ принимается равным нулю. К суммирующему ТТ должен быть подключен хотя бы один суммируемый ТТ. В качестве

суммируемого ТТ может выступать другой суммирующий ТТ, что дает возможность задавать сложные связи вторичных токовых цепей. ПК RUSTab контролирует циклические ссылки при соединении суммирующих ТТ и при их обнаружении выдает сообщение об ошибке.

Использование графической среды для настройки АЛАР

После того, как описание АЛАР задано в таблице, его настройка и анализ работы могут быть выполнены с помощью специальной графической среды. Для доступа к окну графической среды используется команда контекстного меню «Настройка АЛАР...». В зависимости от типа модели выбранного устройства АЛАР графическая среда отображает соответствующий вариант набора уставок и графиков результатов расчета. Графическая среда использует для отображения параметров, необходимых для настройки АЛАР, результаты расчетов, которые отмечены в списке результатов расчета динамики.

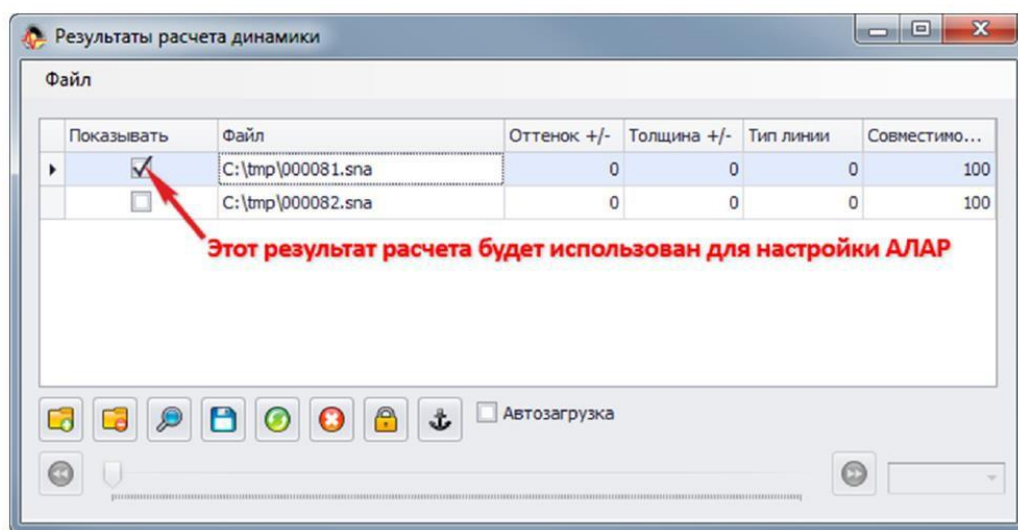


Рисунок 8.3 – Результаты расчета

При необходимости с помощью переключателей в окне «Результаты расчета динамики» можно выбрать нужные результаты для отображения в графической среде настройки АЛАР. Графическая среда не позволяет выполнить настройку уставок АЛАР в том случае, когда результатов расчета

нет или все результаты отключены. В случае, если параметры объекта (ВЛ или генератора), на котором установлено устройство АЛАР, недоступны, или результаты расчета в окне «Результаты расчета динамики» не загружены, при вызове графической среды будет выдано предупреждение:

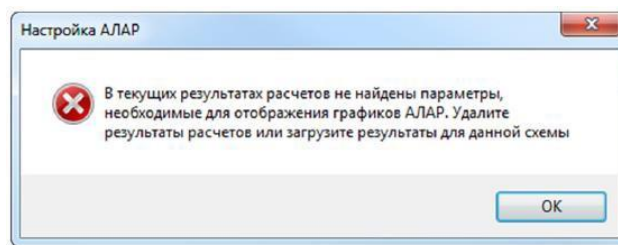


Рисунок 8.4 – Сообщение настройки АЛАР

Причина такого предупреждения может также заключаться в том, что расчетная модель и результаты расчета не соответствуют друг другу. Например, была загружена новая расчетная модель при наличии результатов от прежней модели, или наоборот – были загружены результаты расчета, не соответствующие текущей расчетной модели.

Для работы графической среды описанное в таблице «Динамика/АЛАР» устройство должно быть корректно привязано к расчетной модели. При использовании стандартной привязки в полях «Установка», «Начало», «Конец» и «Парр.» должны быть заданы номера узлов существующей в расчетной модели ветви или номер существующего генератора. При использовании расширенной привязки в полях «Начало» и «Конец» должны быть заданы номера трансформаторов тока и напряжения. Если модель АЛАР поддерживает работу с дополнительным защищаемым участком в полях «Конец доп.» и «Парр. доп.» могут быть заданы соответственно номер узла конца и номер параллельной цепи данного участка. Дополнительный участок в режиме расширенной привязки задается указанием номера трансформатора тока в поле «Конец доп.»

В случае, если ветвь, генератор или заданные измерительные трансформаторы не будут обнаружены в модели, при вызове графической среды будет выдано сообщение:

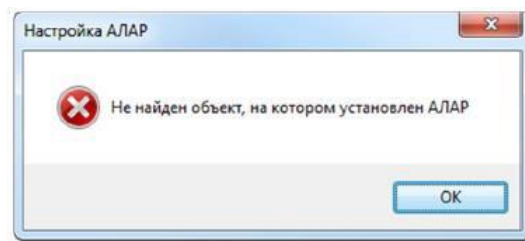


Рисунок 8.5 – Сообщение настройки АЛАР

Окно графической среды разделено на две части. В левой панели окна выведены поля для ввода и редактирования уставок. В правой панели расположены графики параметров, необходимые для настройки АЛАР того или иного типа.

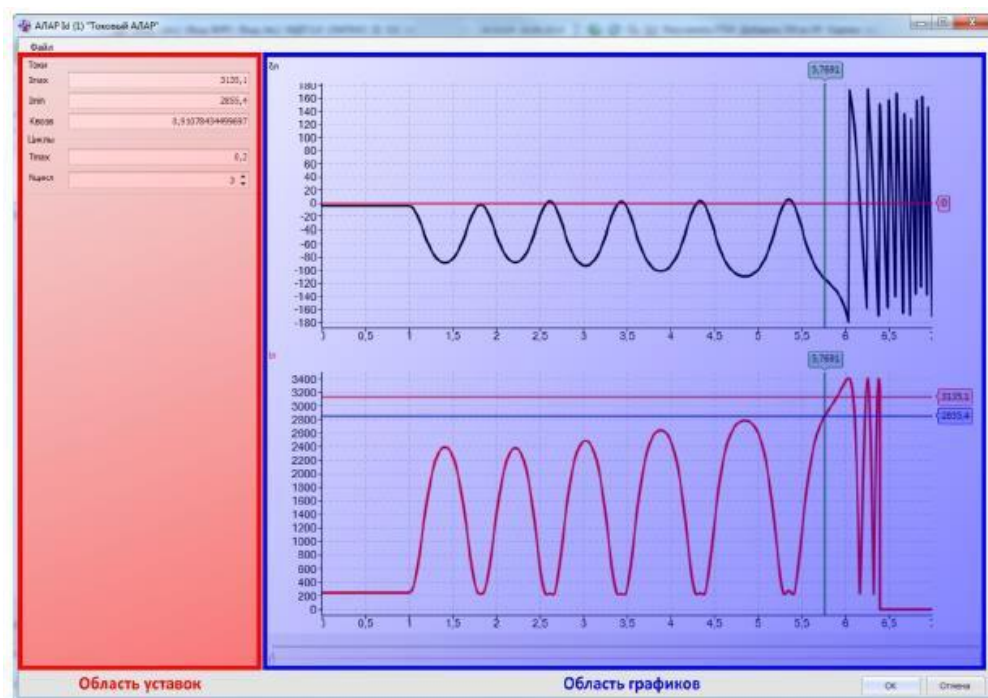


Рисунок 8.6 – Настройки токового АЛАР

Поля для ввода установок снабжены подсказками, в которых приведено краткое описание параметра и его размерность. Для большинства полей предусмотрен контроль значений. При попытке ввода недопустимого значения выводится предупреждение с указанием допустимого диапазона значения параметра.

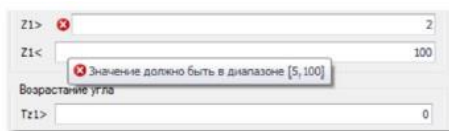


Рисунок 8.7 – Настройки токового АЛАР

На правой панели отображаются интерактивные графики зависимостей параметров от времени. По умолчанию диапазон времени отображения графиков соответствует времени расчета переходного процесса. При необходимости можно сузить диапазон отображения, используя ползунки в нижней части панели. При перетаскивании области шкалы между левым и правым ползунками они перемещаются одновременно. Выделенный диапазон отображения при этом перемещается внутри полного диапазона отображения. При изменении позиций ползунков график автоматически масштабируется по вертикали от минимального до максимального значения параметра в выбранном диапазоне времени.



Рисунок 8.8 – Пример графика изменения сопротивления АЛАР

На всех графиках зависимостей параметров от времени отображается вертикальная линейка зеленого цвета – маркер времени. Численное значение текущего времени отображается над маркером. Маркер можно перемещать мышью. Если на панель выведено несколько графиков, все маркеры времени перемещаются синхронно при перемещении любого из них. Маркер можно установить в требуемую позицию двойным щелчком на шкале времени.

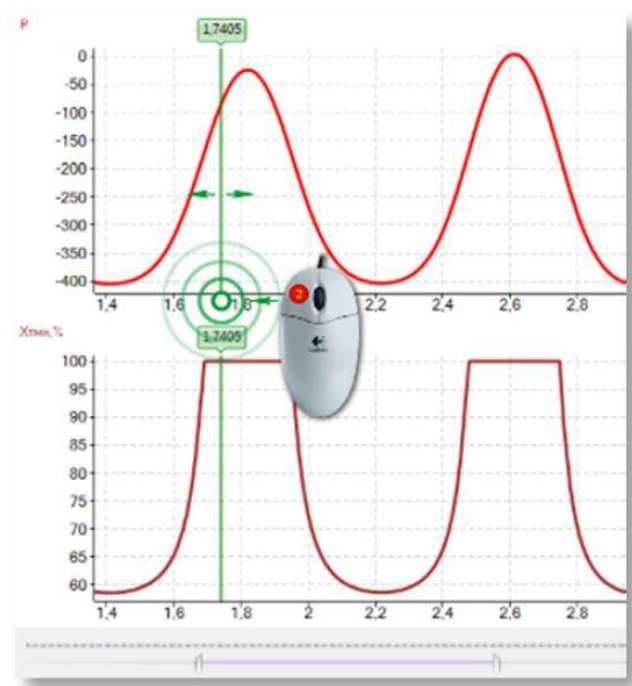


Рисунок 8.9 – Установка маркера в требуемую позицию

На некоторых графиках отображаются горизонтальные линейки – маркеры уставок. Перемещая эти маркеры мышью, можно задавать значения уставок. При этом численное значение отображается справа от маркера и автоматически передается в соответствующее поле уставки на левой панели графической среды.

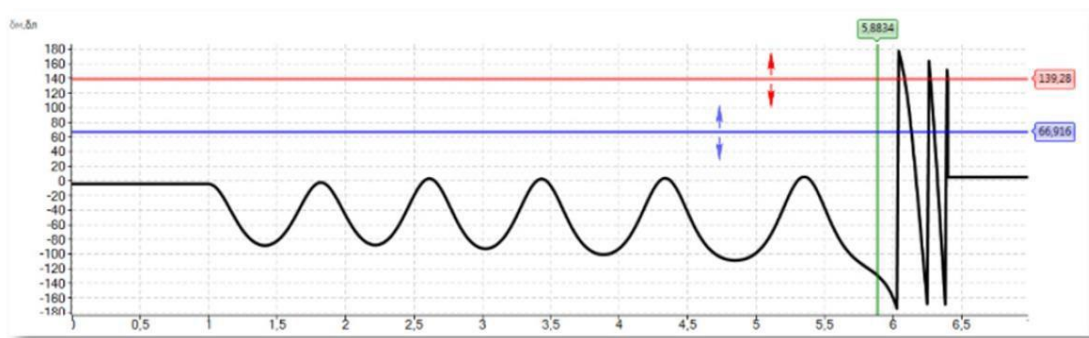


Рисунок 8.10 – Изменение вертикальных маркеров

При вводе значения в поле уставки на левой панели соответствующий маркер устанавливается на заданное значение. В случае, если маркер находится «за кадром», то есть выше или ниже максимального значения по

вертикали, вернуть его в область видимости можно с помощью ввода численного значения в диапазоне от минимума до максимума.

Кроме графиков, отображающих зависимость параметров от времени, предусмотрены графики годографов сопротивления и мощности. Для годографов возможно изменение масштаба отображения с помощью колеса мыши и перемещение отображения с помощью перетаскивания с нажатым колесом мыши или клавишей Shift. При изменении диапазона отображения графиков с помощью ползунков отображение годографа также ограничивается выбранным диапазоном, что позволяет показать только те точки годографа, которые должны использоваться для настройки зоны срабатывания реле сопротивления. При перемещении маркера времени по графикам зависимости параметров от времени на годографе перемещается такой же маркер, изображенный в виде кружка. Если используется расширенная привязка диаметр кружка рассчитывается по заданным значениям погрешностей измерительных трансформаторов и соответствует зоне неопределенности. По умолчанию точки годографа промаркированы значениями времени. При необходимости годограф может быть промаркирован значениями угла. Переключение осуществляется на вкладке «Цикл» левой панели.

Для годографов сопротивления предусмотрен режим отображения точек пересечения годографа с границами зон реле. В точках пересечения расставляются маркеры с отметкой времени пересечения. При наведении курсора мыши на маркер отображается всплывающая подсказка со списком моментов времени пересечения для данного сопротивления. Так как годограф может пересекать зоны в разные моменты времени в близких точках сопротивления список во всплывающей подсказке позволяет определить все моменты даже если маркеры пересечений накладываются друг на друга. Маркеры пересечений расставляются при изменении изображения годографа с небольшой задержкой, так как расчет положений маркеров является довольно длительной процедурой и может снизить

реакцию пользовательского интерфейса. При необходимости режим отображения маркеров пересечений может быть отключен переключателем «Точки пересечения» на вкладке «Цикл».

Внешний вид годографа зависит от шага интегрирования, с которым был рассчитан переходный процесс. Скорость изменения сопротивления значительно изменяется в процессе асинхронного проворота, поэтому для того чтобы годограф имел вид правильной окружности, шаг интегрирования должен быть выбран очень малым, порядка 10^{-4} с. В противном случае годограф будет иметь вид многоугольника или даже звезды. На результат моделирования АЛАР выбор шага интегрирования практически не влияет, так как модель АЛАР управляет шагом так, чтобы максимально точно определить моменты срабатывания реле. За счет этого годограф переходного процесса, рассчитанного даже с большим шагом, будет иметь в области зон реле сопротивления вид плавной дуги. Поэтому снижение шага интегрирования в параметрах расчета динамики может быть оправдано лишь в случае, когда требуется получить «красивое» изображение годографа.

Изображение графика может быть скопировано в буфер обмена в формате PNG с помощью команды контекстного меню.

Для АЛАР с расширенной привязкой графическая среда позволяет переключать единицы измерения между первичными и вторичными. Для этого предусмотрено меню уставки. Входные параметры АЛАР с расширенной привязкой по умолчанию отображаются во вторичных единицах. При переключении на отображение первичных единиц входные параметры вычисляются заново в предположении, что коэффициенты всех трансформаторов равны единице и фазовый сдвиг равен нулю. Уставки в левой панели графической среды не изменяются при переключении отображения единиц. В процессе расчета модели АЛАР с расширенной привязкой работают только во вторичных единицах. Для АЛАР со стандартной привязкой опция переключения единиц заблокирована.

В меню графической среды доступна команда «Комментарий». При ее выполнении отображается окно, в котором пользователь может ввести и отредактировать текст комментария. Данный текст также доступен в поле «Комментарий» основной таблицы АЛАР.

Параметры, заданные в окне графической среды, сохраняются в базе данных расчетной модели при нажатии кнопки «ОК». При нажатии кнопки «Отмена» окно графической среды закрывается без сохранения изменений, которые сделал пользователь.

АЛАР с фиксацией колебаний тока (ФКТ)

Модель имеет тип «Токовый АЛАР». АЛАР срабатывает в случае, если количество подсчитанных циклов колебаний тока становится равным заданному значению уставки «Nцикл». Цикл учитывается, если значение тока последовательно превысило уставку $I_{\max}$ и снизилось до уставки $I_{\min}$. При этом длительность интервала времени между моментами времени, в которые фиксируется $I_{\max}$, не превышает уставку $T_{\max}$. Счетчик циклов сбрасывается в следующих случаях:

- если длительность интервала времени между моментами последовательных превышений значением тока уставки $I_{\max}$ (начиная со второго цикла) больше $T_{\max}$;
- если сработала модель устройства.

Графическая иллюстрация принципа работы токового АЛАР приведена на рисунках. Модель токового АЛАР может быть настроена двумя уставками. В первом варианте – это токи $I_{\min}$ и $I_{\max}$, во втором – $I_{\max}$ и коэффициент возврата. В первом случае АЛАР соответствует устройству с двумя реле, во втором – устройству с одним реле. При вводе уставок $I_{\max}$ и $I_{\min}$ автоматически корректируется уставка коэффициента возврата. Коэффициент возврата равен $I_{\min}/I_{\max}$. При изменении коэффициента возврата автоматически корректируется уставка $I_{\min}$. В расчетном блоке

токовый АЛАР вне зависимости от настройки работает по значениям I_{min} и I_{max} .

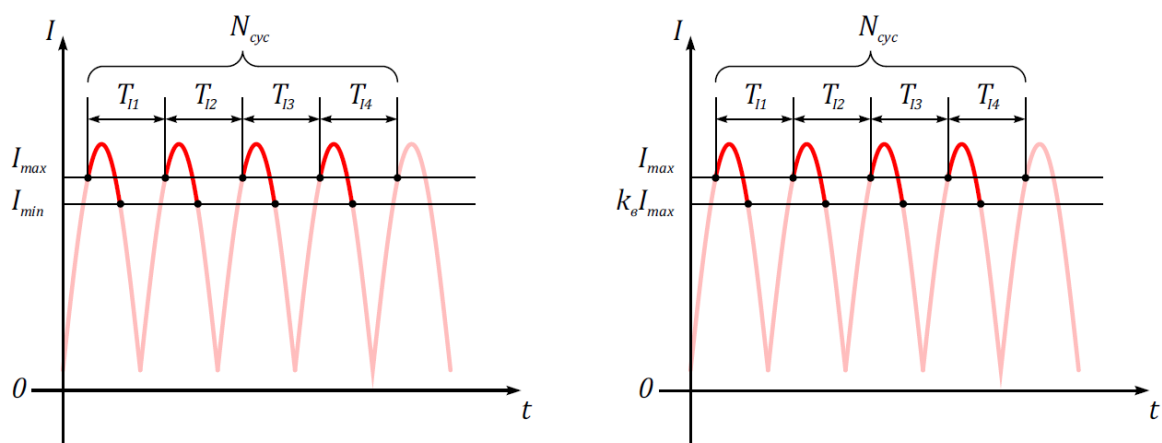


Рисунок 8.11 – Работа токового АЛАР по максимальному и минимальному значениям уставки

Принцип действия токового АЛАР не позволяет определять ускорение или торможение системы на противоположном конце защищаемого участка. Тем не менее для токового АЛАР можно задать действие на ускорение, которое АЛАР будет запускать при срабатывании. Эта условность позволяет запускать от токового АЛАР произвольное действие. Например – отключение участка смежного с защищаемым. При попытке указать действие на торможение оно будет проигнорировано, а при инициализации модели будет выдано предупреждение.

Графическая среда для настройки токового АЛАР предоставляет доступ к уставкам устройства и графикам тока по защищаемому участку и угла по связи. Токовый АЛАР может быть установлен на генераторе. В этом варианте вместо угла по связи на график будет выведен механический угол ротора генератора.

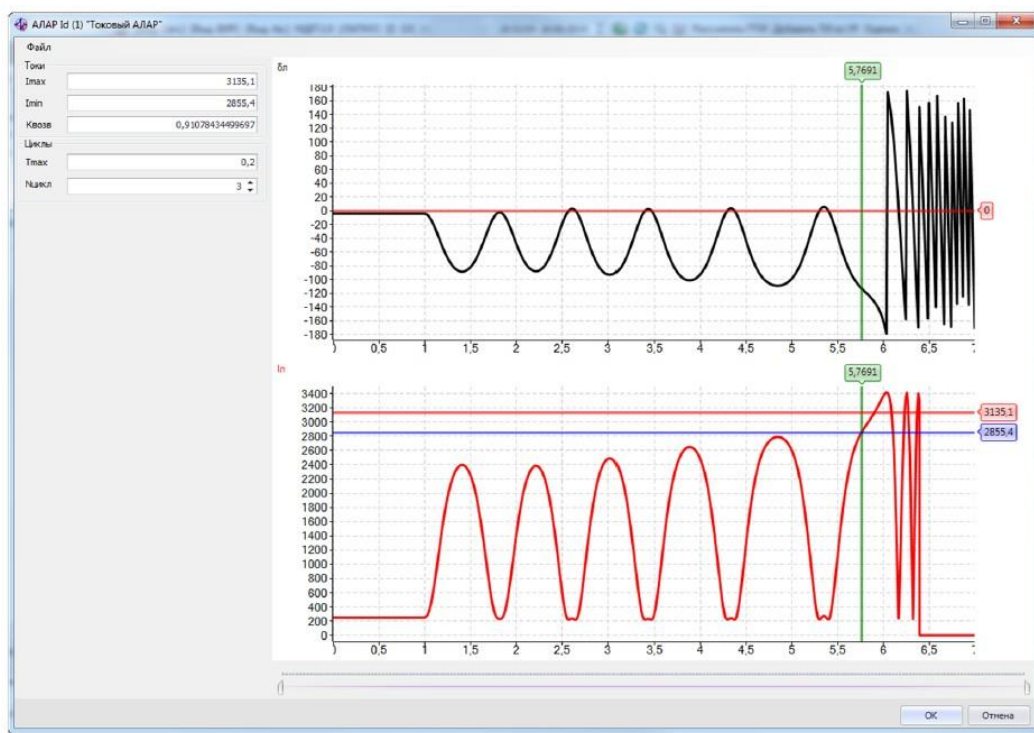


Рисунок 8.12 – Работа токового АЛАР

Задание

Для тестовой схемы и данным из файлов:

C:\Program Files (x86)\RastrWin3\RastrWin3\test-rastr\RUSTab\АЛАР\Тест АЛАР УВ АЛАР-Ц.dfw по шаблону автоматика.dfw
 C:\Program Files (x86)\RastrWin3\RastrWin3\test-rastr\RUSTab\АЛАР\Тест АЛАР УВ АЛАР-Ц.rst по шаблону динамика.rst в;
 C:\Program Files (x86)\RastrWin3\RastrWin3\test-rastr\RUSTab\АЛАР\Тест АЛАР УВ АЛАР-Ц.scn по шаблону сценарий.scn в;

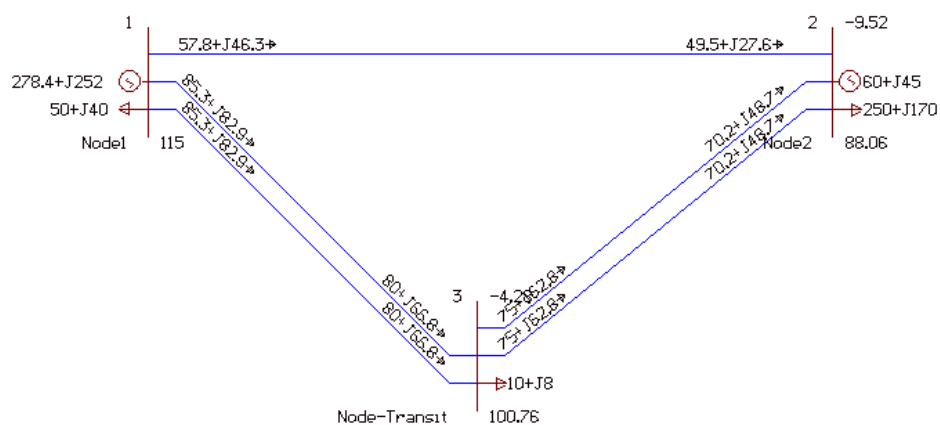


Рисунок 8.13 – Схема тестовой сети

Выполнить:

- 1 Расчет без АЛАР
- 2 Расчет с токовым АЛАР и его настройка.
3. Расчет с АЛАР-Ц

Таблица 8.3 – Данные для расчета АЛАР по вариантам

Нвар.	Узлы	Рн	Qн	Рг	Qг
1	1	50	40	278,4	252
	2	250	170	60	45
2	1	45	36	250,56	226,8
	2	225	153	54	40,5
3	1	52,5	42	292,32	264,6
	2	262,5	178,5	63	47,25
4	1	35	28	194,88	176,4
	2	175	119	42	31,5
5	1	22,5	18	125,28	113,4
	2	112,5	76,5	27	20,25
6	1	42,5	34	236,64	214,2
	2	212,5	144,5	51	38,25
7	1	30	24	167,04	151,2
	2	150	102	36	27
8	1	27,5	22	153,12	138,6
	2	137,5	93,5	33	24,75
9	1	25	20	139,2	126
	2	125	85	30	22,5
10	1	31	24,8	172,608	156,24
	2	155	105,4	37,2	27,9
11	1	50	40	278,4	252
	2	250	170	60	45
12	1	45	36	250,56	226,8
	2	225	153	54	40,5
13	1	52,5	42	292,32	264,6
	2	262,5	178,5	63	47,25
14	1	35	28	194,88	176,4
	2	175	119	42	31,5
15	1	22,5	18	125,28	113,4
	2	112,5	76,5	27	20,25
16	1	42,5	34	236,64	214,2
	2	212,5	144,5	51	38,25
17	1	30	24	167,04	151,2
	2	150	102	36	27
18	1	27,5	22	153,12	138,6
	2	137,5	93,5	33	24,75
19	1	25	20	139,2	126
	2	125	85	30	22,5
20	1	31	24,8	172,608	156,24
	2	155	105,4	37,2	27,9

Занятие 10. Автоматическое предотвращение недопустимых изменений режимов параметров 1

Расчет мощности автоматической разгрузки энергосистемы по частоте

Общие сведения

Как известно, при дефиците генераторной мощности, обусловленном отключением части генераторов системы или подключением новой нагрузки, превышающей резерв вращающейся генераторной мощности, частота в системе снижается. При этом электродвигатели собственного расхода электростанций теряют часть своей мощности, производительность механизмов уменьшается, что ведет к снижению вырабатываемой генераторами мощности, к росту дефицита мощности в энергосистеме, т. е. к дальнейшему снижению частоты (лавины частоты).

Уменьшение скорости вращения агрегатов связано также со снижением возбуждения генераторов (квадратичной зависимостью), в результате чего в системе из-за возросшего потребления двигателями реактивного тока может возникнуть дефицит реактивной мощности. При снижении частоты до критической (44-45 Гц) [56] напряжение может уменьшиться до значения, при котором возникает так называемая лавина напряжения.

Для обеспечения нормальной работы электродвигателей собственного расхода электростанций установлен предел допустимого снижения частоты - 48 Гц. При снижении ниже допустимого значения частота автоматически восстанавливается с помощью специальных устройств, разгружающих систему автоматическим отключением тех или иных питающих линий на подстанциях энергосистемы.

Устройства автоматической разгрузки системы по частоте известны двух типов. К первому из них относятся устройства, реагирующие на

абсолютные значения частоты, а ко второму - устройства, реагирующие на скорость снижения частоты.

Устройства второго типа, использующие зависимость скорости снижения частоты от возникшего дефицита мощности в системе, представляются более интересными, так как принципиально они начинают разгружать энергосистему еще до того, как частота в системе снизится до уровня, соответствующего данному дефициту мощности. Это позволяет в какой-то мере уменьшить снижение частоты в системе, что очень важно.

К сожалению, этот тип устройств разгрузки не применяется в связи с возникшими затруднениями из-за того, что одной и той же скорости снижения частоты в разных режимах работы энергосистемы могут соответствовать неодинаковые значения дефицита мощности. Поэтому в настоящее время в энергосистемах практически используются только устройства разгрузки, реагирующие на абсолютные значения частоты.

Мощность отключаемой нагрузки зависит от уровня снижения частоты в системе, который зависит от образовавшегося дефицита мощности и, как правило, заранее неизвестный. Во избежание излишнего отключения потребителей устройства автоматической частотной разгрузки (АЧР) выполняются действующими не одновременно на всех намеченных питающих линиях, а несколькими очередями, каждая из которых отключает только определенную часть нагрузки.

Избирательность действия АЧР

До недавнего времени к устройствам частотной разгрузки, как правило, предъявлялось требование избирательного отключения, в соответствии с которым устройство АЧР, имеющее несколько очередей, выполнялось так, что в первую очередь отключались наименее ответственные потребители, во вторую - ответственные, в третью - более ответственные и т. д. При этом устройства последующих очередей действуют на отключение потребителей

только после того, как подействуют все предыдущие очереди, если до этого частота в системе не восстановилась до заданного значения.

В настоящее время избирательность выполняется, как правило, путем применения нескольких очередей, отличающихся между собой только уставками по частоте, т. е. путем настройки реле частоты устройств АЧР разных очередей на различные частоты срабатывания, но без подбора для каждой очереди равноценных по ответственности потребителей.

С помощью неизбирательной АЧР, т. е. без закрепления очередей за равноценными потребителями, происходит более точное соответствие фактически отключаемой мощности величине возникшего дефицита мощности в системе.

Избирательная АЧР с закреплением очередей за равноценными потребителями может оказаться целесообразной лишь в энергосистемах малой мощности либо в районах энергосистемы, когда устанавливается небольшое количество устройств при малом количестве очередей. В остальных случаях целесообразно применять неизбирательное АЧР.

Число очередей, отличающихся уставкой по частоте, может быть определено, исходя из заданного значения уставок реле частоты первой и последней очереди. Для энергетических систем с преобладающей мощностью тепловых станций частоту срабатывания реле частоты первой и последней очередей рекомендуют принимать [3] соответственно $f_{\text{ср1}} = 48$ — $47,8 \text{ Гц}$ и $f_{\text{ср.п}} = 45 \text{ Гц}$. Для энергосистем с преобладающей мощностью гидравлических станций рекомендуют принимать $f_{\text{ср1}} = 47 - 46,7 \text{ Гц}$ и $f_{\text{ср.п}} = 45 - 44,7 \text{ Гц}$.

Если принять ступени избирательности $\Delta f_{\text{изб}}$ всех основных* очередей устройств АЧР одинаковыми, то число очередей n разгрузки определится из следующего, легко выводимого соотношения

$$n = \frac{f_{\text{ср1}} - f_{\text{ср.п}}}{\Delta f_{\text{изб}} + 1} \quad (1)$$

Степень избирательности по частоте устройств АЧР определяется [3] из соотношения

$$\Delta\omega_{\text{изб}} = 2\Delta\omega_{\text{погр}} + \Delta\omega_{\text{сниж}} \quad (2)$$

где $\Delta\omega_{\text{погр}}$ - погрешность реле частоты, обычно принимается 0,15-0,25 Гц;

$\Delta\omega_{\text{сниж}}$ - снижение частоты в течение собственного времени

срабатывания устройств АЧР и выключателей. По данным ОРГРЭС наибольшее значение принимается 0,15 Гц.

* Кроме основных очередей, применяется так называемая дополнительная очередь, о которой будет сказано дальше.

Регулировочный эффект нагрузки от частоты

Как известно, мощность нагрузки, воспринимаемая приемниками электрической энергии, в общем случае зависит от частоты. Причем эта зависимость для различных категорий потребителей неодинаковая. Механизмы и агрегаты потребителей по степени их зависимости от частоты делят на такие пять групп [51]:

1. Осветительная нагрузка, дуговые печи, печи сопротивления и выпрямители, мощность нагрузки которых практически не зависит от частоты.
2. Металлорежущие станки, шаровые мельницы, компрессоры и другие механизмы и агрегаты, мощность нагрузки которых зависит от частоты приблизительно в первой степени.
3. Механизмы, момент сопротивления которых пропорционален частоте в первой степени; мощность нагрузки этих механизмов зависит от частоты приблизительно во второй степени.
4. Вентиляторы, циркуляционные насосы с небольшим сопротивлением статического напора, мощность нагрузки которых пропорциональна частоте в третьей степени.

5. Насосы с большим сопротивлением статического напора (например, питательные насосы электростанций), мощность нагрузки которых зависит от частоты в более высокой степени.

Производительность всех этих групп потребителей, за исключением первой, с понижением частоты в системе уменьшается.

Обозначим составляющие общей нагрузки в долях единицы через $a, a_1, a_2, a_3, \dots, a_n$, индексы 1, 2, 3, ..., n обозначают степень зависимости данной категории нагрузки от частоты. Тогда зависимость мощности нагрузки $P_{\text{нагр}}$ энергосистемы от частоты f выразится соотношением

$$P_{\text{нагр}} = aP_{\text{нагр.н}} + a_1P_{\text{нагр.н}} \frac{f^2}{f_n^2} + a_2P_{\text{нагр.н}} \frac{f^3}{f_n^3} + \dots + a_nP_{\text{нагр.н}} \frac{f^n}{f_n^n} \quad (3)$$

где $P_{\text{нагр.н}}$ - номинальная мощность нагрузки потребителей системы;

f_n - номинальная частота, равная 50 Гц.

Из этого уравнения видно, что с уменьшением частоты f нагрузка, воспринимаемая потребителями системы, уменьшается.

Таким образом, с уменьшением частоты происходит как бы саморегулирование мощности нагрузки в сторону восстановления баланса мощностей. Зависимость изменения нагрузки от частоты, отнесенных к их номинальным значениям, называют регулировочным эффектом нагрузки от частоты и определяют коэффициентом

$$K_{\text{нагр}} = \frac{\Delta P_{\text{нагр}} f_n}{P_{\text{нагр.н}} \Delta f} \quad (4)$$

где $\Delta P_{\text{нагр}} = P_{\text{нагр.н}} -$

$P_{\text{нагр}}$

Продифференцировав выражение (3) по частоте f , получим значение отношения $\frac{\Delta P_{\text{нагр}}}{\Delta f}$

которое, после подстановки в зависимость (4) позволяет при $f = f_n$ получить [3] выражение для $\kappa_{\text{нагр}}$ в более удобном виде

$$\kappa_{\text{нагр}} = a_1 + 2a_2 + 3a_3 + \dots + \varpi a_{\varpi} \quad (5)$$

Для большинства энергосистем численное значение коэффициента регулировочного эффекта в зависимости от удельного значения нагрузки двигателей и характера вращаемых электродвигателями механизмов колеблется в пределах $\kappa_{\text{нагр}} = 1 \div 3$. Это значит, что при снижении частоты в системе на 1 % нагрузка уменьшается от 1 до 3 %.

Определение мощности потребителей нагрузки, подключаемой к устройствам АЧР

Если в выражении (4) значение мощности и частоты выразить в процентах к их номинальным значениям, то оно при $f_n = 100$ и $P_{\text{нагр.н}} = 100$ примет вид

$$\begin{aligned} \kappa_{\text{нагр}} &= \frac{\Delta P_{\text{нагр}}}{\Delta f \%}, \\ \Delta f \% &= \frac{\Delta P_{\text{нагр}}}{\kappa_{\text{нагр}}} \end{aligned}$$

Подставляя вместо отклонения частоты в процентах его значение, выраженное через отклонение частоты в герцах, получим

$$\frac{\Delta f}{100} = \frac{\Delta P_{\text{нагр}}}{\kappa_{\text{нагр}}}$$

Тогда выражение для отклонения частоты в герцах принимает вид

$$\Delta f = \frac{\Delta P_{\text{нагр}} \%}{2 \kappa_{\text{нагр}}}$$

откуда при $\Delta f = f_n - f$ зависимость изменения мощности нагрузки от изменения частоты

$$\Delta P_{\text{нагр}} \% = 2 \kappa_{\text{нагр}} \Delta f = 2 \kappa_{\text{нагр}} (f_n - f) \quad (6)$$

До недавнего времени частота восстановления f_v , представляющая собой частоту в системе в результате действия устройства АЧР, принималась [57] равной номинальной (50 Гц), что приводило к излишнему отключению потребителей в процессе действия АЧР. Согласно ПУЭ [55] частота в системе в результате действия устройства АЧР автоматически должна

восстанавливаться, как правило, в диапазоне $f_v = 48,7-49,5$ Гц. Дальнейшее восстановление частоты в системе до номинальной должно производиться по указанию диспетчера системы.

В соответствии с этим формула для отключаемой от устройства АЧР мощности $P_{откл}\%$ по аналогии с приведенным выражением (6) для $\Delta P_{нагр}\%$ запишется в виде

$$P_{откл}\% = 2k_{нагр}(f_v - f_{ср}) \quad (7)$$

где f_v и $f_{ср}$ - соответственно частота восстановления и частота срабатывания реле частоты, Гц.

При отключении потребителей в несколько очередей по формуле (7) можно определить мощность нагрузки, подключаемой к устройствам АЧР первой очереди. Для определения мощности нагрузки, подключаемой к устройствам АЧР второй, третьей и последующих очередей, формула (7) соответственно изменится

$$\begin{aligned} P_{откл2}\% &= 2k_{нагр}(f_v - f_{ср2})(1 - P_{откл1*}) \\ P_{откл3}\% &= 2k_{нагр}(f_v - f_{ср3})[1 - (P_{откл1*} + P_{откл2*})] \\ &\dots \dots \dots \end{aligned} \quad (8)$$

$$P_{отклn}\% = 2k_{нагр}(f_v - f_{срn})[1 - \sum_{i=1}^{n-1} P_{отклi*}]$$

где $P_{откл*}$ - мощность потребителей, отключаемых устройствами АЧР соответствующей очереди, отнесенная к мощности нагрузки энергосистемы до начала снижения частоты,—

$$P_{откл*} = \frac{P_{откл}\%}{100} = \frac{P_{откл}}{P_{нагр.н}}$$

Кроме основных очередей разгрузки системы, в настоящее время применяется дополнительная очередь АЧР, которая срабатывает в том случае, если по истечении определенного времени частота в энергосистеме в результате действия основных очередей не восстанавливается до заданного значения, а «зависает» на некотором новом установившемся значении. В соответствии с ПУЭ для дополнительной очереди устройства АЧР частота срабатывания $f_{ср.д}$ реле частоты принимается равной 47-48 Гц, а выдержка

времени – 15-25 сек., что составляет около (2-3) Т (Т - постоянная времени снижения частоты в энергосистеме).

Устройство АЧР дополнительной очереди действует следующим образом. Независимо от работы устройств основных очередей, при снижении частоты энергосистемы до $f_{\text{ср.д}}$ срабатывают реле частоты дополнительной очереди и приводят в действие реле времени.

Если после действия основных очередей, имеющих значительно меньшие выдержки времени, частота в системе устанавливается выше частоты уставки $f_{\text{ср.д}}$, то реле частоты и реле времени дополнительной очереди вернутся в исходное положение и подключенные к этой очереди разгрузки потребителей не отключатся.

Если после действия основных очередей частота в системе «зависнет» на уровне ниже уставки $f_{\text{ср.д}}$, то по истечении выдержки времени устройство АЧР дополнительной очереди отключит добавочную часть потребителей. Отключаемая мощность, необходимая для восстановления частоты от некоторого установившегося значения $f \leq f_{\text{ср.д}}$ до $f_{\text{в}}$, может быть определена по формуле

$$P_{\text{откл.д}} \% = 2\kappa_{\text{нагр}} (\bar{f}_{\text{в}} - \bar{f}_{\text{ср.д}}) \left(1 - \sum_{i=1}^i P_{\text{откл}*}\right) \quad (9)$$

где $\sum_{i=1}^i$ - отнесенная к мощности системы суммарная мощность нагрузки, отключаемая основными очередями, имеющими уставки по частоте превышающие и равную уставке реле частоты дополнительной очереди $f_{\text{ср.д}}$.

Объем разгрузки, т. е. мощность нагрузки потребителей, которую следует отключить устройствами АЧР, чтобы при заданном аварийном дефиците мощности частота в энергосистеме восстановилась до значения $f_{\text{в}}$, можно определить [54] по формуле

$$P_{\text{откл}} \% = P_{\text{нагр}} \% - (P_0 \% - P_{\text{г}} \%) - 2\kappa_{\text{нагр}} (\bar{f}_{\text{н}} - \bar{f}_{\text{в}}) \quad (10)$$

где $P_{\text{нагр}} \%$ - величина суммарной мощности нагрузки системы в исходном режиме в процентах от мощности системы; $P_0 \%$ - суммарная

генераторная мощность системы в исходном режиме, принимаемая за 100%; $P_{\Gamma}\%$ - мощность отключившихся генераторов в процентах от суммарной генераторной мощности системы. Учитывая далее, что первые три составляющие выражения (10) представляют собой дефицит мощности в системе в процентах, т. е.

$$P_{\text{нагр}}\% - P_0\% - P_{\Gamma}\% = P_{\text{д}}\% \quad (11)$$

выражение (10) можно представить в виде

$$P_{\text{откл}}\% = P_{\text{д}}\% - 2\kappa_{\text{нагр}}(\overline{Q}_{\text{н}} - \overline{Q}_{\text{в}}) \quad (12)$$

В частности, при $P_{\text{нагр}}\% - P_0\%$ по выражению (11) можно получить величину дефицита мощности в начальный момент, т. е.

$$P_{\text{д}}\% = P_{\Gamma}\% \quad (13)$$

В выражения (7), (8) и (9) для мощности, подключаемой к различным очередям разгрузки, входит $\kappa_{\text{нагр}}$, определяемый по формуле (5). Если этот коэффициент ввиду отсутствия характеристик потребителей определить невозможно, то во избежание излишнего отключения присоединений его принимают наименьшим, т. е. $\kappa_{\text{нагр}} = 1$. Если при этом после действия всех очередей устройств АЧР частота в системе из-за недостаточной отключенной мощности нагрузки не восстанавливается, то в дальнейшем ее доводит до заданного значения диспетчер.

Выдержки времени устройств АЧР

Принципиально выдержки времени всех основных очередей АЧР желательно иметь равными нулю, что позволило бы повысить эффективность АЧР и избежать излишних отключений нагрузки. Практически выполнить устройство АЧР без выдержки времени препятствуют следующие причины:

1. Ложные действия реле частоты типа ИВЧ-011 при подаче напряжения толчком, а также при резком снижении напряжения (перегорания предохранителей). Для предотвращения отключений из-за несовершенства реле частоты во всех устройствах АЧР основных очередей

вводят [54] выдержку времени не меньше 0,2-0,5 сек. при помощи реле времени или промежуточных реле с замедленным действием.

2. Короткие замыкания, сопровождающиеся резким увеличением активной мощности, обусловленной возросшими активными потерями в линиях. Опыт эксплуатации показал, что наибольшие набросы активной мощности наблюдаются при коротких замыканиях на реактированных кабельных линиях, когда напряжения в сети снижаются незначительно, а потери активной мощности от токов короткого замыкания возрастают, обуславливая появление значительной дополнительной активной нагрузки. При отсутствии вращающегося резерва в энергосистеме такая дополнительная мощность нагрузки вызывает понижение частоты в системе. В энергосистемах мощностью 100-300 МВт при значительных набросах частота может снижаться до значения, при котором быстродействующие устройства АЧР приходят в действие и необоснованно отключают потребителей.

Такие отключения в значительной мере можно предотвратить, если действие устройства АЧР замедлить на время, несколько большее возможной длительности коротких замыканий.

3. Невозможность быстрой мобилизации вращающегося резерва, сосредоточенного на гидростанциях энергосистемы. В таких системах снижение частоты на некоторое время возможно даже в том случае, когда возникший дефицит активной мощности легко перекрывается мощностью вращающегося резерва. Объясняется это тем, что система регулирования гидротурбин во избежание повреждения оборудования при быстром изменении впуска воды выполняется таким образом, чтобы под действием регуляторов частоты и скорости вращения положение направляющего аппарата изменялось медленно. Это приводит к тому, что для ввода вращающегося резерва гидростанций в работу необходимо 10 - 15 сек. и больше.

Отсюда следует, что хотя бы для частичного предотвращения ложной работы устройств АЧР из-за несовершенства системы регулирования гидротурбин следует вводить некоторое замедление.

Увеличение выдержки времени основных очередей по ПУЭ допускается всего до 5 сек. Очевидно, что за эти 5 сек. вращающийся резерв гидростанций может быть использован только частично. Поэтому целесообразно в энергосистемах с гидростанциями повышать выдержку времени на некоторых устройствах АЧР до 10 - 15 сек.

4. Поддержание синхронными компенсаторами и двигателями напряжения после снятия питания в цикле АПВ и АВР.

Как показали исследования, проведенные в энергосистемах (Донбассэнерго и др.), после отключения линии передачи между генерирующими точками системы и нагруженными узлами сети синхронные компенсаторы и синхронные двигатели в условиях торможения продолжают поддерживать напряжение с затухающей амплитудой и частотой. По другим данным [56] даже при отсутствии синхронных машин напряжение, затухающее по амплитуде и частоте, в отключившейся части сохраняется в течение 0,5 - 1,5 сек. Происходит это за счет накопленной электромагнитной и механической энергии в асинхронных двигателях и в приводимых ими механизмах.

Из этого следует, что после снятия питания в цикле АПВ или АВР устройства АЧР, не имеющие достаточного замедления, могут под влиянием снижения частоты подействовать неправильно и отключить некоторую часть потребителей к моменту восстановления напряжения после успешного действия АПВ или АВР. Для предотвращения подобных отключений часть устройств АЧР в данном районе сети должна выполняться с замедлением до 5 сек. [55].

В соответствии с ПУЭ часть устройств АЧР в системах должна выполняться с малыми выдержками времени, не превышающими 0,5 сек. или равными нулю, а другая - со значительными выдержками - до 5 сек.,

исключая устройства дополнительной очереди АЧР, для которых она выбирается равной 15 - 25 сек.

Расчет мощности потребителей, которые должны быть подключены к устройствам АЧР, действующим с малыми выдержками времени, по предложению Харьковского политехнического института (С. Н. Баженов) может быть выполнен по формуле

$$\frac{P'_{\text{откл}}}{100} \% = \frac{P_{\text{дмакс}} \% - 2k_{\text{нагр}}(f_{\text{н}} - f_{\text{к.д.}})}{100 - 2k_{\text{нагр}}(f_{\text{н}} - f_{\text{к.д.}})} \quad (14)$$

где $P_{\text{дмакс}} \%$ - максимальный дефицит активной мощности в процентах от мощности нагрузки системы до снижения частоты;

$f_{\text{к.д.}}$ - минимальное, кратковременно допустимое значение частоты в процессе разгрузки, $f_{\text{к.д.}} \geq f_{\text{кр}}$

$f_{\text{кр}}$ - критическая частота; принимается не меньше $f_{\text{кр}} = 45$ Гц;

Мощность потребителей, подключенных ко всем устройствам АЧР со значительной выдержкой времени, включая и дополнительную очередь, должна быть

$$P_{\text{откл}} \% \leq P'_{\text{откл}} \% \quad (15)$$

Если полученная по формуле (14) мощность $P'_{\text{откл}} \%$ окажется равной нулю или со знаком минус, то это значит, что все устройства АЧР могут быть выполнены со значительными выдержками времени.

Частотное автоматическое повторное включение АПВЧ

Для восстановления электроснабжения потребителей, необоснованно отключенных устройствами АЧР, применяется частотное автоматическое повторное включение (АПВЧ), исправляющее действие АЧР и производящее обратное включение потребителей после восстановления частоты в системе. Устройства АПВЧ играют также важную роль для сокращения времени перерыва электроснабжения потребителей, правильно отключенных

устройствами АЧР вследствие дефицита мощности в энергосистеме. При этом эффективность действия АПВЧ будет тем выше, чем короче будет перерыв в питании потребителей. Как показывает опыт [56], на некоторых заводах при восстановлении питания после потери электроснабжения на время от 1 до 25 сек. можно сохранить до 50% мощности нагрузки.

Устройства АПВЧ устанавливают также на подстанциях, оборудованных устройствами АЧР, но не имеющих постоянного дежурного персонала и не оснащенных устройствами телеуправления со стороны диспетчерских пунктов.

Устройства АПВЧ обычно приходят в действие при восстановлении частоты до значения 49 - 49,5 Гц после отключения коротких замыканий или мобилизации резервной мощности на гидростанциях. Однако устройства АПВЧ не могут предотвратить повторное снижение частоты при неполной ликвидации дефицита мощности в системе. Поэтому такие устройства АПВЧ применяют не на всех устройствах АЧР.

В настоящее время заслуживает внимания предложение Новочеркасского политехнического института (Ю. О. Бринк) и Мосэнерго (В. М. Елфимов) о выполнении устройств АПВЧ с частотой уставки реле частоты выше номинальной, например с частотой уставки 50,5 Гц. Такие устройства АПВЧ позволят диспетчеру после восстановления нормального режима и обеспечения достаточного резерва активной мощности кратковременно поднять частоту в энергосистеме выше номинальной, привести этим в действие все устройства АПВЧ с соответствующей уставкой и без участия дежурного персонала и использования средств телемеханики восстановить питание отключенных ранее потребителей.

Схемы устройств автоматической частотной разгрузки АЧР и автоматического повторного включения по частоте АПВЧ

На рисунке 35 приведена принципиальная схема АЧР без автоматического обратного включения линий. Реле частоты 1РЧ

Чебоксарским заводом МЭП. В этой схеме для каждой очереди разгрузки применяется по два реле частоты, одно из которых контролирует частоту, при которой происходит отключение линий данной очереди разгрузки, а другое - частоту, при которой происходит автоматическое обратное включение.

В системе Литовэнерго применяется схема устройства АЧР, осуществляющая разгрузку несколькими очередями при использовании только одного реле частоты [52]. Это оказалось возможным благодаря тому, что у реле частоты, например типа ИВЧ-011, уставку срабатывания зависит от величины активного сопротивления R_y (рисунок 36).

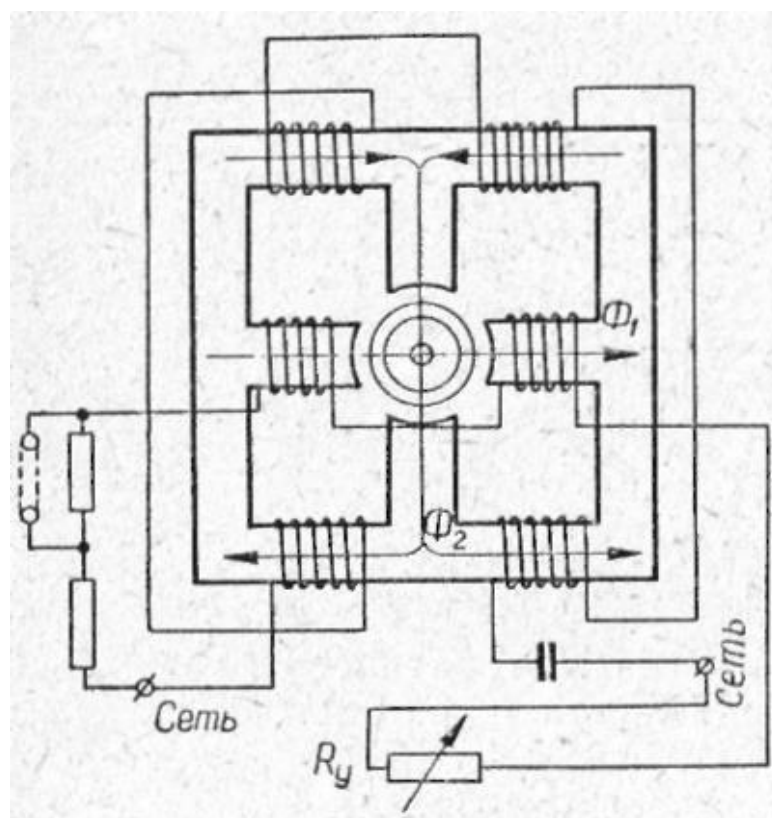


Рисунок 5.2 – Индукционное реле частоты типа ИВЧ-011 с автоматическим изменением установки частоты срабатывания

Изменяя это сопротивление путем дещунтирования части его, например размыканием контактов промежуточных реле разных очередей, можно автоматически изменять уставку реле ступенями на другие, более

высокие частоты. Эта схема довольно сложная, с относительно большим числом очередей разгрузки в одном устройстве АЧР.

Простая схема устройства АЧР и АПВЧ Мосэнерго [53] для одной очереди разгрузки с последующим автоматическим включением потребителей после восстановления частоты представлена на рисунке 37.

При снижении частоты до значения уставки реле 14 последнее срабатывает и приводит в действие реле 2П, 3В, 4А и 5П. Реле 4П срабатывает и отключает соответствующие присоединения. Реле 5П, срабатывая, шунтирует часть сопротивления уставки реле частоты и этим изменяет уставку на другую, более высокую частоту.

Реле 5П подает также плюс на обмотку реле 6П и снимает его с контактов.

При восстановлении частоты до значения уставки реле 14, заданной при помощи реле 5П, реле частоты снимает питание с обмотки реле 2П и возвращает в исходное положение реле 3В, 4А и 5П. При этом через верхние контакты реле 6П, имеющего замедление на возврате, подается плюс на реле 7П, которое срабатывает и производит обратное включение потребителей.

Реле 8П и 9П устанавливаются лишь в том случае, если с помощью реле 7П по условию нагрузки аккумуляторной батареи нельзя включить выключатели всех присоединений одновременно. Замедление на возврате реле 8П выбирается несколько больше времени включения выключателей.

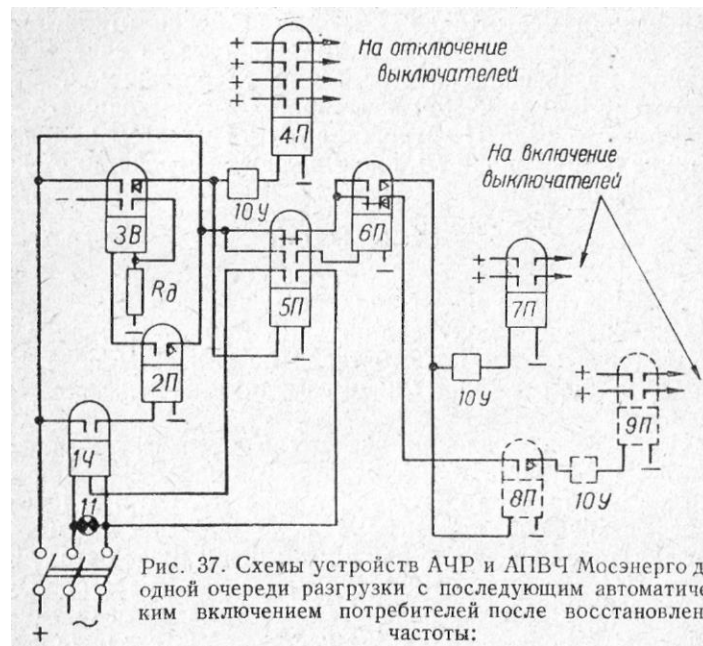


Рисунок 5.3 – Схемы устройств АЧР и АПВЧ Мосэнерго для одной очереди разгрузки с последующим автоматическим включением потребителей после восстановления частоты: 14 - реле частоты типа ИВЧ-011; 2П, 6П, 8П - промежуточные реле типа КДР-5М с замедлением на отпускание; 3В — реле времени; 4П, 5П, 7П, 9П — промежуточные реле типа ЭП-100; 10 - указательные реле; 11 — сигнальная лампа.

Выдержка времени реле 3В может быть обоснована и выбрана, исходя из следующих соображений. Как было указано выше, при к. з. в кабельных сетях, особенно в сетях небольших энергосистем (200-300 Мвт), частота может резко снижаться при значительном увеличении мощности за счет потерь в активном сопротивлении кабелей от тока короткого замыкания. Отстроить устройства разгрузки АЧР по времени от действия релейной защиты, отключающей короткие замыкания в кабельных сетях, можно с помощью соответствующей выдержки времени реле 3В. Во избежание, однако, слишком большого снижения частоты при дефиците мощности в энергосистеме эта выдержка не должна быть большой.

На рисунок 5.4 показана схема устройства АПВЧ, разработанная ВНИИЭ [54]. Устройство срабатывает при восстановлении частоты до

49-49,5 Гц после отключения к. з. или увеличения мощности в системе за счет мобилизации вращающегося резерва на гидростанциях. Устройство АПВЧ (рисунок 38) запускается от выходного промежуточного реле II устройства АЧР. При этом получает питание реле времени $1B$, блокирующее устройство АПВЧ на время порядка

$$t = (3 \div 4) T,$$

где T - частотная постоянная времени системы.

Одновременно получает питание промежуточное реле III , которое подает плюс батареи на контакты реле частоты 14 и подготавливает цепи самопитания реле времени $2B$ и $3B$.

После восстановления частоты в системе до уровня уставки реле частоты 14 последнее срабатывает и приводит в действие промежуточное реле $2II$, которое подает плюс батареи на контакты 3 реле времени $2B$ и $3B$. В результате образуется замкнутая цепь: плюс батареи - контакты реле $2II$ - замкнутые контакты 3 реле времени $2B$ и $3B$ - контакты реле III - замкнутые мгновенные контакты 1 реле времени $2B$ и $3B$ - обмотка реле времени $2B$ и $3B$ - минус батареи.

Реле времени $2B$ и $3B$, получив питание, сначала замыкают свои нижние мгновенные контакты 1 , переводя этим себя в режим термической устойчивости (на питание через добавочное сопротивление) и в условия самопитания.

Через время t_2 , определяемое уставкой, переключаются контакты 2 реле времени $2B$ и $3B$, переходя из верхнего замкнутого положения в нижнее. При этом срабатывают промежуточные реле $3II$ и $4II$, получившие питание через верхние замкнутые контакты 3 и нижние замкнувшиеся контакты 2 реле времени $2B$ и $3B$, и производят включение выключателей, отключившихся ранее от устройства АЧР.

По истечении времени t_3 размыкаются верхние контакты 3 реле времени $2B$ и $3B$ и снимают питание с промежуточных реле $3II$ и $4II$, обеспечивая этим однократность действия АПВЧ.

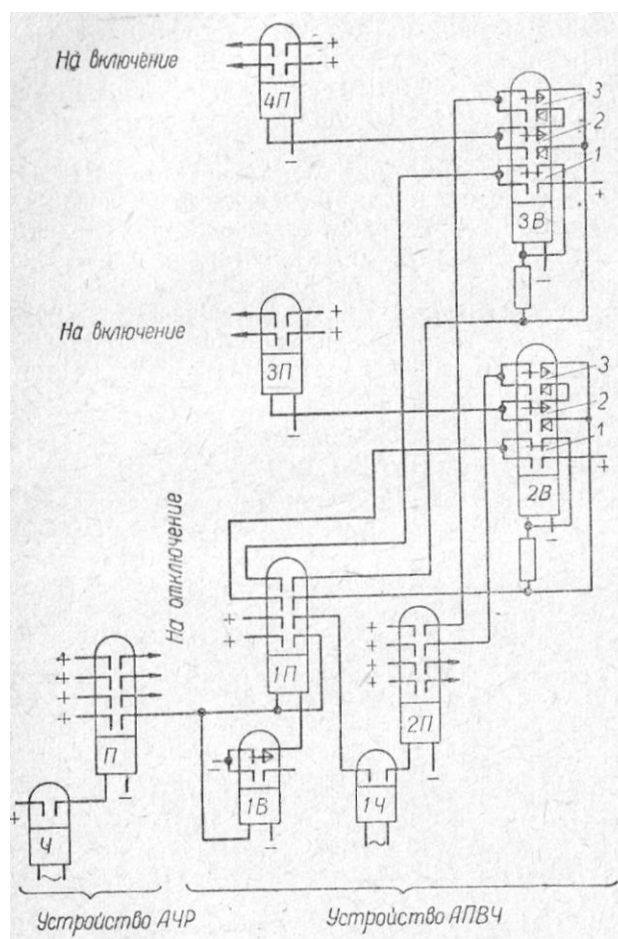


Рисунок 5.4 – Схема устройства АПВЧ, разработанного ВНИИЭ, для нескольких очередей: 14 - реле повышения частоты; 1В - реле времени типа РВ-73/5; 1П, 2П, 3П, 4П - промежуточные реле; 2В и 3В - реле времени типа РВ-73/2 с добавочным мгновенным контактом

По истечении выдержки времени t реле 1В снимает минус с обмотки промежуточного реле 1П, возвращая этим реле времени 2В и 3В в исходное положение.

В тех случаях, когда все линии, отключенные ранее какой-либо очередью АЧР, не могут быть включены одновременно вследствие ограниченной мощности аккумуляторной батареи, их следует разделить на группы и включать поочередно с интервалом времени, достаточным для включения одного выключателя. При этом число реле 2В, 3В и 3П, 4П должно определяться числом таких групп.

Рассмотренное на рисунке 38 устройство АПВЧ может быть использовано и для поочередного включения потребителей, отключенных

ранее несколькими очередями АЧР. Разность уставок реле времени отдельных очередей принимается [54] при этом порядка $(0,3 - 0,4) T$.

Включение отключившихся очередей должно производиться в обратном порядке, т. е. сначала должна включаться последняя очередь устройства АЧР, затем предпоследняя и т. д.

Пример расчета 1

Дано: 1. В энергосистеме 300 МВт с преобладающей мощностью тепловых станций имеются нагрузки следующих категорий в долях единицы:

первой категории		$a = 0,2$,
второй	»	$a_1 = 0,2$,
третьей	»	$a_2 = 0,3$,
четвертой	»	$a_3 = 0,3$.

2. Устройства АЧР частотной нагрузки выполнены по принципиальной схеме, приведенной на рисунке 37.

3. Уставка первой очереди устройства АЧР $f_{ср.1} = 48$ Гц, а последней $f_{ср.п} = 45$ Гц. Все ступени избирательности по частоте принимаются равными между собой.

4. Погрешность реле частоты типа ИВЧ-011 по данным завода принимается $\Delta f_{погр} = 0,15$ сек.

5. Снижение частоты в течение собственного времени срабатывания устройства АЧР и выключателей принимается $\Delta f_{сниж} = 0,15$ Гц.

6. Частота срабатывания реле частоты дополнительной очереди $f_{ср.д} = 47$ Гц

7. В результате действия устройства АЧР частота в энергосистеме должна восстановиться до значения $f_{в} = 49$ Гц. Дальнейшее повышение частоты до номинального значения производится по указанию диспетчера системы.

Требуется. Определить число основных очередей разгрузки; уставки срабатывания реле частоты основных очередей; мощность нагрузки, отключаемой каждой из очередей устройств частотной разгрузки, включая и дополнительную очередь.

Решение. Степень избирательности находим по выражению (2)
 $\Delta f_{изб} = 2\Delta f_{погр} + \Delta f_{сниж} = 2 \cdot 0,15 + 0,15 = 0,45$ Гц. Число очередей разгрузки определяем по формуле (1)

$$n = \frac{f_{ср1} - f_{ср.п}}{\Delta f_{изб}} + 1 = \frac{48 - 45}{0,45} + 1 \cong 6 + 1 = 7$$

Принимая расчетное значение степени избирательности $\Delta f_{изб.расч} = 0,5$ Гц, уставки срабатывания реле частоты при семи очередях разгрузки будут:

для первой	очереди	$f_{ср1} = 48$	Гц
» второй	»	$f_{ср2} = 47,5$	»
» третьей	»	$f_{ср3} = 47$	»
» четвертой	»	$f_{ср4} = 46,5$	»
» пятой	»	$f_{ср5} = 46$	»
» шестой	»	$f_{ср6} = 45,5$	»
» седьмой	»	$f_{ср7} = 45$	»

Коэффициент $K_{нагр}$, характеризующий регулировочный эффект нагрузки от частоты, находим по формуле (5)

$$K_{нагр} = a_1 + 2a_2 + 3a_3 + \dots + n a_n =$$

$$= 0,2 + 2 \cdot 0,3 + 3 \cdot 0,3 = 1,7$$

(нагрузка $a = 0,2$ от частоты не зависит).

Тогда мощность потребителей, отключаемая устройством АЧР первой очереди, определится по равенству (7)

$$P_{откл1} \% = 2K_{нагр}(f_{в} - f_{ср1}) = 2 \cdot 1,7(49 - 48) = 3,4\%$$

или
 $\frac{300}{3,4} = 10,2$ МВт

—
100

Отключаемые мощности потребителей других основных очередей определим по уравнению (8)

$$P_{\text{откл}2} \% = 2\kappa_{\text{нагр}} (\varrho_{\text{в}} - \varrho_{\text{ср}2}) [1 - P_{\text{откл}1*}] =$$

$$= 2 \cdot 1,7 (49 - 47,5) \left[1 - \frac{3,4}{100} \right] =$$

или

$$= 2 \cdot 1,7 \cdot 1,5 \cdot 0,966 = 4,93\%$$

$$\frac{300}{100} 4,93 = 14,79 \text{ МВт}$$

$$P_{\text{откл}3} \% = 2\kappa_{\text{нагр}} (\varrho_{\text{в}} - \varrho_{\text{ср}3}) [1 - (P_{\text{откл}1*} + P_{\text{откл}2*})] =$$

$$= 2 \cdot 1,7 (49 - 47) \left[1 - \left(\frac{3,4 + 4,93}{100} \right) \right] =$$

или

$$= 2 \cdot 1,7 \cdot 2 \cdot 0,917 = 6,23\%$$

$$\frac{300}{100} 6,23 = 18,72 \text{ МВт}$$

$$P_{\text{откл}4} \% = 2\kappa_{\text{нагр}} (\varrho_{\text{в}} - \varrho_{\text{ср}4}) [1 - (P_{\text{откл}1*} + P_{\text{откл}2*} + P_{\text{откл}3*})] =$$

$$= 2 \cdot 1,7 (49 - 46,5) \left[1 - \left(\frac{3,4 + 4,93 + 6,23}{100} \right) \right] =$$

или

$$= 2 \cdot 1,7 \cdot 2,5 \cdot 0,854 = 7,26\%$$

$$\frac{300}{100} 7,26 = 21,78 \text{ МВт}$$

$$P_{\text{откл}5} \% = 2\kappa_{\text{нагр}} (\varrho_{\text{в}} - \varrho_{\text{ср}5}) \left[1 - \sum_{i=1}^4 P_{\text{откл}i*} \right] =$$

$$= 2 \cdot 1,7 (49 - 46) \left[1 - \left(\frac{3,4 + 4,93 + 6,23 + 7,26}{21,82 \cdot 100} \right) \right] =$$

$$= 2 \cdot 1,7 \cdot 3 \cdot [1 - \frac{1}{100}] = 1,7 \cdot 6 \cdot 0,782 = 7,97\%$$

или

$$\frac{300}{100} 7,97 = 23,91 \text{ МВт}$$

$$100$$

$$P_{\text{откл}6} \% = 2 \kappa_{\text{нагр}} (\varphi_{\text{в}} - \varphi_{\text{ср}6}) [1 - \sum^5 P_{\text{откл}*}] =$$

$$= 2 \cdot 1,7 (49 - 45,5) [1 - (\frac{21,82}{29,79} + \frac{1}{100} \cdot 7,97)] =$$

или

$$= 2 \cdot 1,7 \cdot 3,5 \cdot [1 - \frac{100}{300}] = 1,7 \cdot 7 \cdot 0,702 = 8,35\%$$

$$\frac{300}{100} 8,35 = 25,05 \text{ МВт}$$

$$P_{\text{откл}7} \% = 2 \kappa_{\text{нагр}} (\varphi_{\text{в}} - \varphi_{\text{ср}7}) [1 - \sum^6 P_{\text{откл}*}] =$$

$$= 2 \cdot 1,7 (49 - 45) [1 - (\frac{29,79}{38,14} + \frac{1}{100} \cdot 8,35)] =$$

или

$$= 2 \cdot 1,7 \cdot 4 \cdot [1 - \frac{100}{300}] = 1,7 \cdot 8 \cdot 0,619 = 8,42\%$$

$$\frac{300}{100} 8,42 = 25,26 \text{ МВт}$$

Суммарная мощность потребителей, отключаемая всеми семью основными очередями при значительных снижениях частоты, достигает значения

$$\sum^7 P_{\text{откл}} \% = 3,4 + 4,93 + 6,23 + 7,26 + 7,97 + 8,35 + 8,42 = 46,56\%$$

1

или

$$\frac{300}{100} 46,56 = 139,68 \text{ МВт}$$

Мощность потребителей, отключаемая дополнительной очередью, по выражению (9)

$$P_{\text{откл.д}} \% = 2K_{\text{нагр}} (\overline{P}_{\text{в}} - \overline{P}_{\text{ср.д}}) \left[1 - \sum_{i=1}^i P_{\text{откл}*} \right] =$$

$$= 2 \cdot 1,7 (49 - 47) \left[1 - \left(\frac{3,4 + 4,93 + 6,23}{100} \right) \right] =$$

или

$$= 2 \cdot 1,7 \cdot 2 \cdot [1 - 0,146] = 1,7 \cdot 4 \cdot 0,854 = 5,8\%$$

$$\frac{300}{100} 5,8 = 17,4 \text{ МВт}$$

Варианта	Рэнергосисемы, МВт	Доли нагрузок по категориям	$\Delta f_{\text{сниж}} = 0,15 \text{ Гц.}$	$P_{\text{д}}, \text{ МВт}$
1	300	0,2/0,2/0,3/0,3	0,15	75
2	350	0,15/0,2/0,35/0,3	0,18	80
3	250	0,1/0,2/0,35/0,35	0,1	65
4	320	0,12/0,26/0,27/0,35	0,12	70
5	280	0,2/0,2/0,3/0,3	0,15	60
6	300	0,15/0,2/0,35/0,3	0,18	65
7	350	0,1/0,2/0,35/0,35	0,11	90
8	250	0,12/0,26/0,27/0,35	0,15	67
9	320	0,2/0,2/0,3/0,3	0,18	70
10	280	0,15/0,2/0,35/0,3	0,14	80
11	300	0,1/0,2/0,35/0,35	0,1	85
12	350	0,12/0,26/0,27/0,35	0,12	85
13	400	0,1/0,2/0,35/0,35	0,17	90
14	350	0,2/0,2/0,3/0,3	0,15	89
15	250	0,15/0,2/0,35/0,3	0,18	55

16	320	0,1/0,2/0,35/0,35	0,11	72
17	280	0,12/0,26/0,27/0,35	0,1	62
18	300	0,2/0,2/0,3/0,3	0,12	60
19	350	0,15/0,2/0,35/0,3	0,1	84
20	400	0,1/0,2/0,35/0,35	0,12	89

Пример расчета 2

Дано: 1. Все основные данные те же, что и в примере расчета 1.

2. В предаварийный период нагрузка в энергосистеме была $P_{\text{нагр}}\% = 100\%$. Дефицит активной мощности образовался в результате отключения генераторной мощности 75 МВт, что составляет $P_{\text{д}}\% = \frac{75}{300} 100 = 25\%$ от

мощности энергосистемы;

3. Минимальная кратковременно допустимая частота в системе принимается равной критической частоте, т. е. $\omega_{\text{к.д.}} = \omega_{\text{кр}} = 45$ Гц.

Требуется. Определить объем автоматической разгрузки энергосистемы, соответствующий заданным значениям дефицита мощности и частоты восстановления, и мощность нагрузок, подключенных к устройствам АЧР с малыми и со значительными выдержками времени при заданном дефиците мощности в энергосистеме.

Решение. Мощность нагрузки, которая при заданном дефиците мощности в системе должна быть отключена устройством АЧР, чтобы частота в системе восстановилась до заданного значения $f_{\text{в}} = 49$ Гц, определим по равенству (12)

$$P_{\text{откл}}\% = P_{\text{д}}\% - 2k_{\text{нагр}}(\omega_{\text{н}} - \omega_{\text{в}}) = 25 - 2 \cdot 1,7(50 - 49) =$$

$$= 50 - 3,4 = 21,6\%$$

или

$$\frac{300}{100} 21,6 = 64,8 \text{ МВт}$$

Мощность нагрузки, которая при заданном дефиците мощности в системе должна быть отключена устройствами АЧР, действующими с малыми выдержками времени, определим по формуле (14), получая при этом

$$P_{\text{откл}}\% = 100 \frac{P_{\text{д.макс}}\% - 2k_{\text{нагр}}(\omega_{\text{н}} - \omega_{\text{к.д}})}{100 - 2k_{\text{нагр}}(\omega_{\text{н}} - \omega_{\text{к.д}})}$$

$$= 100 \frac{25 - 2 \cdot 1,7(50 - 45)}{100 - 2 \cdot 1,7(50 - 45)} = 100 \frac{25 - 2 \cdot 1,7 \cdot 5}{100 - 2 \cdot 1,7 \cdot 5} =$$

$$= 100 \frac{25 - 17}{100 - 17} = 100 \frac{8}{83} = 9,64\%$$

Предельная мощность нагрузки, которая при заданном дефиците мощности должна отключаться устройствами АЧР, действующими со значительными выдержками времени, включая и дополнительную очередь, определится по выражению (15)

$$P_{\text{откл}} \% = P_{\text{откл}} \% - P'_{\text{откл}} \% = 21,6 - 9,64 = 11,96\%$$

$$\frac{300}{100} 11,96 = 35,88 \text{ МВт}$$

Занятие 11. Автоматическое предотвращение недопустимых изменений режимов параметров 2

АЧР I, II, ЧАПВ в программе RUSTab

Автоматика ограничений изменений частоты

При нарушении вследствие возмущающего воздействия баланса мощностей в электроэнергетической системе начинается электромеханический переходный процесс, сопровождающийся снижением или повышением частоты вращения синхронных генераторов.

Для предотвращения снижения частоты на всех подстанциях (ПС) устанавливается автоматика частотной разгрузки (АЧР), отключающая часть нагрузки и тем самым снижающая дефицит активной мощности в ЭЭС. Однако она наносит ущерб потребителям электроэнергии, поэтому должна обладать свойством адаптации к возникшему недостатку (дефициту) мощности. Поскольку АЧР релейного действия, то возможно лишь дискретное последовательное приближение отключаемой мощности к возникшему ее дефициту. Поэтому она реализуется многими автоматами трех категорий АЧР I, АЧР II и АЧР III. Наиболее распространена и эффективна первая из них, состоящая из $N = 10 \div 20$ мгновенно действующих (по мере снижения частоты) автоматов, установленных на ПС. Частоты срабатывания их измерительных реле частоты мелко разнесены (в пределах от 48,5 до 46,5 Гц. Отключаемые автоматами мощности нагрузки рассчитаны с учетом уменьшающегося в функции снижения частоты и по мере отключения потребителей дефицита мощности.

Если в течение некоторого времени, начиная с $t_1 = 5$ с, частота не восстанавливается до близкой к номинальной, т.е. утяжеленный режим ЭЭС продолжается, то вступают в действие автоматы АЧР II (обычно не более пяти), имеющие одну установленную частоту срабатываниями $f_{yp} = 49,2$ Гц, но различающиеся на $\Delta t = 5$ с выдержками времени дополнительного отключения потребителей электроэнергии.

Временные графики (рисунок 11.1) иллюстрируют эффективность АЧРІ по приостановке снижения частоты и АЧРІІ по ее восстановлению. Показано действие семи автоматов АЧРІ и трех автоматов АЧРІІ, а также частота f_{∞} и ее снижение Δf_{∞} , которые могли установиться при отсутствии АЧР.

Категория автоматов АЧРІІ устанавливается на ПС сильно дефицитных частей ЭЭС, в которых возможно весьма быстрое снижение частоты до опасного уровня (45 Гц). Они функционируют по скорости изменения частоты: производная функции изменения частоты является показателем дефицита мощности и вероятной глубины снижения частоты [1].

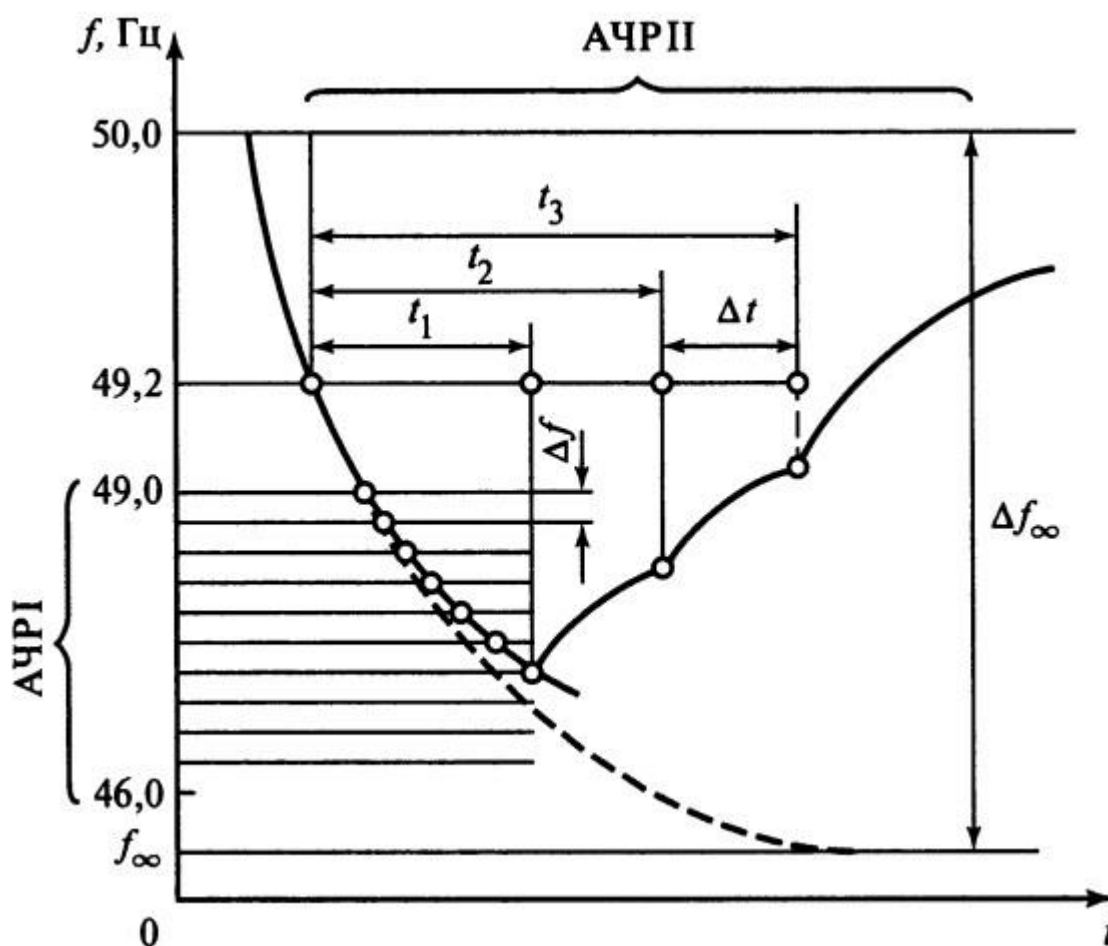


Рисунок 11.1 – Характер изменения частоты при действии очередей АЧРІ и АЧРІІ

По мере восстановления частоты автоматикой противоаварийной частотной загрузки недогруженных и пуска резервных гидрогенераторов и в результате действия автоматики управления нормальными режимами ЭЭС электроснабжение отключенных потребителей электроэнергии восстанавливается частотным автоматическим повторным включением (ЧАПВ).

К автоматике ограничений снижения частоты относятся также: автоматика выделения отдельных синхронных генераторов отключением от электроэнергетической системы, в которой происходит снижение частоты, для питания собственных нужд электростанций; автоматика частотного пуска и загрузки недогруженных гидрогенераторов. Действие автоматики ограничений повышенной частоты реализуется путем отключения разгоняющихся при избытке генерируемой активной мощности гидрогенераторов.

Автоматические устройства частотной разгрузки

На рисунке 11.2 приведена функциональная схема известного [2, 3] релейно-контактного совмещенного автомата АЧРІ и АЧРІІ с одним минимальным измерительным реле частоты KF . В нормальном режиме работы реле KF настроено на установленную частоту срабатывания АЧРІІ $f_{yII} = 49,2$ Гц. Сигналом логической единицы с инверсного выхода $Q = 1$ статического триггера $ST1$ возбуждено герконовое реле (геркон) $KL2$, его контакт в цепи реактора L резонансного контура реле KF замкнут.

В утяжеленном режиме после снижения частоты до $f = f_{yII}$ реле KF срабатывает и дискретным выходным сигналом (логической единицей), проходящей через элемент DX (ЗАПРЕТ), поскольку на его нижнем инверсном входе логический нуль, переводит триггер $ST1$ в состояние запоминания срабатывания реле KF . Логической единицей на прямом выходе $Q = 1$ триггер возбуждает герконовое реле $KL1$, а логическим нулем инверсного выхода $Q = 0$ обесточивает обмотку геркона $KL2$.

Замыкающим контактом геркон $KL1$ дискретно увеличивает индуктивность реактора L и тем самым уменьшает установленную частоту срабатывания реле KF , например, $f_{yII} = 48,5$ Гц. Реле частоты возвращается. Триггер $ST1$ логической единицей $Q = 1$ запускает по входу ИЛИ элемент времени $DT1$ с установленным временем разрешения действия автомата АЧРІ. Единицей на нижнем входе элемента $DX1$ (И) он подготавливает цепь действия на отключение. Если частота успевает снизиться до $f = f_{yII}$ за указанное время, то реле частоты KF , срабатывая, через элемент $DX1$ и элемент небольшой задержки DT ($t_3 < 0,1$ с) производит отключение потребителей электроэнергии, относящихся к АЧРІ.

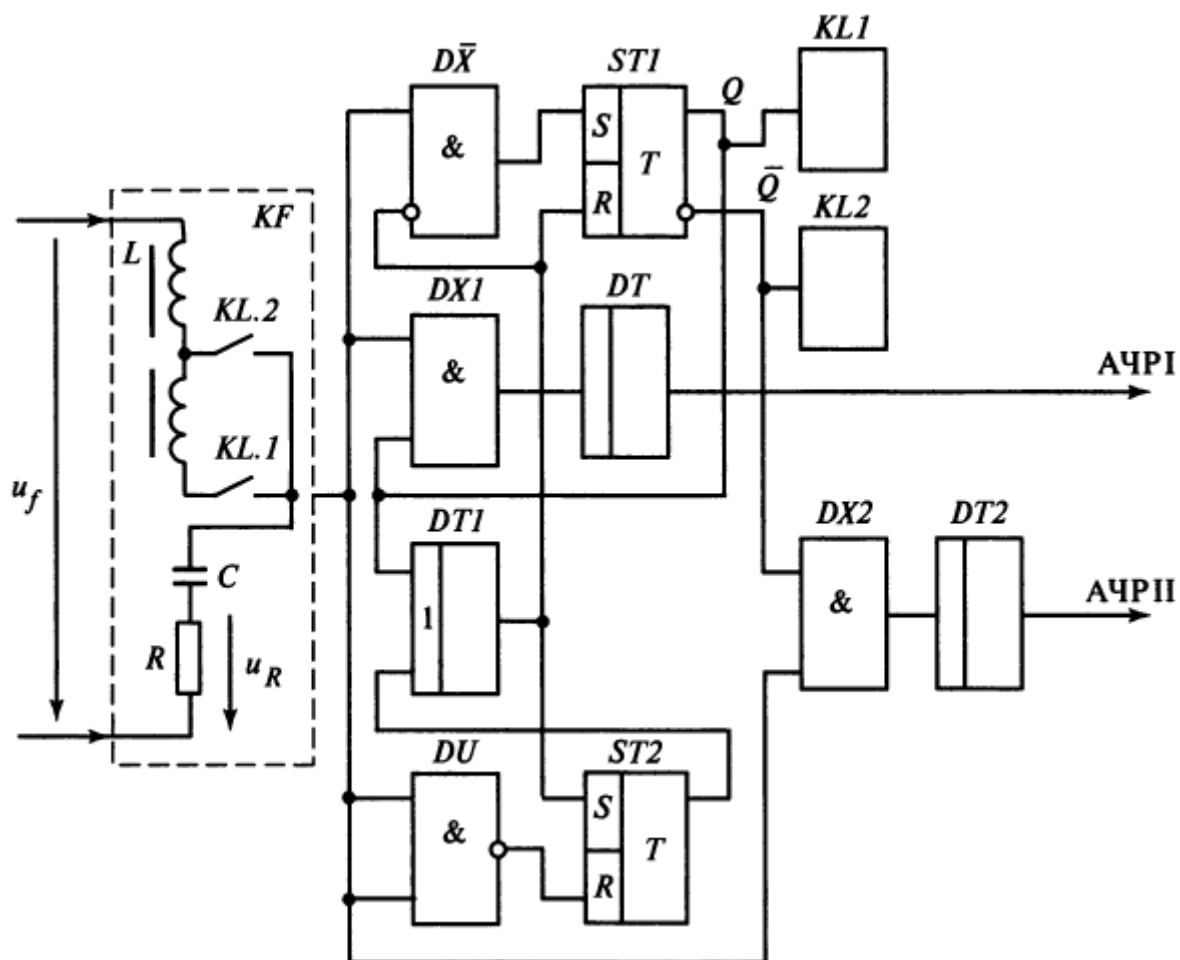


Рисунок 11.2 – Функциональная схема комплексного автоматического устройства АЧРІ и АЧРІІ

Если же частота не снижается до указанной, элемент времени $DT1$ логической единицей, поступающей на вход считывания R триггера $ST1$, возвращает его в исходное состояние, вновь возбуждается геркон $AX2$, а обмотка геркона $KL1$ обесточивается. При этом по цепи положительной обратной связи, реализуемой триггером $ST2$, после поступления на его вход записи S логической единицы элемент $DT1$ по входу ИЛИ самоудерживается в состоянии после срабатывания. Через инверсный вход элемента DX он запрещает воздействие на триггер срабатывающего реле частоты KF вследствие восстановления переключающимися контактами $KL1$, $KL2$ (снова замыкается $KL2$) частоты срабатывания $f_{уц}$.

Измерительные реле частоты через элемент $DX2$ (И), на верхнем входе которого единица $Q = 1$ с инверсного выхода $ST1$, запускает элемент времени $DT2$ действия на отключение автомата АЧРП. Логическим нулем $Q = 0$ на прямом выходе $ST1$, поступающим на нижний вход $DX1$, не разрешается прохождение сигнала от реле KF в цепь отключения АЧРП.

Если за относительно большое время действия $DT2$ (не менее 5 с) частота восстанавливается до $f = f_{уц}$, то измерительное реле частоты возвращается и логическим нулем на нижнем входе $DX2$, а через инвертор DU логической единицей на входе считывания R триггера $ST2$ возвращает элементы времени $DT2$ и $DT1$ в исходное состояние. Триггер $DT1$ выдает логическую единицу на инверсном выходе $Q = 1$, т.е. удерживает возбужденным геркон $KL2$ и установленную частоту срабатывания реле KF равной $f_{уц}$, что и должно быть в нормальном режиме работы при нормальной частоте. Аналогично функционирует и известное [1, 2] релейно-контактное устройство с одним измерительным реле частоты, выполняющее функции автоматов АЧР и ЧАПВ.

Перспективна интегральная микропроцессорная реализация быстродействующего измерительного преобразования частоты. Примерами являются разработанный в научно-техническом центре НТЦ «МЕХАНОТРОНИКА» (г. Санкт-Петербург) микропроцессорный

многофункциональный комплект (блок) измерительных реле частоты типа БМ МРЧ и поставляемые совместным предприятием ООО «АББ автоматизация» реле частоты SPAF-140 и SPAF-340. Первый содержит восемь, а вторые по четыре программируемых высокоточных измерительных реле, функционирующих с учетом скорости изменения частоты и снижения (повышения) напряжения. Реле типа SPAF осциллографируют аварийные процессы и имеют интерфейс с оператором через алфавитно-цифровой дисплей, обладают свойствами адаптации, самодиагностики и другими характерными для цифровых программных устройств сервисными возможностями.

Центральной лабораторией ОАО «Тулэнерго» и АО «Приборный завод «Сигнал» производятся аналоговые, а НТЦ «МЕХАНОТРОНИКА», ЗАО «РАДИУС Автоматика» и ООО «ИЦ «БРЕСЛЕР» разработаны цифровые микропроцессорные комплексные устройства автоматической частотной разгрузки (КУ АЧР), выполняющие и функции частотного автоматического повторного включения отключенных АЧР потребителей [4].

Общие принципы моделирования

Схемотехника всех моделей автоматики, реагирующей на изменение частоты, заимствована из описания микропроцессорного блока многофункциональных реле частоты БММРЧ производства ООО НТЦ «Механотроника».

Поскольку расчет переходного процесса в ПК RUSTab ведется в действующих значениях параметров, а не в мгновенных, в моделях частотной автоматики применяется способ расчета частоты, существенно отличающийся от примененного в реальном устройстве. Реле частоты, как правило, определяет период колебаний тока по времени между переходами его значения через ноль. При этом используется фильтрация результата путем усреднения периода не менее чем за три последовательных перехода – 1.6 с. Контролируемое значение тока также подвергается предварительной

фильтрации для выделения первой гармоники и повышения помехоустойчивости реле. Для определения скорости изменения частоты сравниваются частоты на двух последовательных интервалах усреднения. Таким образом, измерение скорости изменения частоты может быть выполнено не менее чем за 6 периодов тока – 0.12 с. В ПК RUSTab значение частоты f_i определяется в расчете переходного процесса в каждом узле путем численного дифференцирования угла вектора напряжения. Процесс расчета частоты встроен в метод интегрирования и реализован с помощью реально-дифференцирующего звена вида:

$$f_i = 50.0 \left(1 + \frac{p}{1 + T_F p} \delta_i \right), [\text{Гц}]$$

где:

T_f – постоянная времени сглаживания угловой скорости вектора напряжения, с, значение которой можно задать в параметрах расчета динамики. По умолчанию принято значение 0.04 с.

δ_i – значение угла вектора напряжения в узле i .

Несмотря на то, что способы расчета частоты различаются, учитывая выдержки времени, обычно применяемые при настройке устройств частотной автоматики, результаты расчета различаются незначительно. Поэтому в моделях частотной автоматики частота является входным значением и никак не обрабатывается внутри модели. Скорость изменения частоты определяется путем сравнения значения частот на последовательных шагах интегрирования.

Все модели устройств частотной автоматики доступны в таблице «Автоматика/Логика». Выбор модели осуществляется в поле «Тип». Номер узла, в котором устройство будет контролировать частоту, задается в поле «ПО мод». Действия, которые должно выполнить устройство при срабатывании, должны быть предварительно описаны в таблице «Автоматика/Действия», а их идентификаторы должны быть заданы в поле «Действия» через запятую. Параметры моделей задаются в поле «Const мод»

в виде списка, разделенного запятыми. Для упрощения ввода и редактирования параметров моделей предусмотрены команды контекстного меню «Настройка...», которые открывают формы редактирования, соответствующие выбранной модели.

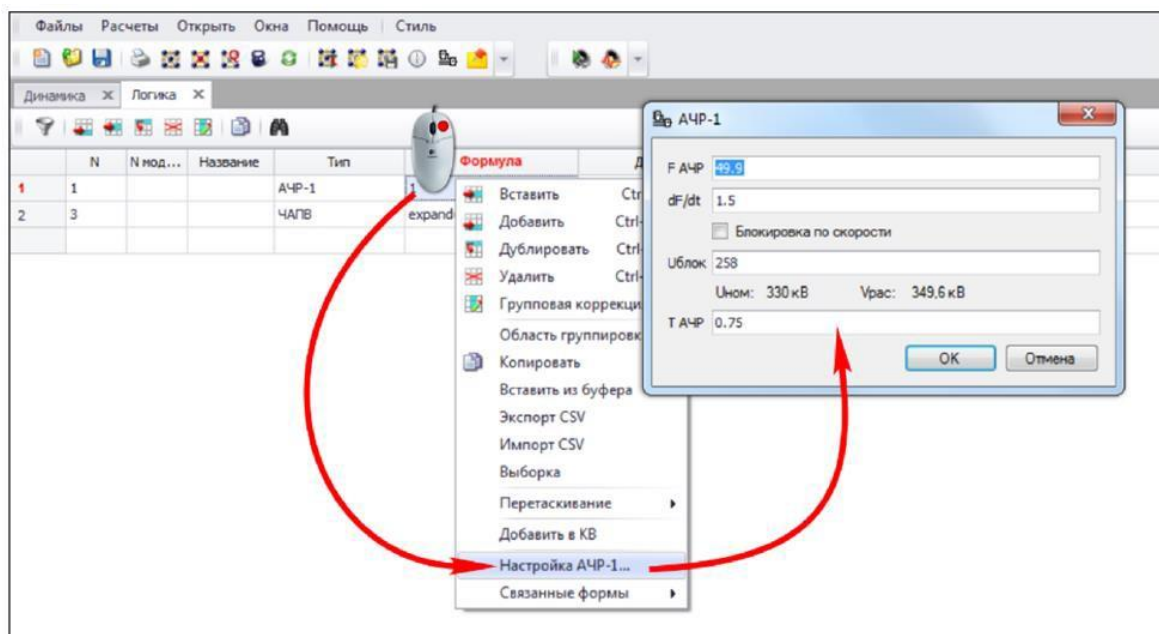


Рисунок 11.3 – Редактирования параметров моделей АЧР

АЧР- 1
 Модель АЧР- 1 предназначена для фиксации снижения частоты до заданной уставки $F_{АЧР}$ с одновременным контролем скорости снижения и напряжения в узле установки. Устройство срабатывает с выдержкой времени $T_{АЧР}$ при условии, что напряжение не ниже, чем уставка $U_{Блок}$, а скорость снижения частоты не превысила значения уставки $F'_{АЧР}$. В цепи блокировки по скорости предусмотрена возможность отключения.

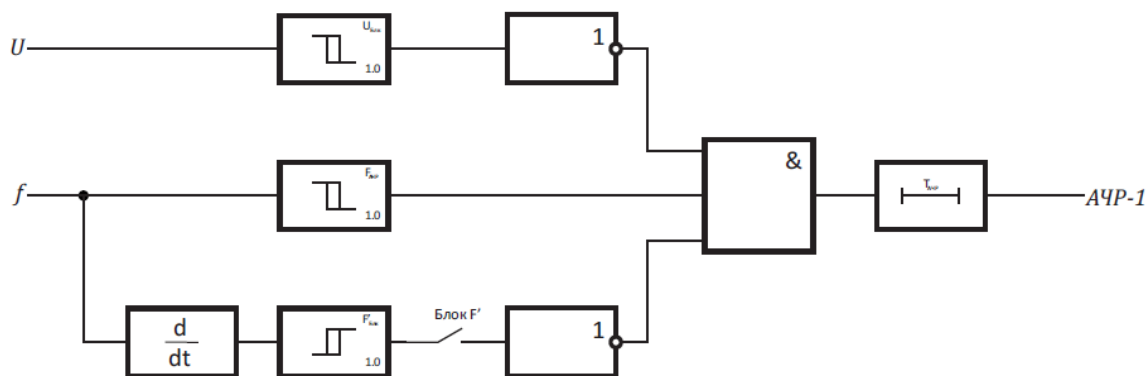


Рисунок 11.3 – Логическая схема АЧР1

$U_{Блок}$ – напряжение блокировки АЧР- 1, кВ;

$F_{АЧР}$ – частота срабатывания очереди АЧР- 1, Гц;

$F'_{АЧР}$ – (dF/dt) скорость изменения частоты при блокировке АЧР- 1, Гц/с;

$T_{АЧР}$ – выдержка времени очереди АЧР- 1, с.

Форма для настройки АЧР- 1 доступна в контекстном меню по команде «Настройка АЧР- 1...» и имеет следующий вид:

Рисунок 11.4 – Форма настройки АЧР-1

В полях «Уном» и «Vрас» отображаются номинальное и расчетное значения напряжения в узле установки устройства, чтобы упростить выбор «Ублок».

АЧР- 2

Устройства АЧР- 2 предназначены для восстановления частоты в ситуациях, когда после ликвидации значительного дефицита устройствами

АЧР- 1 и АЧР- С частота «зависает» на длительное время на значениях ниже номинального. В реализации ПК RUSTab устройство АЧР- 2 срабатывает в случае, когда значение частоты в течение времени $T_{АЧР2}$ находится в диапазоне уставок $[F_{АЧР}; F_B]$ Предусмотрена блокировка по напряжению с уставкой $U_{БЛК}$. Кроме того, предусмотрено ускорение срабатывания по снижению напряжения с уставкой $U_{УСК}$ и выдержкой T_U .

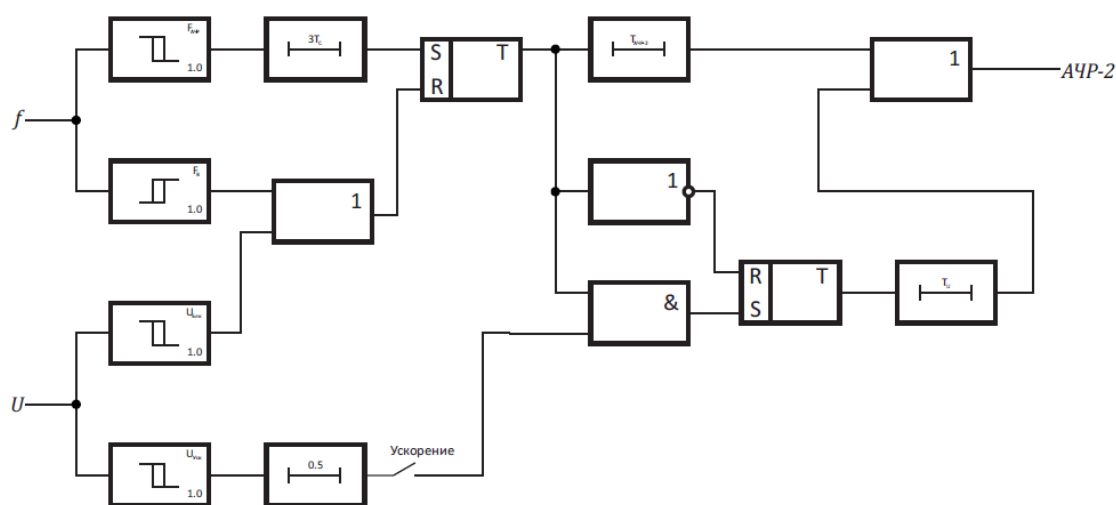


Рисунок 11.5 – Логическая схема АЧР2

$U_{БЛК}$ – напряжение блокировки АЧР- 2, кВ;

$U_{УСК}$ – напряжение ускорения АЧР- 2, кВ;

$F_{АЧР}$ – частота срабатывания очереди АЧР- 2, Гц;

F_B – частота возврата очереди АЧР- 2, Гц;

$3T_c$ – выдержка времени, равная 3 периодам частоты сети (0.06 с), с;

$T_{АЧР2}$ – выдержка времени очереди АЧР- 2, с;

T_U – выдержка времени ускорения по напряжению, с.

Форма для настройки АЧР- 2 доступна в контекстном меню по команде «Настройка АЧР- 2...» и имеет следующий вид.

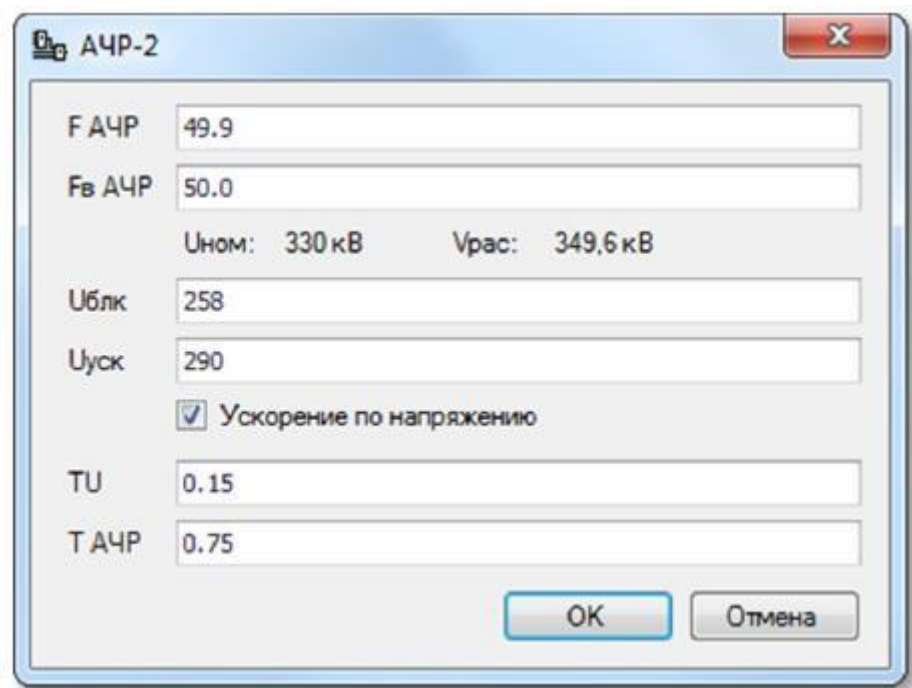


Рисунок 11.6 – Форма настройки АЧР-2

Задание

Загрузить в Rastrwin из директории: C:\Program Files (x86)\RastrWin3\RastrWin3\test-rastr\RUSTab\АОСЧ и АОПЧ\Большой тест АЧР, файлы:

Большой тест АЧР.dfw

Большой тест АЧР.rst

Большой тест АЧР.scn

Выполнить настройку параметров схемы и уставок АЧР, согласно индивидуальному заданию преподавателя.

Выполнить расчет динамики аварийного режима;

Проанализировать работу автоматов АЧР-1, АЧР-2 и ЧАПВ по графикам изменения частоты в заданном контролируемом узле схемы сети.

Занятие 12. Микропроцессорная интегрированная противоаварийная автоматика

Функция автоматики ограничения перегрузки оборудования по току

Стационарный тепловой процесс характеризуется следующим: условия охлаждения, токовая нагрузка, температура провода практически неизменны, то есть тепло, выделившееся в проводе при протекании электрического тока и поглощенное проводом от действия солнечной радиации, полностью отдается в окружающую среду.

В качестве исходных данных необходимы измеренные значения: тока в проводе, температуры провода, температуры воздуха. Остальные климатические условия (скорость и направление ветра, величина солнечной радиации) считаются неизвестными.

Расчеты предельной токовой нагрузки выполняются на основе уравнения теплового баланса (1), у которого левая часть обращается в ноль:

$$0 = k_{\text{м}} k_{\text{п}} I^2 R_{20} \left(1 + \beta_r (\vartheta_{\text{пр}} - 20) \right) + P_{\text{с}} - (\alpha_{\text{к}} + \alpha_{\text{л}}) F (\vartheta_{\text{пр}} - \vartheta_{\text{в}})$$

Обозначим $\alpha = \alpha_{\text{к}} + \alpha_{\text{л}}$, тогда

$$k_{\text{м}} k_{\text{п}} I^2 R_{20} \left(1 + \beta_r (\vartheta_{\text{пр}} - 20) \right) = \alpha F (\vartheta_{\text{пр}} - \vartheta_{\text{в}}) - P_{\text{с}}.$$

(6)

Если не учитывать мощность солнечного излучения и считать, что коэффициент теплоотдачи не зависит от температуры провода, то неизвестной является только величина αF , которую обозначим как A и запишем следующим образом:

$$A = \frac{k_{\text{м}} k_{\text{п}} I^2 R_{20} \left(1 + \beta_r (\vartheta_{\text{пр}} - 20) \right)}{(\vartheta_{\text{пр}} - \vartheta_{\text{в}})}.$$

(7)

Подставим (7) в (6) и получим уравнение для вычисления допустимого тока $I_{\text{д}}$

$$k_m k_{\pi} I_{\text{д}}^2 R_{20} (1 + \beta_r (\vartheta_{\text{пр д}} - 20)) = \frac{k_m k_{\pi} I^2 R_{20} (1 + \beta_r (\vartheta_{\text{пр}} - 20))}{(\vartheta_{\text{пр}} - \vartheta_{\text{в}})} (\vartheta_{\text{пр д}} - \vartheta_{\text{в}})$$

где $\vartheta_{\text{пр д}}$ – допустимая температура провода, °C.

В результате упрощений, получим следующее выражение:

$$I_{\text{д}} = I \sqrt{\frac{(1 + \beta_r (\vartheta_{\text{пр}} - 20)) (\vartheta_{\text{пр д}} - \vartheta_{\text{в}})}{(\vartheta_{\text{пр}} - \vartheta_{\text{в}}) (1 + \beta_r (\vartheta_{\text{пр д}} - 20))}}.$$

Для определения длительно или аварийно допустимой токовой нагрузки, например, по условиям механической прочности сталеалюминиевого провода необходимо подставить значение допустимой термической нагрузки в 70°C [58] или 90°C [19].

Известно, что в выше приведенных выражениях C – теплоемкость 1 м провода, Дж/°C; $\vartheta_{\text{пр}}$ – температура провода, °C; t – время, с; I – ток в проводе, А; R_{20} – сопротивление 1 м провода постоянному току при температуре 20°C, Ом; k_{π} – коэффициент, учитывающий увеличение потерь на переменном токе; k_m – коэффициент, учитывающий магнитные потери в проводе со стальным сердечником; β_r – температурный коэффициент сопротивления, 1/°C; P_c – мощность солнечного излучения, поглощаемая проводом, Вт; α_k – коэффициент, учитывающий теплоотдачу при теплообмене конвекцией, Вт/(м²*°C); α_l – коэффициент, учитывающий теплоотдачу при лучистом теплообмене, Вт/(м²*°C); F – площадь поверхности теплообмена, м²; $\vartheta_{\text{в}}$ – температура воздуха, °C.

Алгоритмы функционирования АОПО ВЛ, представленные в настоящее время заводами-изготовителями микропроцессорных терминалов противоаварийной автоматики в России, не позволяют использовать полностью пропускную способность воздушных линий электропередачи в автоматическом противоаварийном управлении. В диссертации предложены методы определения допустимой токовой нагрузки воздушных линий электропередачи по известной температуре провода и алгоритмы

функционирования АОПО ВЛ, позволяющие более полно использовать пропускную способность ВЛ и существенно повысить эффективность противоаварийного управления, которые представляется возможным применять при диспетчерском управлении и реализовать в современных устройствах автоматического ограничения перегрузки воздушных линий электропередачи уже сегодня.

Алгоритм изменения уставки функции АОПО в зависимости от температуры

Алгоритм изменения уставки функции АОПО (далее АОПО) предназначен для изменения значений уставок ступеней при наличии сигналов от датчиков температуры. К АОПО подключается два датчика температуры, учитываются показания только одного из них. Переход на второй датчик происходит автоматически при отказе первого. Все ступени АОПО, реализованные в устройстве, одновременно корректируют свои уставки при изменении температуры. Весь диапазон температур, контролируемый датчиком, разбивается на отдельные интервалы, размером не более пяти градусов. Ступень АОПО имеет отдельную пару уставок ток и время срабатывания для каждого интервала по температуре и три дополнительных пары уставок для работы при отключенных датчиках температуры. Переключение уставок происходит по факту попадания измеренного значения температуры в соответствующий интервал через выдержку времени. При отсутствии сигнала с обоих датчиков или выхода замера температуры за технологический диапазон алгоритм переключает ступени АОПО на сезонные уставки, а сигналы переключения уставок от датчиков температуры блокируются. Текущий сезон («Зима», «Лето», «Межсезонье») задается вручную при помощи трехпозиционного переключателя. Пример алгоритма приведен на рисунке 12.1.

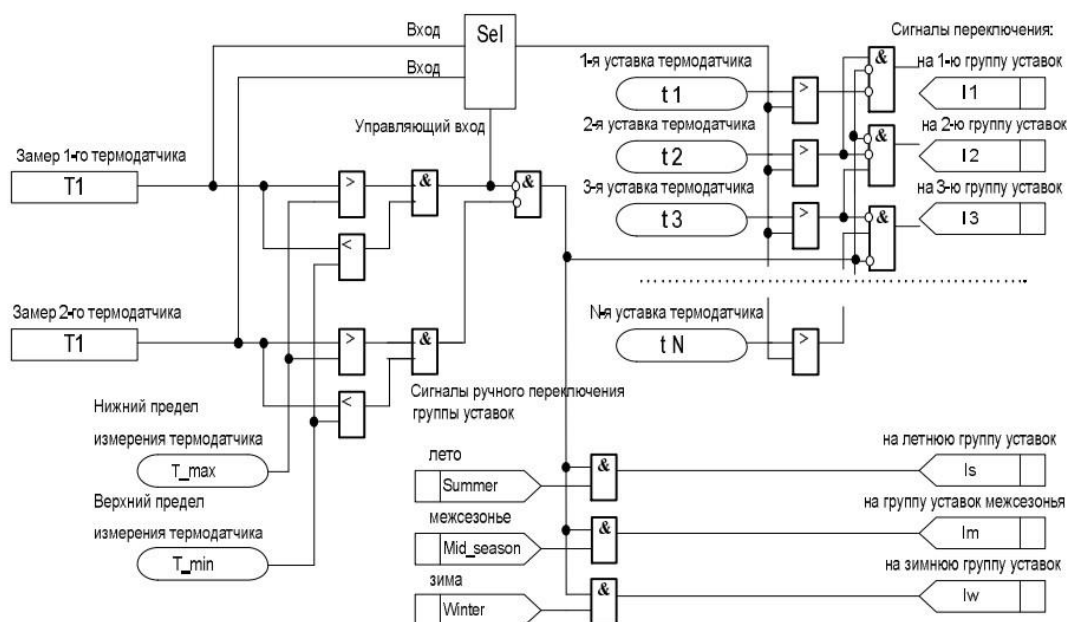


Рисунок 12.1 – Пример алгоритма изменения уставки функции АОПО в зависимости от температуры

Задание

Рассчитать уставку функции АОПО – допустимый ток в линии в зависимости от температуры при заданных следующих условиях.

Условия задаются индивидуально для каждого студента преподавателем непосредственно на занятиях в зависимости от номера варианта.

Список использованных источников

1. Автоматика электроэнергетических систем : Учеб. пособие для вузов / О.П. Алексеев, В.Е. Казанский, В.Л. Козис и др.; под ред. В.Л. Козиса и Н.И. Овчаренко. М.: Энергоиздат, 1981.
2. Беркович М.А., Гладышев В.Л., Семенов В.А. Автоматика энергосистем. М.: Энергоатомиздат, 1991.
3. Комплексное устройство автоматической частотной разгрузки КУ-АЧР-С // Каталог экспозиции ВВЦ. Релейная защита и автоматика энергосистем. М.: ОРГРЭС, 1996. С. 17—18.
4. Овчаренко Н.И. Микропроцессорные комплексы релейной защиты и автоматики распределительных электрических сетей. М.: НТФ «Энергопрогресс», 1999 [Библиотечка электротехника, приложение к журналу «Энергетик», Вып. 7(10)].
5. Цукерник, Л.В. Роль М.О. Доливо-Добровольского в создании схем компаундирования синхронных машин / Л.В. Цукерник // Электричество. – 1952 – №11. – С. 70 – 71.
6. Соловьев, И.И. Автоматизация энергетических систем / И.И. Соловьев. – М.: Госэнергоиздат, 1956. – 360 с.
7. Сыромятников, И.А. Опыт эксплуатации электрических систем СССР после введения форсировки возбуждения генераторов /И.А. Сыромятников. – М.: Госэнергоиздат, 1948. – 19 с.
8. Веников, В.А. Сильное регулирование возбуждения / В.А. Веников, Г.Р. Герценберг, С.А. Савалов, Н.И. Соколов. – М.: Госэнергоиздат, 1963. – 152 с.
9. Штрафун, Я.Н. Пути возможного развития автоматически регулируемых систем возбуждения турбогенераторов / Я.Н. Штрафун // Электричество. – 1959. – №12. – С. 10 – 13.

- 10.Глебов, И.А. Системы возбуждения мощных синхронных машин /И.А. Глебов. – Л.: Наука, 1979. – 316 с.
- 11.Юрганов, А.А. Регулирование возбуждения синхронных генераторов / А.А. Юрганов, В.А. Кожевников. – СПб.: Наука, 1996. – 138 с.
- 12.Логинов, А.Г. Микропроцессорный автоматический регулятор возбуждения синхронных генераторов типа AVR-2М для систем возбуждения завода «Электросила» / А.Г. Логинов, А.В. Фадеев // Электротехника. – 2006. – №9. – С. 54 – 57.
- 13.Логинов, А.Г. Микропроцессорный автоматический регулятор типа АРВ-М для систем возбуждения АО «Электросила» / А.Г. Логинов, А.В. Фадеев // Электротехника. – 2001. – №9. – С. 66 – 70.
- 14.Чернышев, Е.В. Опыт промышленной эксплуатации статической реверсивной тиристорной системы самовозбуждения на турбогенераторе ТЗФА-110-2УЗ / Е.В. Чернышев, Г.А. Кузин, В.К. Картошкин // Электрические станции. – 2005. – №11. – С. 6 – 8.
- 15.Лабунец, И.А. Асинхронизированные турбогенераторы как средство повышения устойчивости и регулирования напряжения в электрических сетях / И.А. Лабунец, П.В. Сокур, Н.Д. Пинчур [и др.] //Электрические станции. – 2004. – №8. – С. 26 – 32.
- 16.Поляк, Н.А. Современные крупные двухполюсные турбогенераторы / Н.А. Поляк. – М.: Энергия, 1972. – 472 с.
- 17.Усов, С.В. Электрическая часть электростанций / С.В. Усов, В.В. Канстан, Е.Н. Кизеветер [и др.]. – Л.: Энергия, 1977. – 556 с. 190
- 18.Голоднова, О.С. Эксплуатация турбогенераторов с непосредственным охлаждением / О.С. Голоднова, Л.С. Линдорф, Л.Г. Мамиконянц [и др.]. – М.: Энергия, 1972. – 352 с.
- 19.Ботвинник, А.М. Асинхронизированная синхронная машина. Основы теории / А.М. Ботвинник. – М.: Госэнергоиздат, 1960. – 70 с.

- 20.Дмитриева, Г.А. Перспектива применения асинхронизированных турбогенераторов в европейской зоне ЕЭС России / Г.А. Дмитриева, С.Н. Макаровский, А.Ю. Поздняков [и др.] // Электрические станции. – 1997. – №8. – С. 35 – 43.
- 21.Шабад, В.К. Использование турбогенераторов в режиме потребления реактивной мощности / В.К. Шабад, Д.В. Саленик // Энергоснабжение и водоподготовка. – 2004. – №4. – С. 55 – 59.
- 22.Системы возбуждения турбогенераторов, гидрогенераторов и синхронных компенсаторов. Общие технические условия: ГОСТ 21558-2000. Введ. 2003-07-01. – М.: Изд-во стандартов, 2003. – 15 с.
- 23.Голинкевич, Т.А. Прикладная теория надежности. Изд. 2-е, доп. /Т.А. Голинкевич. – М.: Высш. шк., 1985. – 167 с.
- 24.Морозова, Ю.А. Параметры и характеристики вентильных систем возбуждения / Ю.А. Морозова. – М.: Энергия, 1976. – 152 с.
- 25.Соловьев, И.И. Автоматические регуляторы синхронных генераторов / И.И. Соловьев. – М.: Энергоиздат, 1981. – 248 с.
- 26.Алексеев, О.П. Автоматика электроэнергетических систем /О.П. Алексеев, В.Е. Казанский, В.Л. Козис [и др.]; под ред. В.Л. Козисаи Н.И. Овчаренко. – М.: Энергоиздат, 1981. – 480 с.
- 27.Бобров, В.М. Модернизация высокочастотных систем возбуждения турбогенераторов серии ТВВ / В.М. Бобров, С.Л. Иванов, В.В. Кичаев [и др.] // Электрические станции. – 1995. – №8. – С. 27 – 31.
- 28.Ковальков, Г.А. Испытания тиристорной бесщеточной системы возбуждения турбогенератора 300 МВт / Г.А. Ковальков, Ю.А. Пащенко, Ю.Е. Савельев [и др.] // Электрические станции. – 1984. –
- 29.№5. – С. 44 – 48.
- 30.Пластун, А.Т. Совмещенный многофункциональный бесщеточный возбудитель для систем независимого возбуждения синхронных машин / А.Т. Пластун, В.И. Денисенко, А.Н. Мойсейченков [и др.] //Электротехника. – 2006. – №1. – С. 45 – 52.

- 31.Цгоев, Р.С. Расширение области устойчивости синхронной машины с тиристорной бесщеточной системой возбуждения / Р.С. Цгоев //Электро. – 2006. – №1. – С. 11 – 13.
- 32.Синепольский, В.А. Системы возбуждения производства ООО «СКБ ЭЦМ» // Электрические станции. – 2006. – №7. – С. 60 – 62. 191
- 33.Шевченко, В.М. Опыт внедрения тиристорных систем возбуждения нового поколения / В.М. Шевченко, Н.А. Ваккер // Электрические станции. – 2006. – №12. – С. 47 – 55.
- 34.Зинаков, В.Е. Опыт промышленной эксплуатации головного образца асинхронизированного турбогенератора ТЗФА-110 на ТЭЦ-22 ОАО Мосэнерго ~~а~~ / В.Е. Зинаков, Е.В. Чернышев, Г.А. Кузин [и др.] // Электрические станции. – 2005. – №11. – С. 3 – 5.
- 35.Довганюк, И.Я. Системы возбуждения асинхронизированных турбогенераторов / И.Я. Довганюк, Т.В. Плотников, П.В. Сокур // Электрические станции. – 2004. – №9. – С. 67 – 72.
- 36.Коротков, В.Ф. Основы линейной теории автоматического управления в задачах электроэнергетики / В.Ф. Коротков; Федеральное агентство по образованию, ГОУВПО Ивановский? государственный энергетический университет им. В.И. Ленина?. – Иваново, 1994. – 392 с.
- 37.Беркович, М.А. Основы автоматики энергосистем / М.А. Беркович, А.Н. Комаров, В.А. Семенов. – М.: Энергоиздат, 1981. – 432 с.
- 38.Дроздов, А.Д. Автоматизация энергетических систем / А.Д. Дроздов, А.С. Засыпкин, А.А. Аллилуев [и др.]. –М.:Энергия, 1977. – 440 с.
- 39.Барзам, А.Б. Системная автоматика / А.Б. Барзам. – М.:Энергоатомиздат, 1989. – 446 с.
- 40.Веников, В.А. Переходные электромеханические процессы в электрических системах / В.А. Веников. – М.: Высш. шк., 1978. – 415 с.

41. Овчаренко, Н.И. Автоматика электрических станций и электроэнергетических систем / Н.И. Овчаренко. – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2001. – 504 с.
42. Электротехнический справочник / под общ. ред. Профессоров МЭИ В.Г. Герасимова [и др.] (гл. ред. А.И. Попов). – изд. 9-е, стер. – М.: Изд.-во МЭИ, 2004. – 964 с.
43. Буртаков, В.С. Особенности разработки и внедрения систем группового регулирования напряжения и реактивной мощности на электростанциях / В.С. Буртаков // Электрические станции. – 2008. – №4. – С. 19 – 24.
44. Маркович, И.М. Режимы энергетических систем / И.М. Маркович. – М.: Энергия, 1969. – 352 с.
45. Росман, Л.В. Групповое управление возбуждением синхронных генераторов гидроэлектростанций / Л.В. Росман. – М.: Госэнергоиздат, 1962. – 168 с.
46. Кучкин, М.Д. Автоматическое управление и контроль режима работы гидроэлектростанций / М.Д. Кучкин. – М.: Энергия, 1967. – 240 с.