



МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
Рубцовский индустриальный институт (филиал)
федерального государственного бюджетного образовательного
учреждения высшего образования
«Алтайский государственный технический университет им. И.И. Ползунова»
(РИИ АлтГТУ)

Кафедра электроэнергетики

А.Н. ТАТАРНИКОВА, И.А. МАЦАНКЕ

ПРОТИВОАВАРИЙНАЯ АВТОМАТИКА

Задания и методические указания к выполнению расчетных работ
для студентов направления подготовки
«Электроэнергетика и электротехника»
всех форм обучения

Рубцовск 2016

УДК 621.31

Татарникова А.Н., Мацанке И.А. Задания и методические указания к выполнению расчетных работ для студентов направления подготовки «Электроэнергетика и электротехника» всех форм обучения / Рубцовский индустриальный институт.- Рубцовск, 2016, - 39 с.

Рассмотрены и одобрены
на заседании кафедры
электроэнергетики РИИ.
Протокол № 13 от 22.12.2016.

Рецензент: гл. инженер ЗАО «Контакт-108»

И.А. Оборовский

©Рубцовский индустриальный институт, 2016

Содержание

1.	Содержание расчетной работы.....	4
2.	Исходные данные для выполнения расчетных работ №1, 2.	4
3.	Исходные данные для выполнения расчетной работы №3	5
4.	Методические указания к выполнению расчетной работы.....	10
4.1.	Расчет устройств точной автоматической синхронизации генераторов.....	10
4.2.	Методика выбора настройки АРОЛ по условию обеспечения статической устойчивости.....	21
4.3.	Выбор вида АПВ линии связи электростанции с энергосистемой	27
	Список литературы.....	36

1. Содержание расчетной работы

Расчетная работа №1.

«Расчет параметров настройки автоматического синхронизатора»

1. Составление схемы замещения энергосистемы.
2. Расчет её параметров.
3. Рассчитать параметры настройки автоматического синхронизатора с постоянным временем опережения СА-1 для генераторов G1-G4.
4. Проверить синхронную устойчивость после включения генератора.

Расчетная работа №2.

«Расчет параметров устройств автоматики».

1. Составление схемы замещения энергосистемы.
2. Расчет её параметров.
3. Расчет тока несинхронного включения ВЛ для обоснования применения НАПВ.
4. При недопустимости применения НАПВ производится обоснование применения БАПВ или расчет уставок АПВУС.

Расчетная работа №3.

«Выбора настройки АРОЛ по условию обеспечения статической устойчивости»

1. Выбрать настройку автоматики разгрузки при отключении линии электропередаи (АРОЛ), устанавливаемой на линии электропередачи высшего напряжения 750 (500) кВ.
2. Определить максимальный объем разгрузки сечения, уставки КПП по мощности для всех ступеней АРОЛ.
3. Найти объем разгрузки при действии каждой ступени.
4. Построить график настройки АРОЛ, аналогично графику, показанному на рис.б.

2. Исходные данные для выполнения расчетных работ № 1, 2

Исходная схема для выполнения расчетно-графических работ, состоящая из двух энергосистем (С1, С2), тепловой электростанции (G1, G2), гидроэлектростанции (G3, G4), понижающей подстанции (Т5), приведена на рис. 1.

Исходные данные по различным вариантам выдаются студентам в индивидуальном порядке.

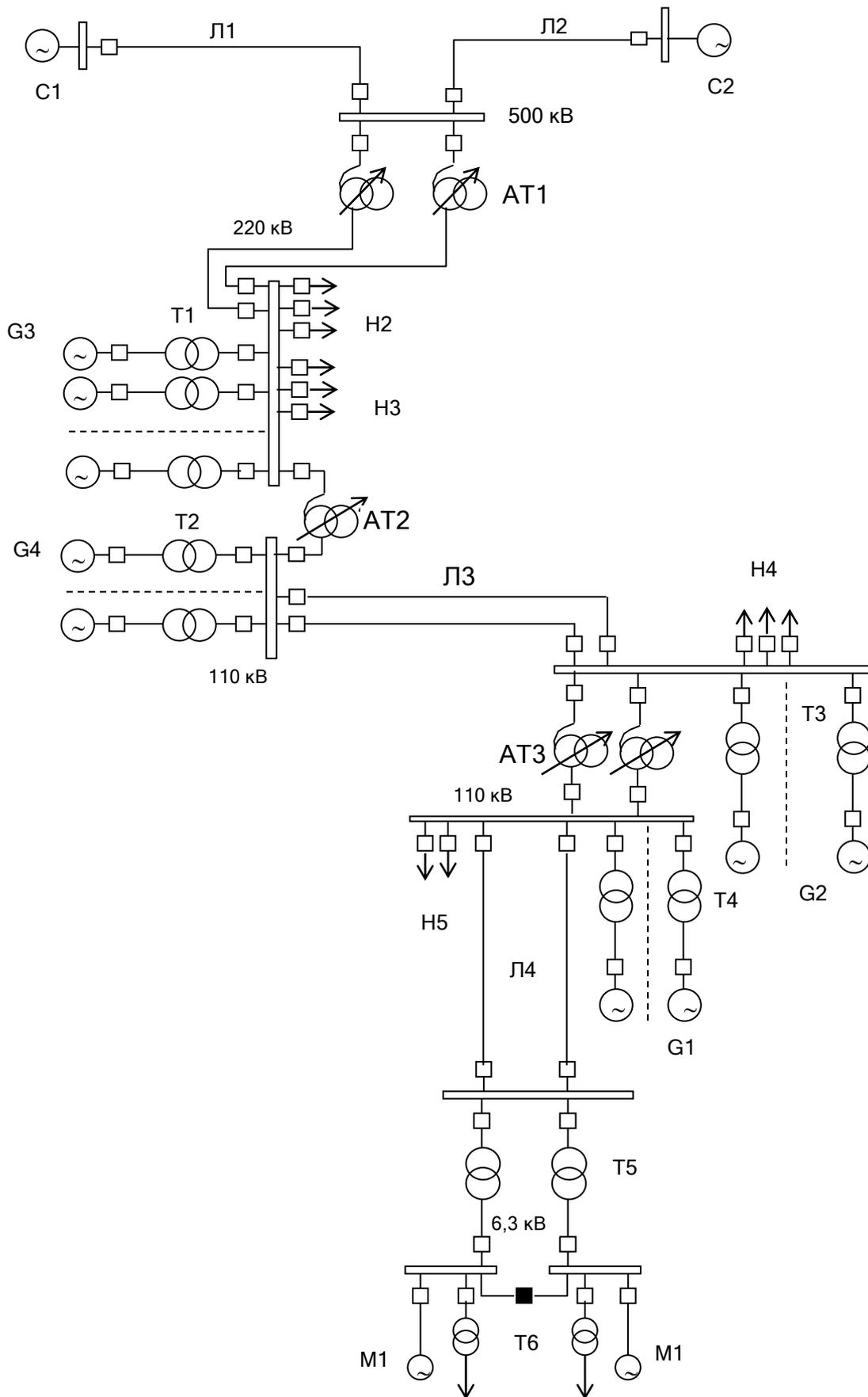


Рисунок 1. Исходная схема

3. Исходные данные для выполнения расчетной работы №3

Вариант 1

№	Схема	Пределы передаваемой мощности по линиям, МВт			
		750 кВ	330 кВ	220 кВ	110 кВ
1	Нормальная	1800	750	360	100
2	Отключена ВЛ 750 кВ	0	850	400	110
3	Отключена ВЛ 330 кВ	1960	0	460	125
4	Отключены ВЛ 750 кВ и ВЛ 330 кВ	0	0	495	140
5	Отключена ВЛ 220 кВ	1700	710	0	115
6	Отключены ВЛ 750 кВ и ВЛ 220 кВ	0	760	0	125

Вариант 2

№	Схема	Пределы передаваемой мощности по линиям, МВт			
		500 кВ	330 кВ	220 кВ	110 кВ
1	Нормальная	1160	560	350	100
2	Отключена ВЛ 500 кВ	0	725	410	110
3	Отключена ВЛ 330 кВ	1365	0	460	115
4	Отключены ВЛ 500 кВ и ВЛ 330 кВ	0	0	515	120
5	Отключена ВЛ 220 кВ	1320	665	0	125
6	Отключены ВЛ 500 кВ и ВЛ 220 кВ	0	700	0	120

Вариант 3

№	Схема	Пределы передаваемой мощности по линиям, МВт			
		750 кВ	330 кВ	220 кВ	110 кВ
1	Нормальная	1140	600	300	110
2	Отключена ВЛ 750 кВ	0	700	380	125
3	Отключена ВЛ 330 кВ	1335	0	400	130
4	Отключены ВЛ 750 кВ и ВЛ 330 кВ	0	0	450	140
5	Отключена ВЛ 220 кВ	1285	680	0	120
6	Отключены ВЛ 750 кВ и ВЛ 220 кВ	0	720	0	130

Вариант 4

№	Схема	Пределы передаваемой мощности по линиям, МВт			
		500 кВ	330 кВ	220 кВ	110 кВ
1	Нормальная	1600	560	260	95
2	Отключена ВЛ 500 кВ	0	680	320	105
3	Отключена ВЛ 330 кВ	1750	0	375	110
4	Отключены ВЛ 500 кВ и ВЛ 330 кВ	0	0	425	115
5	Отключена ВЛ 220 кВ	1700	605	0	125
6	Отключены ВЛ 500 кВ и ВЛ 220 кВ	0	645	0	120

Вариант 5

№	Схема	Пределы передаваемой мощности по линиям, МВт			
		750 кВ	330 кВ	220 кВ	110 кВ
1	Нормальная	1500	650	330	100
2	Отключена ВЛ 750 кВ	0	750	360	115
3	Отключена ВЛ 330 кВ	1630	0	390	125
4	Отключены ВЛ 750 кВ и ВЛ 330 кВ	0	0	415	135
5	Отключена ВЛ 220 кВ	1585	715	0	120
6	Отключены ВЛ 750 кВ и ВЛ 220 кВ	0	740	0	125

Вариант 6

№	Схема	Пределы передаваемой мощности по линиям, МВт			
		500 кВ	330 кВ	220 кВ	110 кВ
1	Нормальная	1040	680	310	80
2	Отключена ВЛ 500 кВ	0	795	360	90
3	Отключена ВЛ 330 кВ	1275	0	385	95
4	Отключены ВЛ 500 кВ и ВЛ 330 кВ	0	0	415	105
5	Отключена ВЛ 220 кВ	1210	745	0	90
6	Отключены ВЛ 500 кВ и ВЛ 220 кВ	0	765	0	105

Вариант 7

№	Схема	Пределы передаваемой мощности по линиям, МВт			
		750 кВ	330 кВ	220 кВ	110 кВ
1	Нормальная	1660	580	320	110
2	Отключена ВЛ 750 кВ	0	695	400	120
3	Отключена ВЛ 330 кВ	1775	0	425	130
4	Отключены ВЛ 750 кВ и ВЛ 330 кВ	0	0	440	135
5	Отключена ВЛ 220 кВ	1730	650	0	120
6	Отключены ВЛ 750 кВ и ВЛ 220 кВ	0	700	0	125

Вариант 8

№	Схема	Пределы передаваемой мощности по линиям, МВт			
		500 кВ	330 кВ	220 кВ	110 кВ
1	Нормальная	1275	700	400	95
2	Отключена ВЛ 500 кВ	0	820	465	105
3	Отключена ВЛ 330 кВ	1410	0	490	110
4	Отключены ВЛ 500 кВ и ВЛ 330 кВ	0	0	500	115
5	Отключена ВЛ 220 кВ	1360	785	0	105
6	Отключены ВЛ 500 кВ и ВЛ 220 кВ	0	795	0	100

Вариант 9

№	Схема	Пределы передаваемой мощности по линиям, МВт			
		750 кВ	330 кВ	220 кВ	110 кВ
1	Нормальная	1550	715	340	110
2	Отключена ВЛ 750 кВ	0	760	375	120
3	Отключена ВЛ 330 кВ	1630	0	420	125
4	Отключены ВЛ 750 кВ и ВЛ 330 кВ	0	0	430	130
5	Отключена ВЛ 220 кВ	1595	735	0	120
6	Отключены ВЛ 750 кВ и ВЛ 220 кВ	0	755	0	140

Вариант 10

№	Схема	Пределы передаваемой мощности по линиям, МВт			
		500 кВ	330 кВ	220 кВ	110 кВ
1	Нормальная	1160	500	345	95
2	Отключена ВЛ 500 кВ	0	620	390	100
3	Отключена ВЛ 330 кВ	1295	0	425	110
4	Отключены ВЛ 500 кВ и ВЛ 330 кВ	0	0	455	115
5	Отключена ВЛ 220 кВ	1220	595	0	125
6	Отключены ВЛ 500 кВ и ВЛ 220 кВ	0	610	0	110

Вариант 11

№	Схема	Пределы передаваемой мощности по линиям, МВт			
		750 кВ	330 кВ	220 кВ	110 кВ
1	Нормальная	1580	400	300	100
2	Отключена ВЛ 750 кВ	0	465	345	125
3	Отключена ВЛ 330 кВ	1710	0	380	135
4	Отключены ВЛ 750 кВ и ВЛ 330 кВ	0	0	405	140
5	Отключена ВЛ 220 кВ	1660	425	0	130
6	Отключены ВЛ 750 кВ и ВЛ 220 кВ	0	440	0	140

Вариант 12

№	Схема	Пределы передаваемой мощности по линиям, МВт			
		500 кВ	330 кВ	220 кВ	110 кВ
1	Нормальная	1225	580	325	95
2	Отключена ВЛ 500 кВ	0	775	350	100
3	Отключена ВЛ 330 кВ	1375	0	365	115
4	Отключены ВЛ 500 кВ и ВЛ 330 кВ	0	0	380	125
5	Отключена ВЛ 220 кВ	1295	725	0	95
6	Отключены ВЛ 500 кВ и ВЛ 220 кВ	0	745	0	115

Вариант 13

№	Схема	Пределы передаваемой мощности по линиям, МВт			
		750 кВ	330 кВ	220 кВ	110 кВ
1	Нормальная	1450	500	240	100
2	Отключена ВЛ 750 кВ	0	575	280	110
3	Отключена ВЛ 330 кВ	1625	0	345	115
4	Отключены ВЛ 750 кВ и ВЛ 330 кВ	0	0	400	125
5	Отключена ВЛ 220 кВ	1555	545	0	120
6	Отключены ВЛ 750 кВ и ВЛ 220 кВ	0	560	0	130

Вариант 14

№	Схема	Пределы передаваемой мощности по линиям, МВт			
		500 кВ	330 кВ	220 кВ	110 кВ
1	Нормальная	950	500	320	90
2	Отключена ВЛ 500 кВ	0	690	410	105
3	Отключена ВЛ 330 кВ	1180	0	460	125
4	Отключены ВЛ 500 кВ и ВЛ 330 кВ	0	0	520	130
5	Отключена ВЛ 220 кВ	1110	620	0	120
6	Отключены ВЛ 500 кВ и ВЛ 220 кВ	0	670	0	130

Вариант 15

№	Схема	Пределы передаваемой мощности по линиям, МВт			
		750 кВ	330 кВ	220 кВ	110 кВ
1	Нормальная	1520	460	280	95
2	Отключена ВЛ 750 кВ	0	515	325	105
3	Отключена ВЛ 330 кВ	1595	0	340	115
4	Отключены ВЛ 750 кВ и ВЛ 330 кВ	0	0	355	120
5	Отключена ВЛ 220 кВ	1570	490	0	115
6	Отключены ВЛ 750 кВ и ВЛ 220 кВ	0	500	0	130

Вариант 16

№	Схема	Пределы передаваемой мощности по линиям, МВт			
		500 кВ	330 кВ	220 кВ	110 кВ
1	Нормальная	1000	610	280	95
2	Отключена ВЛ 500 кВ	0	750	345	105
3	Отключена ВЛ 330 кВ	1310	0	415	115
4	Отключены ВЛ 500 кВ и ВЛ 330 кВ	0	0	465	120
5	Отключена ВЛ 220 кВ	1270	710	0	115
6	Отключены ВЛ 500 кВ и ВЛ 220 кВ	0	730	0	130

Вариант 17

№	Схема	Пределы передаваемой мощности по линиям, МВт			
		750 кВ	330 кВ	220 кВ	110 кВ
1	Нормальная	1300	460	280	75
2	Отключена ВЛ 750 кВ	0	510	315	95
3	Отключена ВЛ 330 кВ	1510	0	340	100
4	Отключены ВЛ 750 кВ и ВЛ 330 кВ	0	0	355	115
5	Отключена ВЛ 220 кВ	1490	490	0	80
6	Отключены ВЛ 750 кВ и ВЛ 220 кВ	0	500	0	110

Вариант 18

№	Схема	Пределы передаваемой мощности по линиям, МВт			
		500 кВ	330 кВ	220 кВ	110 кВ
1	Нормальная	1100	400	280	90
2	Отключена ВЛ 500 кВ	0	510	325	110
3	Отключена ВЛ 330 кВ	1300	0	340	115
4	Отключены ВЛ 500 кВ и ВЛ 330 кВ	0	0	375	120
5	Отключена ВЛ 220 кВ	1200	465	0	100
6	Отключены ВЛ 500 кВ и ВЛ 220 кВ	0	490	0	115

4. Методические указания к выполнению расчетной работы

4.1. Расчет устройств точной автоматической синхронизации генераторов

4.1.1. Способы синхронизации

Синхронизацией генераторов называется процесс их включения на параллельную работу с другими синхронными машинами. Включение на параллельную работу может осуществляться способом *точной синхронизации* и *самосинхронизацией*. При точной синхронизации генератор включается в сеть уже возбуждённым, а при самосинхронизации сначала включается выключатель, а затем сразу на обмотку возбуждения подаётся ток, и за счёт возникающего синхронного момента генератор втягивается в синхронизм.

При точной синхронизации различают:

- ручную синхронизацию (все действия производятся персоналом);
- полуавтоматическую синхронизацию (действия персонала сведены к минимуму и ограничиваются только выполнением части операций (например, регулирование скорости вращения синхронизируемого генератора), в то время как другие операции производятся автоматически;
- автоматическую синхронизацию (все операции производятся без вмешательства персонала специальными автоматическими устройствами).

При оснащении блоков электростанций генераторными выключателями синхронизация блока производится следующим образом: сначала включается выключатель стороны высшего напряжения (ВН) блока, а затем генераторный

выключатель. На генераторный выключатель возлагаются также функции синхронизации генератора с распределительным устройством ВН. Следовательно, включение блока со стороны ВН осуществляется при отключенном генераторе. При отсутствии в блоке генераторного выключателя синхронизация возлагается на выключатель ВН.

В настоящих методических указаниях рассматривается включение генераторов по способу точной синхронизации.

4.1.2. Условия точной синхронизации

Поскольку при точной синхронизации генератор включается в сеть уже возбуждённым, то на его выводах имеется напряжение. Следовательно, процесс точной синхронизации подразумевает процесс уравнивания частоты вращения и напряжения включаемого генератора с частотой вращения и напряжением работающих генераторов, а также выбор соответствующего момента времени для подачи импульса на включение выключателя, когда направления векторов синхронизируемых напряжений совпадают.

При точной синхронизации необходимо соблюсти ряд условий:

- необходимо выровнять значения напряжений генератора и системы;
- необходимо выровнять частоты генератора и системы;
- необходимо подать команду на включение выключателя генератора таким образом, чтобы в момент замыкания его контактов угол между векторами напряжений генератора и сети был равен нулю ($\delta=0$).

В реальной жизни при эксплуатации невозможно идеальное соблюдение всех этих условий. Наиболее опасным при синхронизации является невыполнение условия $\delta=0$, так как возникает толчок, обусловленный моментом, вследствие появления активной составляющей в уравнительном токе. Этот момент создаёт ударные воздействия на обмотки и на вал ротора генератора, что может привести к механическим повреждениям. Большое отклонение частоты тоже является опасным, поскольку может привести к возникновению качаний и даже асинхронного режима. Поэтому предварительно необходимо определить, а затем на практике обеспечить допустимые отклонения от условий синхронизации. Процесс синхронизации относится к нормальным рабочим процессам, поэтому быстрота включения не имеет первостепенного значения, что позволяет в некоторой степени ограничить воздействия на генератор. И лишь в редких ненормальных режимах, сопровождающихся снижением частоты и напряжения или разделением электроэнергетической системы на несинхронно работающие части, быстрота включения оказывается очень важной, вследствие чего допускаются повышенные воздействия на включаемый генератор.

Условие $\delta=0$ при синхронизации соответствует совпадению направлений векторов напряжений генератора и системы. Но в процессе раскрутки генератора векторы этих напряжений совпадать по направлению, как правило, не могут (совпасть они могут только случайно). Если при этом будет идеально соблюдаться условие равенства частот, то имеющийся угол δ меняться не будет и никогда не достигнет нулевого значения. Для того чтобы направления этих

векторов когда-то совпали, генератору необходимо иметь некоторое скольжение, то есть скорость вращения его ротора должна быть отличной от номинальной. Скольжение является первой производной по времени от угла δ . Только при отклонении скорости вращения ротора векторы напряжений могут периодически сходиться и расходиться. То есть для выполнения условия № 3 требуется некоторое отклонение от условия № 2. Чем больше будет отклонение или скольжение, тем быстрее векторы напряжений будут сходиться и расходиться. Очевидно, что отклонение должно быть небольшим, поэтому в процессе синхронизации генераторы раскручивают не до номинальной скорости, а близкой к ней.

Устройства синхронизации можно разделить на два класса: синхронизаторы с постоянным углом опережения и синхронизаторы с постоянным временем опережения. Смысл опережения заключается в следующем. Условие $\delta=0$ при синхронизации должно выполняться в момент замыкания контактов выключателя. Поскольку выключатель имеет не нулевое время включения, команда на включение должна подаваться заранее, то есть с опережением. Отсюда и вытекают такие понятия, как время и угол опережения. Очевидно, что время опережения должно равняться времени включения выключателя, а угол опережения - это тот угловой путь, который проходит вектор напряжения генератора за время включения до схождения с вектором напряжения энергосистемы. Так как время включения выключателя меняться не может, то в зависимости от частоты генератора угол опережения должен быть разным. При большом скольжении векторы напряжений сходятся и расходятся быстро, соответственно вектор напряжения генератора пройдет больший угловой путь по сравнению со случаем, когда скольжение будет меньше. Следовательно, чем больше скольжение, тем больше должен быть угол опережения. Это должны учитывать автоматические синхронизаторы, применяемые на электростанциях. А это, в свою очередь, означает, что синхронизаторы с постоянным углом опережения не способны учитывать разное скольжение и успешность синхронизации может быть обеспечена только при строго заданной заранее скорости генератора. В реальных условиях обеспечить заданную скорость очень затруднительно, и это приведет к затягиванию процесса. Поэтому синхронизаторы с постоянным углом опережения на электростанциях не применяются; их область применения ограничивается автоматикой повторного включения с улавливанием синхронизма (АПВУС) для линий с двухсторонним питанием. На практике также очень затруднительно оказывается обеспечить равномерность скорости вращения генератора. Поэтому на электростанциях следует применять такие синхронизаторы, которые способны сами вычислять нужный угол опережения, учитывая не только разную скорость вращения генератора, но и изменение скорости в процессе синхронизации (ускорение или вторую производную от угла δ) [1].

Одни из самых первых синхронизаторов с постоянным временем опережения - это аналоговые устройства типа АСТ-4 и СА-1 отечественного производства. Автоматический синхронизатор АСТ-4 является наименее

совершенным, поскольку он выполнен на релейной базе и не рассчитан на учёт изменения скорости (или скольжения) генератора. Автоматический синхронизатор СА-1 оказывается более совершенным, поскольку выполнен на микроэлектронной базе и способен учитывать изменение скорости генератора. Основное допущение, заложенное в алгоритм функционирования СА-1, это неизменность ускорения генератора в течение времени опережения. В настоящее время на электростанциях устанавливаются микропроцессорные автоматические синхронизаторы, принцип функционирования которых может существенно отличаться от принципа аналоговых устройств. Но в целом для микропроцессорных синхронизаторов требуется задавать такие же уставки, как и для аналоговых, а порядок их выбора также не изменяется. Кроме этого, некоторые микропроцессорные синхронизаторы отечественного производства являются программными моделями аналогового синхронизатора СА-1 [1, 2, 3].

В конечном итоге для автоматических синхронизаторов потребуется задавать следующие основные уставки: максимально допустимое скольжение и максимально допустимый угол опережения. Максимально допустимая разность значений напряжений генератора и системы зависит от способа определения угла δ в самом синхронизаторе и, как правило, задаётся разработчиком. В современных микропроцессорных синхронизаторах при использовании метода подсчёта тактовых импульсов в принципе не может быть какой-либо погрешности в определении угла δ , а соответственно, такая уставка может и не предусматриваться. А для аналоговых синхронизаторов, особенно использующих биения, расхождение напряжений синхронизируемого генератора и системы по значению таит в себе большую опасность значительной погрешности в определении угла опережения, что в итоге приведёт к недопустимо большому углу включения. По этой причине в синхронизаторах предусматривается блокирование сигнала на включение выключателя при превышении разности синхронизируемых напряжений выше определённого порога. Например, в синхронизаторе СА-1 этот порог принят на уровне 15% от номинального значения и расчёту не подлежит.

Максимально допустимые угол опережения и скольжение взаимосвязаны. Как было показано выше, большой угол опережения имеет место при большом скольжении. Это означает, что генератор недостаточно точно раскручен, его скорость очень сильно отличается от номинальной и при таких условиях не может быть гарантирована успешная синхронизация, поскольку не могут выполняться допущения, заложенные в принцип работы синхронизатора. Например, это неизменность скорости генератора в течение времени опережения для синхронизатора АСТ-4 или неизменность ускорения генератора для синхронизатора СА-1. В итоге это может привести к недопустимо большому углу δ в момент замыкания контактов выключателя. Поэтому для разных типов синхронизаторов разработчиками устанавливаются свои предельно возможные значения по максимально допустимому углу опережения и скольжению.

4.1.3. Критерии допустимости включения генераторов на параллельную работу

Порядок расчёта автоматических устройств точной синхронизации

На практике всегда будет иметь место некоторое отклонение от требуемых условий синхронизации. Как уже указывалось, большое скольжение и большой угол включения δ (ещё его можно назвать углом ошибки) в момент замыкания контактов выключателя являются очень опасными. Угловая ошибка может быть обусловлена нестабильностью времени включения выключателя, помехами, нарушающими стабильность работы синхронизаторов, а также несовершенством самих синхронизаторов, оказывающихся неспособными идеально точно определить нужный угол опережения. Важно, чтобы в процессе синхронизации эта угловая ошибка, а также скольжение были в пределах допустимых значений, зависящих от параметров генератора и энергосистемы, с которой он синхронизируется. Поэтому расчёт уставок синхронизаторов начинается с определения максимально допустимых значений угла ошибки и угловой частоты скольжения, которые впоследствии определяют максимально допустимый угол опережения.

Самыми опасными значениями угла включения в процессе синхронизации оказываются 120 и 135 электрических градусов для турбо- и гидрогенераторов соответственно (с учётом свободных составляющих в токе включения) [4]. Именно при таких значениях угла имеет место максимальное значение уравнительной активной мощности, а значит, и механического момента, действующего на генератор. Допустимость включения с тем или иным углом оценивается сопоставлением значений тока и момента, возникающих при синхронизации и при трёхфазном коротком замыкании (КЗ) с ЭДС генератора $E_G^* = 1,05$, являющихся предельными по прочности. (Здесь и далее индекс «звёздочка» означает приведение к относительным номинальным единицам генератора.) В качестве критериев допустимости такого включения используются коэффициенты запаса по току и по моменту:

$$K_I = \frac{I_{кз}^{(3)}}{I_{ном}}; \quad M_{кз} = \frac{M_{кз}^{(3)}}{M_{ном}}, \quad (1)$$

где $I_{кз}^{(3)}$ - ток трёхфазного КЗ на выводах генератора,

$M_{кз}^{(3)}$ - электромагнитный момент при трёхфазном КЗ.

Значения этих коэффициентов должны быть больше единицы. То есть важно, чтобы нормальный рабочий процесс синхронизации не оказался тяжелее аварийного режима короткого замыкания. $K_I > K_M$ всегда, поэтому расчётным является K_M , то есть момент на валу машины в момент включения более опасен, чем ток. Значение K_M в настоящее время нормируется: для нормального режима работы принимается $K_M > 2$, а для аварийных ситуаций $K_M > 1,25$. $K_M = 2$ означает, что при включении генератора на параллельную работу возникающий электромагнитный момент должен быть как минимум в 2 раза меньше момента при трёхфазном КЗ.

Эти два коэффициента запаса взаимосвязаны через допустимый ток включения согласно формуле

$$K_M \approx \frac{1}{2 \cdot I_{вкл\max}^* \cdot X_d''}. \quad (2)$$

Допустимый ток включения определяется в свою очередь коэффициентом запаса по току. Для многих генераторов будет обеспечиваться требуемое значение коэффициента запаса по моменту ($K_M > 2$) при минимально допустимом значении $K = 1$. К таким генераторам относятся те, у которых сверхпереходное сопротивление не превышает значение 0,25. Если сверхпереходное сопротивление генератора больше 0,25 (это, как правило, генераторы большой мощности), то поступают следующим образом. Сначала принимают минимально допустимое значение коэффициента запаса по моменту $K_M = 2$, а затем из выражения (2) определяют значения максимально допустимого тока включения и коэффициента запаса по току.

Следующий шаг расчёта заключается в определении максимально допустимого угла включения (угла ошибки) в радианах:

$$\delta_{\text{вкл}\max} \approx I_{\text{вкл}\max}^* (X_d'' + X_{\text{вн}}''), \quad (3)$$

где $X_{\text{вн}}''$ - эквивалентное сверхпереходное сопротивление всей внешней электрической цепи относительно выводов генератора, приведённое к его номинальной мощности. Верхний индекс «два штриха» означает, что все генераторы внешней сети должны замещаться сверхпереходными сопротивлениями.

Угловая погрешность ($\delta_{\text{ош}}$) синхронизаторов содержит две составляющие: мультипликативную и аддитивную. Мультипликативная составляющая зависит от скольжения и определяется разбросом по времени включения выключателя (Δt_{B^*}) и точностью задания времени опережения синхронизатора (Δt_{C^*}). Аддитивная составляющая ($\Delta \delta_c$) погрешности не зависит от скольжения и обусловлена наличием помех, дрейфом нуля в микроэлектронной или микропроцессорной части, влиянием температуры.

$$\delta_{\text{ош}} = \Delta \delta_c + \omega_s \cdot t_{\text{вв}} (\Delta t_{B^*} + \Delta t_{C^*}). \quad (4)$$

Этот угол ошибки не должен превышать максимально допустимый угол включения. Тогда если примем $\delta_{\text{ош}} = \delta_{\text{вкл}\max}$, то можно будет из формулы (4) определить максимально допустимую угловую частоту скольжения

$$\omega_{\text{смаходп}} = \frac{\delta_{\text{вкл}\max} - \Delta \delta_c}{t_{\text{вв}} (\Delta t_{B^*} + \Delta t_{C^*})}, \text{ рад/с}, \quad (5)$$

или максимально допустимую частоту скольжения

$$f_{\text{смаходп}} = \frac{\omega_{\text{смаходп}}}{2\pi}, \text{ Гц}. \quad (6)$$

Далее рассчитывается максимально допустимый угол опережения без учёта ускорения:

$$\delta_{\text{опмахдоп}} = 180 \cdot \omega_{\text{смахдоп}} t_{\text{вв}} / \pi, \text{ градусы.} \quad (7)$$

Учёт ускорения при расчёте производить не нужно, так как оно будет учитываться синхронизатором в процессе его работы. Если рассчитанные значения максимально допустимой частоты скольжения и угла опережения превышают установленные паспортными данными синхронизатора, то в качестве уставки принимаются значения, указанные в паспортных данных. Например, для синхронизаторов по типу СА-1 максимально допустимая частота скольжения не может превышать 2,5-3 Гц, а максимальный угол опережения 120°.

Завершающим этапом расчёта синхронизатора является проверка синхронной устойчивости. Максимально допустимый угол вылета ротора должен определяться по известному правилу площадей. Поскольку механический момент на холостом ходу агрегата практически нулевой, угол включения и скольжение невелики, это обеспечивает большую площадку торможения. В связи с этим принимается максимально допустимый угол вылета ротора равным 180° [4]. Максимальный угол вылета ротора ($\delta_{\text{вылmax}}$) после включения с рассчитанными углом ошибки и скольжением определяется по следующей методике.

В момент включения генератор обладает избыточной кинетической энергией относительного движения ротора:

$$\Delta A = \frac{T_J \cdot \omega_{S^*}^2}{2} \cdot \int_{\delta_{\text{ош}}}^{\delta_{\text{вылmax}}} (P_{\text{ур}^*} - P_{\text{НГ}^*}) \cdot d\delta. \quad (8)$$

Поскольку генератор в процессе синхронизации включается ненагруженным, то $P_{\text{НГ}^*} = 0$. Тогда уравнивающая активная мощность генератора в относительных единицах:

$$P_{\text{ур}^*} = P_{\text{урсинх}} + P_{\text{урреак}} = \frac{U_{C^*}^2}{X'_{\text{дп}^*}} \cdot \sin \delta + \frac{U_{C^*} \cdot (X'_{\text{дп}^*} - X_{\text{дп}^*})}{2 \cdot X'_{\text{дп}^*} \cdot X_{\text{дп}^*}} \sin 2\delta. \quad (9)$$

Здесь $X'_{\text{дп}^*} = X'_{\text{д}^*} + X'_{\text{вн}^*}$ - расчётное реактивное сопротивление по продольной оси,

$X_{\text{дп}^*} = X_{\text{д}^*} + X'_{\text{вн}^*}$ - расчётное реактивное сопротивление по поперечной оси.

$X'_{\text{вн}^*}$ - эквивалентное переходное сопротивление всей внешней электрической цепи относительно выводов генератора, приведённое к его номинальной мощности. Верхний индекс «один штрих» означает, что все генераторы внешней сети должны замещаться переходными сопротивлениями.

Второе слагаемое формулы (9) представляет собой реактивную составляющую уравнивающей мощности, обусловленную несимметрией ротора по продольной и поперечной осям. Поскольку турбогенераторы являются

неявнополюсными машинами, то при их синхронизации реактивной составляющей можно пренебречь. Тогда, интегрируя выражение (8), получим

$$\delta_{\text{вылмах}} = \arccos(\cos \delta_{\text{ош}} - 157 X'_{dp*} \square T_j \omega_{s*}^2), \quad (10)$$

где $\omega_{s*} = \omega_{s \text{ max доп}} / 2\pi f_{\text{ном}}$ - относительная максимально допустимая угловая частота скольжения.

Для гидрогенераторов при учёте реактивной составляющей устойчивость может быть проверена по выражению

$$\delta_{\text{вылмах}} = \sqrt{\delta_{\text{ош}}^2 + 314 T_j \omega_{s*}^2 / C}, \text{ радианы}, \quad (11)$$

$$C = \frac{0,81}{X'_{dp*}} = \frac{0,81(X'_{dp*} + X_{\text{вн}*})}{X'_{dp*} \cdot X_{\text{вн}*}}.$$

Если рассчитанный максимальный угол вылета ротора по формулам (10) или (11) окажется меньше 180° , то синхронная устойчивость генератора после включения будет обеспечена. Если угол вылета получился больше 180° , то необходимо уменьшать максимально допустимые скольжение, угол ошибки и угол опережения и повторить расчёт по определению угла вылета.

Расчёт синхронизаторов необходимо проводить для максимального режима работы энергосистемы, который характеризуется наименьшим внешним эквивалентным сопротивлением. Согласно формулам (3), (5) и (7) при наименьшем внешнем сопротивлении потребуется уложиться в самые жёсткие критерии по угловой ошибке, по максимально допустимому скольжению и углу опережения.

4.1.4. Пример расчёта синхронизатора СА-1

Исходные данные. Конденсационная электростанция (КЭС) состоит из пяти блоков с генераторами ТВВ-320-2ЕУЗ и трансформаторами ТДЦ-400000; два блока работают на распределительное устройство среднего напряжения (РУСН) 110 кВ, от которого питаются тупиковые линии нагрузки, остальные три блока работают на распределительное устройство высшего напряжения (РУВН) 220 кВ, к которому подключены три двухцепные линии связи с энергосистемой. Длина каждой линии 160 км и выполнены проводами АС-400/51 с удельным сопротивлением 0,42 Ом/км. Мощность КЗ системы 10000 МВА. Связь между РУСН и РУВН осуществляется двумя автотрансформаторами связи типа АДЦТН-200000/220/110. Структурная схема электростанции приведена на рис. 2. Время включения генераторного выключателя типа ВВГ-20-160/12500 составляет 0,14 с, разброс по времени включения 0,04 с, погрешности синхронизаторов $\Delta t_{C*} = 0,02$, $\Delta \delta_C = 0,05$ рад.

В примере рассмотрим включение в процессе синхронизации любого генератора, работающего на РУВН, например, Г5. Расчёт параметров синхронизатора начинаем с составления схемы замещения и определения значений сопротивлений и ЭДС её элементов. Все генераторы должны быть представлены в схеме замещения сверхпереходными сопротивлениями, а это означает, что схема замещения составляется точно так же, как и для расчёта

токов КЗ. Если токи КЗ уже рассчитаны, то целесообразно воспользоваться уже готовыми схемами замещения для точки КЗ на выводах рассматриваемого генератора. Поскольку в формулах (3) - (11) все сопротивления должны быть приведены к относительным номинальным единицам генератора, то целесообразно изначально базисную мощность принять равной номинальной мощности генератора. В соответствии с этими рекомендациями принимаем $S_{\text{баз}} = 375 \text{ МВА}$ и производим расчёт параметров схемы замещения, которая представлена на рис. 3. Сам расчёт сопротивлений и ЭДС элементов схемы замещения здесь не приводится ввиду достаточной его известности.

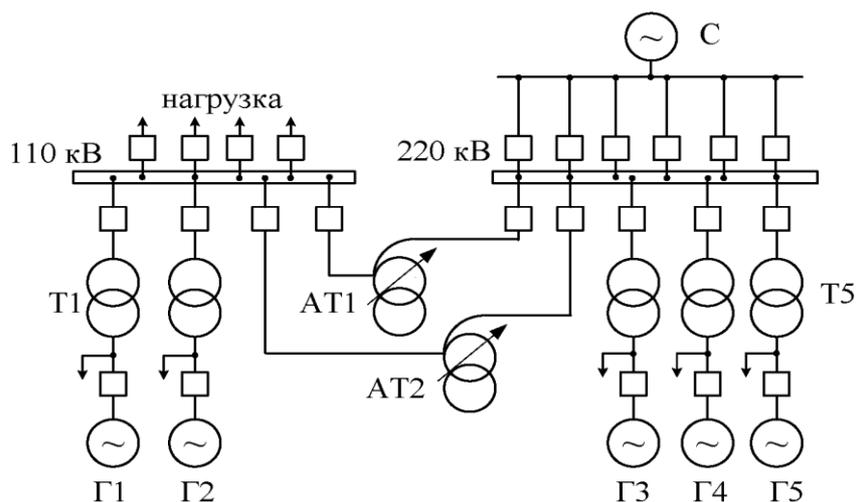


Рисунок 2. Структурная схема КЭС

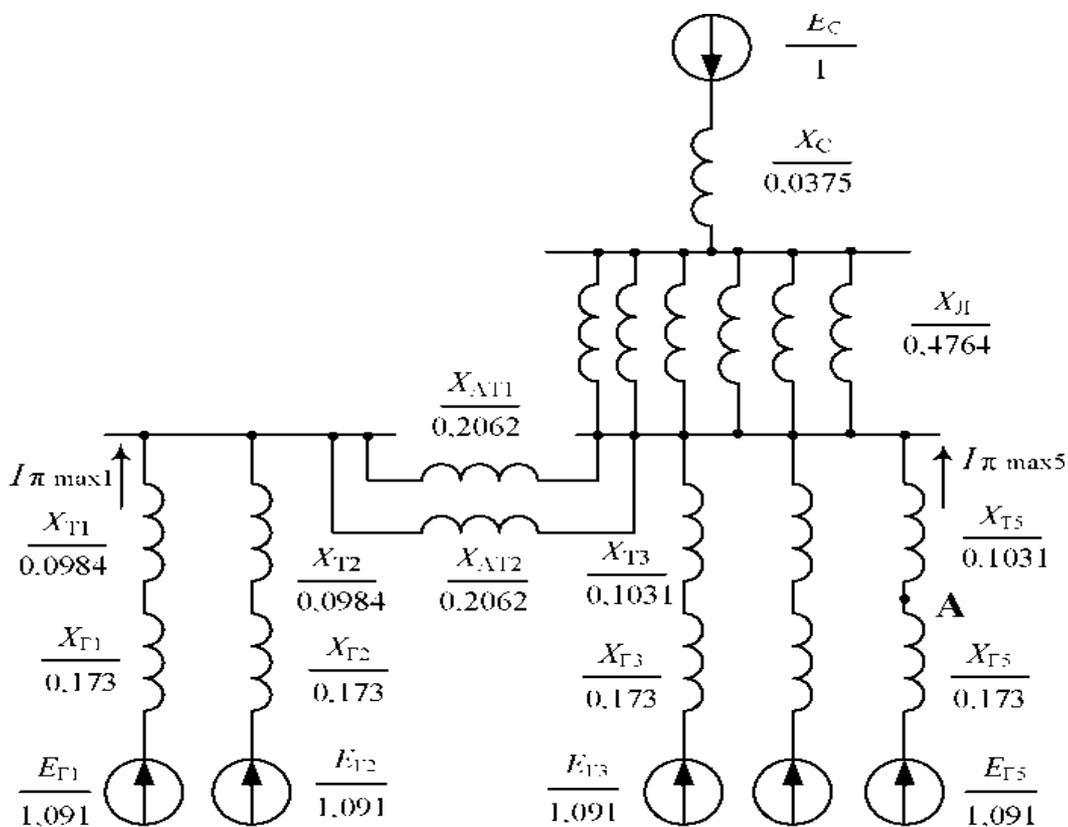


Рисунок 3. Схема замещения СЭС

Далее необходимо найти эквивалентное сопротивление внешней цепи относительно выводов генератора Г5, т.е. относительно точки А. Промежуточная и конечная эквивалентные схемы замещения показаны на рис. 4.

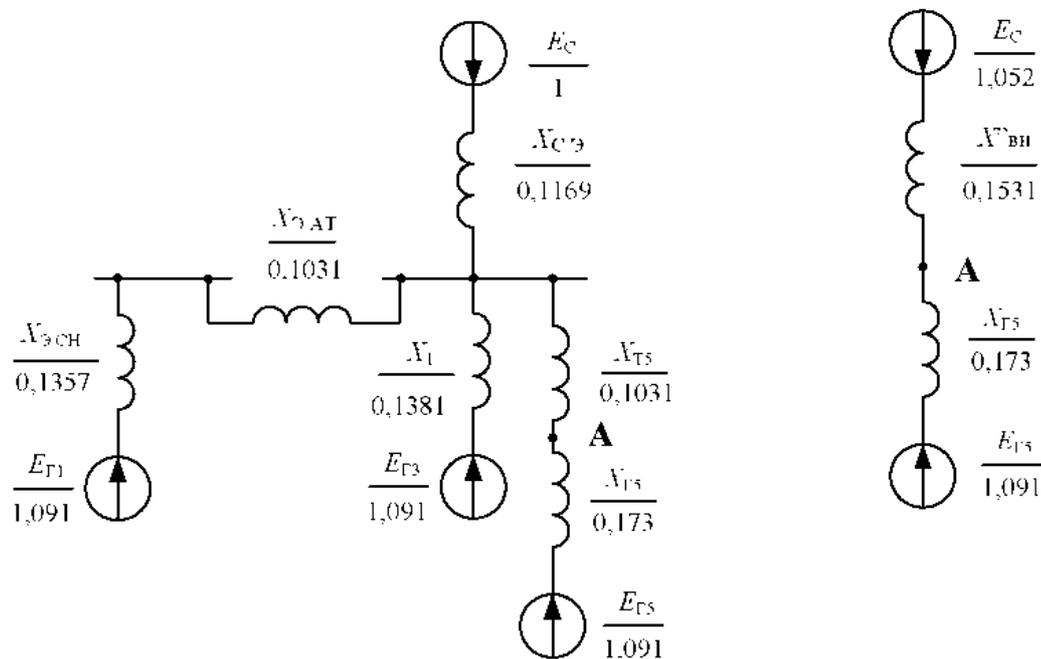


Рисунок 4. Эквивалентирование схемы замещения

Эквивалентное сверхпереходное сопротивление внешней цепи:

$$X'_{вн*} = X'_{вн} = 0,1531.$$

Если принятая базисная мощность отличается от номинальной мощности генератора, то $X'_{вн*} = X'_{вн} \frac{S_{Гном}}{S_{баз}}$.

$$X_{ЭСН} = \frac{X_{Г1} + X_{Т1}}{2} = \frac{0,173 + 0,0984}{2} = 0,1357; \quad X_{ЭАТ} = \frac{X_{АТ1}}{2} = \frac{0,2062}{2} = 0,1031;$$

$$X_{СЭ} = X_C + \frac{X_L}{6} = 0,0375 + \frac{0,4764}{2} = 0,1169;$$

$$X_1 = \frac{X_{Г3} + X_{Т3}}{2} = \frac{0,173 + 0,1031}{2} = 0,1381;$$

$$X_2 = X_{ЭСН} + X_{ЭАТ} = 0,1357 + 0,1031 = 0,2388;$$

$$X_3 = X_2 // X_1 = \frac{0,2388 \cdot 0,1381}{0,2388 + 0,1381} = 0,0875;$$

$$X_4 = X_3 // X_{СЭ} = \frac{0,0875 \cdot 0,1169}{0,0875 + 0,1169} = 0,0500;$$

$$E_{СЭ} = \frac{E_{Г1} \cdot X_{СЭ} + E_C \cdot X_3}{X_{СЭ} + X_3} = \frac{1,091 \cdot 0,1169 + 1 \cdot 0,0875}{0,1169 + 0,0875} = 1,052;$$

$$X''_{вн} = X_4 + X_5 = 0,0500 + 0,1031 = 0,1531.$$

Так как сверхпереходное сопротивление генератора меньше 0,25, принимаем коэффициент запаса по току $K_I = 1$. Это означает, что максимально допустимый ток включения принимаем равным току трёхфазного КЗ $I_{вкл\ доп} = I$. Далее определяем максимально допустимый угол включения (максимально допустимый угол ошибки) по формуле (3):

$$\delta_{\text{смахдоп}} \approx 1 \cdot (0,173 + 0,1531) = 0,3261 \text{ рад} (18,68^\circ).$$

Максимально допустимая угловая частота скольжения по формуле (5):

$$\omega_{\text{смахдоп}} = \frac{0,3261 - 0,05}{0,14(0,04 + 0,02)}.$$

Или максимально допустимая частота скольжения по формуле (6):

$$f_{\text{смахдоп}} = \frac{32,87}{2\pi} = 5,23 \text{ Гц}.$$

Расчётное значение максимально допустимой частоты скольжения превышает максимально возможное для синхронизатора СА-1, поэтому в качестве уставки принимаем

$$f_{\text{смахдоп}} = 2,5 \text{ Гц}; \quad \omega_{\text{смахдоп}} = 2,5 \cdot 2\pi = 15,71 \text{ рад/с}.$$

Максимально допустимый угол опережения по формуле (7):

$$\delta_{\text{опмахдоп}} = 180 \cdot \omega_{\text{смахдоп}} \cdot t_{\text{вв}} / \pi = 180 \cdot 15,71 \cdot 0,14 / \pi = 126^\circ.$$

В качестве уставки принимаем максимально возможное для синхронизатора значение допустимого угла опережения 120° .

Для проверки синхронной устойчивости необходимо внести изменения в схему замещения по рис. 3, поскольку здесь рассчитываются процессы после включения генератора и к этому времени сверхпереходные составляющие уже затухают. Все генераторы должны быть представлены в схеме замещения переходными сопротивлениями, а сама схема замещения имеет точно такой же вид. В рамках расчётно-графического задания допускается пренебречь изменениями в эквивалентной энергосистеме, на которую работает электростанция, и считать сопротивление ХС неизменным. В действительности такое допущение оправдывается, поскольку для крупных энергосистем это изменение может быть незначительным на уровне нескольких процентов. Так как процесс эквивалентирования схемы замещения тот же самый, и поэтому он здесь не приводится. В результате расчётов получаем:

$$X'_{d*} = 0,258;$$

$$X'_{\text{вн}*} = 0,1597;$$

$$X'_{\text{др}*} = X'_{d*} + X'_{\text{вн}*} = 0,258 + 0,1597 = 0,4177.$$

Далее рассчитываем максимальный угол вылета ротора по формуле (10), предварительно рассчитав ω_{s*} и T_J .

$$\omega_{s*} = 15,71 / 2\pi \cdot 50 = 0,0500.$$

Механическая постоянная инерции агрегата T_J - это время, в течение которого ротор машины под действием момента, определённого по номинальной полной мощности при $\cos \phi = 1$, разгоняется из неподвижного состояния до номинальной частоты вращения. Это время следует определять с учётом турбины. Значения T_J с учётом турбины приведены в [5] и там же в приложении. Если в [5] отсутствует рассчитываемый генератор, то можно воспользоваться следующей формулой:

$$T_J = J \frac{\omega_{\text{НОМ}}^2}{S_{\text{ГНОМ}}}, \quad (12)$$

где $J = G \cdot D^2$ - момент инерции вращающихся частей, G - масса ротора, кг, D - диаметр ротора, м.

По данным табл. П.18.3 источника [5] для генератора ТВВ-320 $T_J = 6,4$ с; подставляем в формулу (10):

$$\delta_{\text{выл max}} = \arccos(\cos 18,68^\circ - 157 \cdot 0,4177 \cdot 6,4 \cdot 0,0500^2) = 95,85^\circ.$$

Полученный максимальный угол вылета меньше предельно допустимого 180° , следовательно, синхронная устойчивость генератора после включения с углом $18,68^\circ$ будет обеспечена. Тогда окончательно принимаем уставки по максимальному углу опережения 120° и скольжению 2,5 Гц.

4.2. Методика выбора настройки АРОЛ по условию обеспечения статической устойчивости

4.2.1. Выбор уставок и воздействий АРОЛ выполняется в два этапа

На *первом* этапе выбираются уставки органов контроля предшествующей мощности (КПР) и управляющие воздействия по условию обеспечения статической устойчивости с нормативным запасом в послеаварийном режиме, вызванном трехфазным отключением контролируемой линии. Выбор проводится на основе предварительно проведенных расчетов предельных по статической устойчивости режимов. На этом этапе не учитываются переходные процессы, вызываемые собственно отключением линии, КЗ и АПВ.

На *втором* этапе выбранные уставки и управляющие воздействия принимаются в качестве исходных при проверке сохранения устойчивости в переходных процессах, вызываемых однофазными КЗ на линии с успешными и неуспешными ОАПВ, двухфазными КЗ на землю с успешными и неуспешными ТАПВ, отключениями линии тремя фазами без КЗ (простой переход).

В настоящем задании выполняется контроль только так называемого "простого перехода", вызванного трехфазным отключением линии без учета фаз короткого замыкания и АПВ и без учета запаздывания на реализацию управляющих воздействий (такой учет можно выполнить только с помощью специальных программ расчета динамической устойчивости).

Максимальный объем разгрузки $\Delta P_{\text{разгр}}^{\text{max}}$, который должна обеспечить автоматика, определяется как разность значений максимально допустимого перетока в исходной схеме и перетока, соответствующего нормативному (8%)

запасу статической устойчивости в послеаварийной схеме при отключении рассматриваемой линии:

$$\Delta P_{разгр}^{max} = k_{U\uparrow} (P_{\partial/a.m.\partial} - P_{n/a.8\%}) = k_{U\uparrow} (0.8 * P_{\partial/a.np} - 0.92 * P_{n/a.np}), \quad (13)$$

где индексы “ ∂/a ” и “ n/a ” указывают на доаварийный и послеаварийный режимы,

“ $m.\partial.$ ” и “ np ” — максимально допустимый и предельный перетоки мощности,

$k_{U\uparrow}$ — коэффициент, учитывающий возможность повышения значений пределов передаваемой мощности в сечении по сравнению с фигурирующими в (13) при различных вариациях режима, $k_{U\uparrow} = 1 \div 1,05$.

Необходимо обеспечить универсальность настройки АРОЛ: уставки КНР и объем разгрузки должны отвечать как нормальной, так и всей совокупности ремонтных схем (за исключением тех, для которых предусматриваются специальные ремонтные ступени автоматики).

Как правило, при отключении контролируемой линии в ремонтной схеме требуется больший объем разгрузки, чем в нормальной. Это следует из эквивалентной схемы электропередачи, рис. 4, имеющей несколько шунтирующих друг друга связей. Максимальный объем разгрузки определяется для той ремонтной схемы (из числа учитываемых), где отключение контролируемой линии приводит к наибольшему снижению суммарного предела передаваемой мощности в сечении.

При измерении суммарного перетока активной мощности в сечении исключается неблагоприятное влияние на настройку автоматики перераспределения нагрузок линий электропередачи, входящих в сечение.

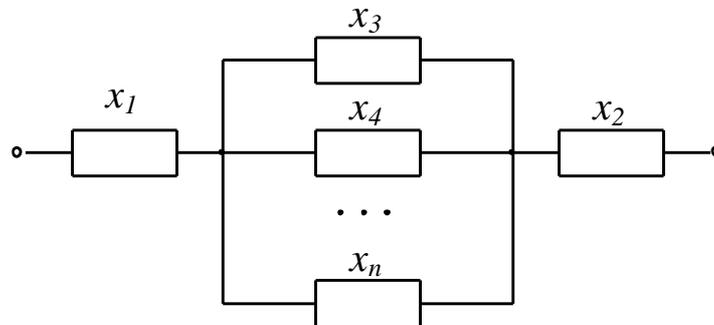


Рисунок 5. Схема замещения электропередачи x_1, x_2 и x_3, x_4, \dots, x_n , — эквивалентные сопротивления энергосистемы и связей

Уровень предшествующего перетока в сечении (начальная уставка органа КНР), начиная с которого автоматика вводится в работу, определяется по выражению

$$P_{КНР\Sigma}^{нач} = \frac{(0.92 P_{n/a.np} - \Delta P_{нк}) k_{U\downarrow}}{k'_c k_\epsilon}. \quad (14)$$

Здесь значение $P_{n/a.np}$ принимается для той же ремонтной схемы, что и при определении $\Delta P_{разгр}^{max}$;

$k_{U\downarrow}$ — коэффициент, учитывающий возможное снижение уровней напряжения и пределов передаваемой мощности по сравнению с расчетными в наиболее напряженных режимах, сопровождающихся общим дефицитом реактивной мощности в энергообъединении или его приемной части, $k_{U\downarrow} = 0,9 \div 1,0$;

$k'_q = \frac{k_q}{1,08}$; k_q — коэффициент чувствительности, для обеспечения быстроты срабатывания реле мощности его значение должно быть не менее $1,1 \div 1,3$, тогда $k'_q = 1,02 \div 1,2$;

k_ε — коэффициент, учитывающий относительную погрешность реле мощности, измерительных трансформаторов тока и напряжения (принимается равным $1,05 \div 1,12$, а при использовании каналов телемеханики — $1,1 \div 1,2$).

Для измерения суммарного предшествующего перетока в сечении необходимы передача телеизмерений активной мощности входящих в него линий и их суммирование с перетоком активной мощности по контролируемой линии в месте установки АРОЛ. Использование телеизмерений в АРОЛ снижает ее надежность и удорожает автоматику, поэтому от них часто отказываются, выполняя только на месте измерение перетока по контролируемой линии.

Начальная уставка КПП по перетоку контролируемой линии

$$P_{КПП-Л}^{нач} = \frac{(0,92P_{n/a.np} - \Delta P_{нк}) k_{U\downarrow}}{k'_q k_\varepsilon} k_{расп}^{\delta/a}, \quad (15)$$

где $P_{n/a.np}$ — суммарный предел передаваемой мощности в сечении после отключения контролируемой линии в той же исходной ремонтной схеме;

$k_{расп}^{\delta/a}$ — коэффициент распределения, характеризующий долю суммарного перетока в сечении P_Σ , приходящуюся на контролируемую линию электропередачи, $k_{расп}^{\delta/a} = \frac{P_L}{P_\Sigma} < 1,0$, в формулу подставляется наименьшее из значений $k_{расп}^{\delta/a}$.

Необходимый объем разгрузки при перетоках в сечении, превышающих начальные уставки КПП, характеризуется линейной зависимостью от контролируемого перетока в сечении или по линии:

$$\left. \begin{aligned} \Delta P_{разгр} &= P_\Sigma - P_{КПП\Sigma}^{нач}; \\ \Delta P_{разгр} &= \frac{(P_\Sigma - P_{КПП-Л}^{нач})}{k_{расп}^{\delta/a}}. \end{aligned} \right\} \quad (16)$$

При большом максимальном объеме разгрузки согласно (13) и выполнении органа КПП на релейной аппаратуре предусматривают несколько ступеней автоматики (обычно две–четыре). Уставка КПП каждой последующей ступени

определяется начальной уставкой КПП и объемом разгрузки предыдущей ступени:

$$\left. \begin{aligned} P_{КПП\Sigma}^{i+1} &= P_{КПП\Sigma}^{нач} + \Delta P_{разгр}^i; \\ P_{КПП-Л}^{i+1} &= P_{КПП-Л}^{нач} + \Delta P_{разгр}^i k_{расч}^{\delta/a}. \end{aligned} \right\} \quad (17)$$

Здесь $i, i+1$ — номера ступеней автоматики. Уставка КПП первой ступени равна начальной уставке, определяемой соответственно по формуле (14) или (15). Введение дополнительных коэффициентов запаса при подсчете по (5) не требуется, так как общее смещение вниз всех уставок КПП уже задано выражениями (14), (15) и (17).

Ступени АРОЛ желательно разбивать с небольшим нарастанием приращения объема разгрузки, но так, чтобы выполнялись неравенства

$$\left. \begin{aligned} \frac{P_{КПП}^{i+1}}{P_{КПП}^i} &\leq \frac{P_{КПП}^i}{P_{КПП}^{i-1}}; \\ \Delta P_{разгр}^{i+1} - \Delta P_{разгр}^i &\geq \Delta P_{разгр}^i - \Delta P_{разгр}^{i-1}. \end{aligned} \right\} \quad (18)$$

Проверку условий обеспечения динамической устойчивости выполнить приближенно по следующему критерию:

$$K_{\delta} = (P_{n/a,np} - P_{n/a}) / P_{n/a,np} \geq 0.28(1 - P_{n/a,уцх} / P_{n/a,np}), \quad (19)$$

где дополнительно обозначено:

K_{δ} - коэффициент запаса на динамику, определяющий запас пропускной способности сети, необходимый для обеспечения устойчивого перехода;

$P_{n/a}$ – переток в сечении в послеаварийной схеме;

$P_{n/a,уцх}$ –переток мощности в линиях послеаварийной схемы в момент $t+0$ после отключения контролируемой линии.

Если пользоваться формулой (19), то надо выполнить специальный расчет.

Чтобы этого не делать, Б.М. Шмелькин сделал допущение о синусоидальности угловых характеристик мощности в доаварийной и послеаварийной схемах [6]. При этом для случая отключения линии формула для определения предельного перетока (в исходной схеме), при котором еще обеспечивается динамическая устойчивость при заданном ослаблении связи, приобретает вид:

$$P_{\delta/a,пред0} = P_{n/a,np} * P_{\delta/a,np} / (P_{n/a,np} + 1.39 * (P_{\delta/a,np} - P_{n/a,np})). \quad (20)$$

Проверку условия (20) выполнить для случая измерения мощности сечения. Проверяется в общем случае при перетоке, соответствующем начальной уставке КПП и максимальном по величине, определяемой максимальным управляющим воздействием. Так как учет времени реализации выполнить сложно, в задании проверки условия (20) следует ограничить только при перетоке мощности, соответствующем начальной уставке КПП без действия АРОЛ на разгрузку сечения.

Пример 4.2.2. Выбор настройки АРОЛ

В полное сечение межсистемной связи входит ВЛ 500 кВ, на которой устанавливается АРОЛ, ВЛ 330 кВ, ВЛ 220 кВ и ВЛ 110 кВ. Пределы передаваемой мощности по линиям по статической устойчивости режимов в нормальной и ремонтных схемах в части рассматриваемого сечения приведены в табл. 1:

Таблица 1

№	Схема	Пределы передаваемой мощности по линиям, МВт			
		500 кВ	330 кВ	220 кВ	110 кВ
1	Нормальная	1120	620	235	85
2	Отключена ВЛ 500 кВ	0	835	285	100
3	Отключена ВЛ 330 кВ	1310	0	305	105
4	Отключены ВЛ 500 кВ и ВЛ 330 кВ	0	0	360	120
5	Отключена ВЛ 220 кВ	1185	715	0	90
6	Отключены ВЛ 500 кВ и ВЛ 220 кВ	0	955	0	115

Выбрать настройку АРОЛ контролируемой линии 500 кВ по условию обеспечения статической устойчивости в послеаварийном режиме. Выбор настройки включает в себя определение максимального объема разгрузки сечения, уставок КНР по мощности для всех ступеней АРОЛ и объема разгрузки при действии каждой ступени.

Для удобства анализа результаты расчетов предельных по статической устойчивости режимов сведены в табл. 2.

Таблица 2

№	Схема	<i>Пределы передаваемой мощности по линиям, МВт</i>				$P_{\Sigma, np}$ МВт	$P_{n/a}$ МВт при $K_P=0,2$	$P_{n/a}$ МВт при $K_P=0,08$	$P_{разгр}^{max}$ МВт
		500 кВ	330 кВ	220 кВ	110 кВ				
1	Нормальная	1120	620	235	85	2060	1528	—	598
2	Отключена ВЛ 500 кВ	0	835	285	100	1220	—	1002	
3	Отключена ВЛ 330 кВ	1310	0	305	105	1720	1256	—	1000
4	Отключены ВЛ 500 кВ и ВЛ 330 кВ	0	0	360	120	480	—	322	
5	Отключена ВЛ 220 кВ	1185	715	0	90	1990	1472	—	626
6	Отключены ВЛ 500 кВ и ВЛ 220 кВ	0	955	0	115	1070	—	864	

Как следует из табл. 2, в рассматриваемом сечении кроме линии 500 кВ сильной связью является также линия 330 кВ, при ее отключении суммарный предел передаваемой мощности снижается на 20%, предел по линии 500 кВ возрастает на 17%. Попытка выполнения универсальной настройки при таком диапазоне изменения пределов приведет к существенно завышенному объему воздействий автоматики в нормальной схеме. Кроме того, в данном случае при ремонте линии 330 кВ и отключении линии 500 кВ предел передаваемой мощности снижается на 72%. Согласно [1] сохранение устойчивости при этом по шунтирующим связям не обязательно. Вместо глубокой разгрузки сечения может быть допущено деление по оставшимся в работе линиям 200 и 110 кВ. В табл. 2 приняты коэффициенты запаса по мощности $K_p = 0,2$ при нормальном (ремонтном) и $0,08$ (послеаварийном) режиме.

Поэтому максимальный объем разгрузки определяем по результатам расчетов в схемах № 5 и 6 для ремонта линии 220 кВ. При подстановке в (13) на основе предварительно проведенных расчетов принято $k_{U\uparrow} = 1,03$, $\Delta P_{HK} = 120$ МВт.

$$P_{разгр}^{\max} = 1,03 \left(\frac{0,8 \cdot 1990 - 120}{1,02} - \frac{0,92 \cdot 1070 - 120}{1,15} \right) = 1,03 \cdot 608 \cong 626 \text{ МВт}.$$

Начальная уставка КПП по сечению

$$P_{КПП\Sigma}^{\text{нач}} = \frac{(0,92 \cdot 1070 - 120) \cdot 0,96}{1,02 \cdot 1,15} \cong 707 \text{ МВт},$$

где $k_{U\downarrow} = 0,96$ (согласно расчетам в часы максимальных нагрузок при дефиците реактивной мощности в приемной энергосистеме пределы передаваемой мощности снижаются на 4%); $k_q = 1,1$; коэффициент k_ε принят равным 1,15 с учетом погрешности телеизмерений мощности в сечении.

При контроле предшествующего режима только по линии 500 кВ

$$P_{КПП-Л}^{\text{нач}} = \frac{(0,92 \cdot 1070 - 120) \cdot 0,96}{1,02 \cdot 1,05} \cdot 0,54 \cong 384 \text{ МВт},$$

где $k_\varepsilon = 1,05$, $k_{расч}^{\delta/a} = 0,54$ — наименьшее из значений, полученное в схемах № 1, 5 в диапазоне перетока в сечении 800÷1500 МВт при различных способах перераспределения нагрузок между передающей и приемной частями системы.

Зависимость (16) требуемого объема разгрузки от суммарного перетока в сечении и перетока по контролируемой линии изображается наклонными отрезками прямых (соответственно AB и CD). При выполнении органа КПП на релейной аппаратуре и дискретном (ступенчатом) характере управляющих воздействий (отключение генераторов, отключение нагрузки, неизбежно появление в настройке области излишнего действия автоматики (рис. 6). Увеличение числа ступеней позволяет уменьшить суммарную площадку, но одновременно ведет к усложнению автоматики.

Выполним автоматику трехступенчатой. По характеру управляющих воздействий, имеющих в зоне досягаемости автоматики, необходимый

максимальный объем разгрузки 626 МВт может быть реализован ступенями 236, 170 и 220 МВт.

Сгруппируем ступени в порядке нарастания приращения объема разгрузки (170, 220, 236 МВт).

Подсчитаем по формуле (17) уставки КПП в сечении и по линии:

$$P_{КПП\Sigma}^1 = 707; \quad P_{КПП\Sigma}^2 = 877; \quad P_{КПП\Sigma}^3 = 1097 \text{ МВт};$$

$$P_{КПП-Л}^1 = 384; \quad P_{КПП-Л}^2 = 476; \quad P_{КПП-Л}^3 = 595 \text{ МВт}.$$

Условия (6) выполняются:

$$\frac{595}{476} \approx \frac{476}{384} \approx 1,24; \quad 626 - 390 > 390 - 170 > 170.$$

Выбранная настройка показана на рис. 6.

Проверка условия (20) дает:

$$P_{\text{д/а пред}} = 1990 * 1070 / (1070 + 1.39 * (1990 - 1070)) = 906 \text{ МВт}.$$

И это $> P_{КПП\Sigma}^{\text{нач}} = 707 \text{ МВт}$.

Следовательно, коррекции АРОЛ по динамике простого перехода не требуется.

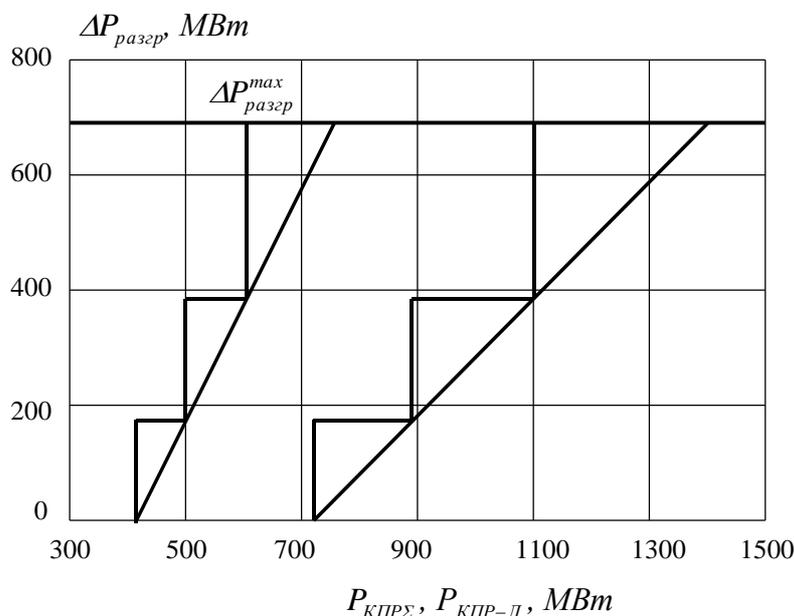


Рисунок 6. Настойка непрерывной и дискретной АРОЛ

4.3. Выбор вида АПВ линии связи электростанции с энергосистемой

4.3.1. Краткие сведения об особенностях и разновидностях АПВ на линиях с двусторонним питанием

На линиях с двусторонним питанием АПВ имеет свои особенности [1–5], обусловленные наличием напряжения по обоим концам линии. Первая особенность состоит в том, что повреждение на линии отключается защитой с обеих сторон и АПВ также должно осуществляться с обоих концов линии. Действие устройств АПВ при этом должно быть согласованным: АПВ производится лишь после того, как линия отключится с обеих сторон. Выдержка времени АПВ в этом случае будет определяться по двум условиям.

1. Выдержка времени АПВ должна быть больше времени готовности привода, т.е.

$$t_{\text{АПВ1}} = t_{\text{г.п}} + t_{\text{зап}}, \quad (21)$$

где $t_{\text{г.п}}$ – время готовности привода, которое в зависимости от типа привода может меняться в пределах от 0,2 до 1 с; $t_{\text{зап}}$ – время запаса, учитывающее разброс времени готовности привода и погрешность реле времени АПВ, принимается равным 0,3...0,5 с.

2. Выдержка времени должна быть больше времени деионизации

$$t_{\text{АПВ1}} = t_{\text{сз2}} - t_{\text{сз1}} + t_{\text{отк2}} - t_{\text{отк1}} + t_{\text{д}} - t_{\text{вкл1}} + t_{\text{зап}}, \quad (22)$$

где $t_{\text{сз1}}$, $t_{\text{отк1}}$, $t_{\text{вкл1}}$ – наименьшая выдержка времени релейной защиты, времени отключения и включения выключателя на том конце линии, на котором выбирается выдержка времени АПВ; $t_{\text{сз2}}$, $t_{\text{отк2}}$ – выдержка времени второй ступени защиты и время отключения выключателя на противоположном конце линии соответственно; $t_{\text{д}}$ – время деионизации среды, зависящее от рабочего напряжения, значения и длительности тока КЗ, метеорологических условий (ориентировочно для линий 110 кВ можно принять равным 0,17 с).

Принимая для упрощения $t_{\text{отк1}} = t_{\text{отк2}}$ и $t_{\text{сз1}} = 0$ (КЗ в зоне действия первой ступени защиты 1 и в зоне действия второй ступени защиты 2), выражение (22) можно упростить:

$$t_{\text{АПВ1}} = t_{\text{сз2}} + t_{\text{д}} - t_{\text{вкл1}} + t_{\text{зап}}. \quad (23)$$

Если вторая ступень защиты не обеспечивает достаточной надежности при повреждениях в конце рассматриваемой линии, в выражение (23) подставляется выдержка времени третьей ступени защиты. По этим выражениям подсчитывается выдержка времени АПВ для обоих концов линии, принимается наибольшее из полученных значений.

Время автоматического возврата схемы АПВ в исходное положение выбирается из условия обеспечения однократности действия:

$$t_{\text{вАПВ}} \geq t_{\text{рз.мах}} + t_{\text{отк}} + t_{\text{зап}}, \quad (24)$$

где $t_{\text{рз.мах}}$ – максимальная выдержка времени резервных защит линии, $t_{\text{отк}}$ – время отключения выключателя.

Время возврата схемы в исходное положение в устройстве РПВ-58 и в комплексном устройстве РПВ-01 определяется временем заряда конденсатора, которое составляет 20...25 с, что с запасом удовлетворяет условию (24).

Вторая особенность АПВ на линиях с двусторонним питанием обусловлена тем, что повторное включение линии может сопровождаться большими толчками тока и активной мощности, если произошло значительное расхождение по углу напряжений по концам линии. Если две части энергосистемы связаны тремя и более линиями, то отключение одной из них не приводит к нарушению устойчивости параллельной работы. В этом случае допускается применение простых схем АПВ. Для уменьшения возмущений в

энергосистеме АПВ на линиях с двусторонним питанием выполняют однократным. С этой же целью рекомендуется дополнять простую схему АПВ на одном из концов линии устройством контроля наличия напряжения на линии. Благодаря этому включение линии на устойчивое КЗ возможно только один раз – со стороны, где не установлено такое устройство. Условия (22), (23) для конца линии, где установлено устройство контроля наличия напряжения, примут вид:

$$t_{АПВ1} = t_{сз2} - t_{сз1} + t_{отк2} - t_{отк1} + t_{зап}, \quad (25)$$

$$t_{АПВ1} = t_{сз2} + t_{зап}. \quad (26)$$

При этом на конце линии, с которого производится ее опробование, устанавливается АПВ с контролем отсутствия напряжения. Для этого в цепи пуска устройств АПВ вводятся контакты соответствующих реле напряжения, уставки которых выбираются по следующим условиям:

– для минимального реле напряжения, контролирующего отсутствие напряжения на линии:

$$U_{ср} < (0,4 \dots 0,5) U_{ном}; \quad (27)$$

– для максимального реле напряжения, контролирующего наличие напряжения на линии:

$$U_{ср} > (0,7 \dots 0,8) U_{ном}. \quad (28)$$

Для выравнивания количества отключений КЗ выключателями при неуспешном АПВ устройства контроля предусматривают на обоих концах линии, меняя очередность их подключения.

Если две части энергосистемы связаны или могут оказаться связанными лишь одной линией, то ее отключение приведет к нарушению синхронизма. В этих случаях возможно применение АПВ следующих видов: несинхронное АПВ (НАПВ), быстродействующее АПВ (БАПВ), АПВ с улавливанием синхронизма (АПВУС), АПВ с ожиданием синхронизма (АПВОС). При обосновании вида АПВ рекомендуется рассмотреть допустимость использования НАПВ и в случае недопустимости НАПВ – рассмотреть другие виды АПВ.

4.3.2. Несинхронное АПВ

НАПВ является наиболее простым устройством, допускающим включение частей энергосистемы без ограничений по углу включения, в том числе и при углах 120...130 градусов, когда синхронные машины испытывают максимальные динамические воздействия. Возможность такого включения основывается на определении допустимого тока включения с углом 180 градусов. На основании теоретических и экспериментальных исследований предложены следующие нормы, определяющие допустимость НАПВ:

– для гидрогенераторов с успокоительными контурами и для турбогенераторов с косвенным охлаждением обмоток:

$$\frac{I_{\text{НС}}}{I_{\text{НОМ}}} \leq \frac{0,625}{X_d''}; \quad (29)$$

– для гидрогенераторов без успокоительных контуров и для турбогенераторов с непосредственным охлаждением обмоток:

$$\frac{I_{\text{НС}}}{I_{\text{НОМ}}} \leq 3. \quad (30)$$

Здесь X_d'' – сверхпереходное сопротивление генератора; $I_{\text{НС}}$ – максимальный ток (периодическая составляющая) несинхронного включения с углом 180 градусов, определенный по выражению:

$$I_{\text{НС}} = (U_C + E_q'') / X_{\text{ЭКВ}}'', \quad (31)$$

где $X_{\text{ЭКВ}}''$ – эквивалентное сопротивление между ЭДС E_q'' и напряжением энергосистемы U_C , в котором сопротивления генераторов учтены сверхпереходным значением. Генераторы, не имеющие успокоительных контуров, замещаются переходными реактивными сопротивлениями и переходными ЭДС. Остальные элементы замещаются своими реактивными сопротивлениями. Расчет необходимо выполнить для максимального и минимального режима работы станций. При этом в максимальном режиме работы предполагаются включенными все n блоков станций, а в минимальном – отключается несколько блоков (если общее число блоков станции $n \leq 4$, то отключается один блок этой станции, если $n > 4$, то отключить следует два блока). После этого исходная схема замещения приводится к виду:

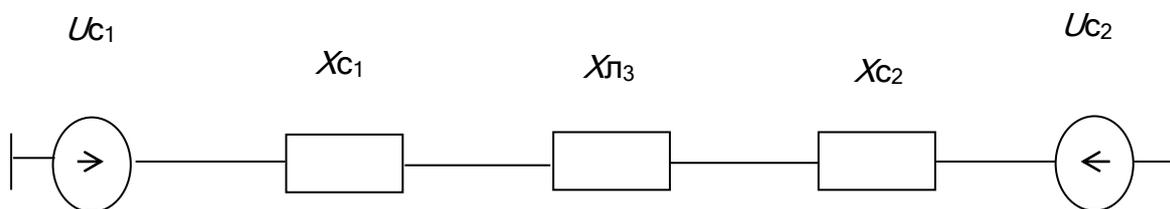


Рисунок 6. Расчетная схема замещения

Допускается при расчете $I_{\text{НС}}$ не определять расчетом ЭДС, а принимать приближенно $U_C = E_q'' = 1,05U_{\text{НОМ}}$. Вычисленный ток несинхронного включения распределяется по ветвям генераторов, затем проверяется выполнение условия (29) либо (30).

Другим условием допустимости НАПВ является сохранение устойчивости (синхронной или результирующей) после АПВ.

В большинстве случаев это условие выполняется, особенно в концентрированных энергосистемах, при преобладании турбогенераторов, имеющих большой асинхронный момент и быстродействующие регуляторы частоты вращения [1].

4.3.3. Быстродействующее АПВ

БАПВ позволяет включить повторно отключенную линию связи частей энергосистемы с обеих сторон за минимально возможное время, называемое временем бестоковой паузы. За это время угол между напряжениями

одноименных фаз частей энергосистемы не успеет увеличиться значительно. Включение в этом случае будет происходить без больших толчков тока и длительных качаний. Для того чтобы БАПВ было успешным, необходимо:

- иметь быстродействующую защиту, обеспечивающую отключение линии без выдержки времени с обеих сторон;
- иметь воздушные выключатели с временем отключения менее 0,1 секунды и временем включения 0,2...0,3 секунды.

При таком времени включения деионизация среды будет обеспечена при выполнении БАПВ без выдержки времени или с небольшой выдержкой – 0,1...0,2 секунды. Таким образом, цикл БАПВ составит:

$$t_{c,a} = t_{pz} + t_{ov} + t_{bp}, \quad (32)$$

где t_{pz} – время действия быстродействующей защиты; t_{ov} – время отключения выключателя; t_{bp} – время бестоковой паузы (должно быть больше времени деионизации среды – t_d). Обычно для БАПВ $t_{c,a} = 0,35...0,5$ с.

При выполнении данного задания рассматривается возможность применения БАПВ на линии ЛЗ. Поскольку мощность отделившейся части системы G3, G4 много меньше мощности G1, G2, C1, C2, за время цикла БАПВ можно рассматривать только изменение частоты (повышение или понижение – в зависимости от направления мощности по ЛЗ в предшествующем режиме) генераторов G3, G4. Экспоненциальное изменение частоты при малом времени цикла БАПВ допустимо заменить равноускоренным [1] с ускорением:

$$a_s = (P_{лз\omega_n}) / (P_{G3} + P_{G4}) T_j, \quad (33)$$

где T_j – приведенная к мощности отделившейся станции постоянная времени механической инерции агрегатов и нагрузки, с; $P_{лз}$ – мощность, передаваемая по линии в доаварийном режиме, МВт; P_{G3} , P_{G4} – мощность генераторов электростанции.

Изменение угла за время цикла БАПВ:

$$\Delta\delta = 0,5 a_s t_{c,a}^2 = 9000 P_{лз} t_{c,a}^2 / (P_{G3} + P_{G4}) T_j, \quad (34)$$

а угол включения будет равен

$$\delta_{вкл} = \delta_0 + \Delta\delta, \quad (35)$$

где δ_0 – начальный угол электропередачи.

Если мощности разделившихся частей энергосистемы соизмеримы, то по (22) вычисляется изменение угла для каждой из частей энергосистемы, а угол включения определяется по выражению:

$$\delta_{вкл} = \delta_0 + \Delta\delta_1 + \Delta\delta_2. \quad (36)$$

Допустимость включения с найденным углом включения проверяется по условию допустимости тока включения. Для этого можно воспользоваться рассчитанным током несинхронного включения с углом π по выражению (31). Поскольку расчетный угол включения при БАПВ $\delta_{вкл} < 120^\circ$, допустимое значение тока включения с углом π можно увеличить против нормированного

путем умножения правых частей выражений (29), (30) на коэффициент K_δ , зависящий от $\delta_{м.д.}$. Эта зависимость приведена на рис. 8.

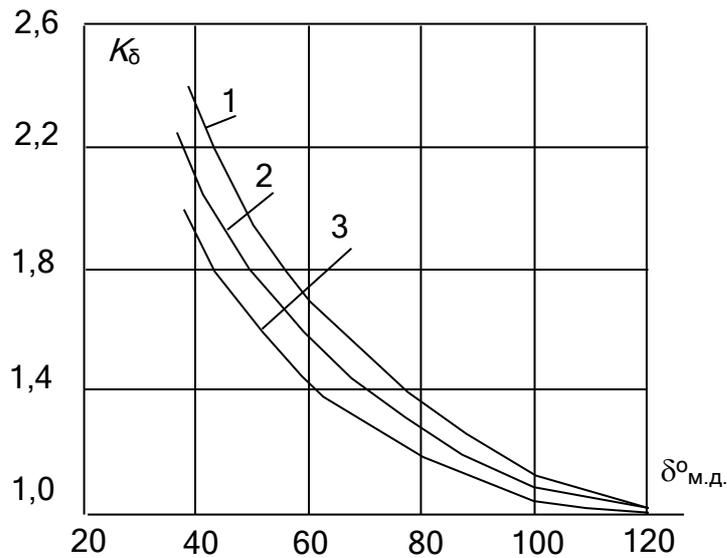


Рисунок 8. Зависимость $K_\delta = f(\delta_{м.д.})$ 1 – для турбогенераторов с косвенным охлаждением; 2 – для турбогенераторов с непосредственным охлаждением; 3 – для гидрогенераторов

Таким образом, порядок проверки допустимости БАПВ будет следующим:

- по (32) вычисляется время цикла БАПВ;
- по (34) вычисляется изменение угла, а по (35) – угол включения;
- принимается рассчитанный угол включения равным максимально допустимому $\delta_{вкл} = \delta_{м.д.}$.
- по рис. 8 определяется K_δ для данного типа генераторов и угла включения;
- правая часть выражений (29), (30) (в зависимости от типа генераторов) умножается на коэффициент K_δ :

$$\frac{I_{нс}}{I_{ном}} \leq \frac{0,625}{X_d''} K_\delta; \quad (37)$$

$$\frac{I_{нс}}{I_{ном}} \leq 3K_\delta. \quad (38)$$

БАПВ применимо, если рассчитанный для угла π ток несинхронного включения, приходящийся на один генератор, не превышает допустимого значения для угла $\delta_{вкл}$ при БАПВ.

Вторым условием допустимости БАПВ является проверка сохранения динамической устойчивости электропередачи после включения. Для этого определяется угловая частота скольжения в момент включения:

$$\omega_{s,вкл} = \omega_H + a_s t_{с.а} \quad (39)$$

и по известным правилам проверяется динамическая устойчивость электропередачи (в данной работе не проверяется).

В случае выполнения обоих условий БАПВ может быть использовано. В противном случае необходимо использовать АПВУС.

4.3.4. Пример расчёта по определению допустимости НАПВ и БАПВ

Проверка допустимости НАПВ и БАПВ проводится на примере той же конденсационной электростанции, что и в примере по расчёту синхронизатора в разделе 4.1.4. Расчёт начинается также с составления исходной схемы замещения, показанной на рис. 2. Процесс эквивалентирования схемы замещения к виду по рис. 4 показан на рис. 9. Сначала проведём расчёт максимального режима работы электростанции и эквивалентной энергосистемы, когда все генераторы и другие элементы включены и находятся в работе:

$$X_{ЭВН} = \frac{X_{ГЗ} + X_{ТЗ}}{3} = \frac{0,173 + 0,1031}{3} = 0,0920 ;$$

$$X_{ЭСТ} = \frac{X_{ЭСН} + X_{ЭАТ}}{X_{ЭВН}} = \frac{(0,1357 + 0,1031) \cdot 0,0920}{0,137 + 0,1031 + 0,0920} = 0,0664.$$

Суммарный ток несинхронного включения с углом μ в относительных номинальных единицах генератора по формуле (20):

$$I_{нс\Sigma} = \frac{E_C + E_G}{X_c + X_n / 6 + X_{ЭСТ}} = \frac{1 + 1,091}{0,0375 + 0,4764 / 6 + 0,0664} = 11,4 .$$

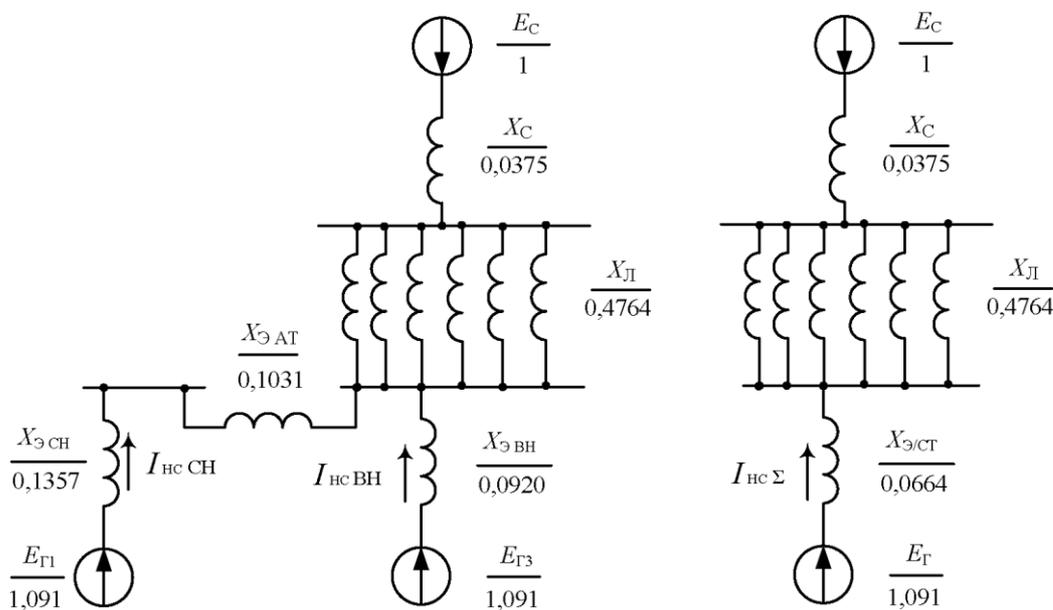


Рисунок 9. Эквивалентирование схемы замещения

Найденный суммарный ток разветвляется по сторонам среднего и высшего напряжений электростанции. Для нахождения этих составляющих тока включения воспользуемся правилом рычага:

$$I_{нсВН} = I_{нсВН\Sigma} \frac{X_{эсн} + X_{эат}}{X_{эвн} + X_{эсн} + X_{эат}} = 11,4 \cdot \frac{0,1357 + 0,1031}{0,0920 + 0,1357 + 0,1031} = 8,23$$

$$I_{нсСН} = I_{нс\Sigma} - I_{нсВН} = 11,4 - 8,23 = 3,17.$$

Далее находим ток несинхронного включения с углом n , протекающий по каждому из генераторов, работающих на среднее и высшее напряжение. Поскольку все блоки одинаковые, то для нахождения этого тока достаточно разделить значения 8,23 и 3,17 на соответствующее количество блоков. Так как все генераторы электростанции одинаковые типа ТВВ-320 с непосредственным охлаждением обмоток, то проверка допустимости НАПВ должна проводиться по условию (30). Поскольку расчёт ведётся в относительных номинальных единицах генератора, то $I_{Гном} = 1$. *Важное замечание: если значение тока включения найдено в именованных единицах, то при подстановке в формулы (29) - (31) и (33) - (35) этот ток включения и номинальный ток генератора должны быть приведены к одной и той же ступени напряжения.*

Для генераторов средней стороны

$$\frac{I_{п.мах}}{I_{Гном}} = \frac{I_{нсСН}}{N_{СН}} = \frac{3,17}{2} = 1,585 \leq 3 - \text{условие соблюдается.}$$

Для генераторов стороны высшего напряжения

$$\frac{I_{п.мах}}{I_{Гном}} = \frac{I_{нсВН}}{N_{ВН}} = \frac{8,23}{3} = 2,74 \leq 3 - \text{условие соблюдается.}$$

Условия для каждого из генераторов электростанции выполняются, значит, в максимальном режиме применение несинхронного АПВ допустимо. Таким же способом необходимо провести расчёт для генераторов эквивалентной системы, на которую работает электростанция, но из-за отсутствия исходных данных он в работе не рассматривается.

Далее необходимо по такой же методике провести расчёт минимального режима, когда часть блоков может быть выведена из работы. Из расчётов максимального режима видно, что в более жёстких условиях находятся генераторы стороны высшего напряжения. Это заранее было очевидно, поскольку при одинаковых блоках ток, утекающий на сторону среднего напряжения, ограничивается сопротивлением автотрансформаторов связи. Такое положение будет сохраняться при любом сочетании количества блоков по сторонам, и достаточно проверки только генераторов высшей стороны. Поэтому в качестве минимального режима следует рассмотреть такой, когда выводится из работы часть блоков только на стороне высшего напряжения. Ввиду однотипности расчётов в этом примере минимальный режим не рассматривается.

Если НАПВ оказалось допустимым, то проверять допустимость БАПВ бессмысленно - его условия будут соблюдаться ещё лучше. Несмотря на это, проведём расчёты допустимости БАПВ для этой же электростанции для того же максимального режима, но только в учебных целях. Расчёты проводим в предположении, что линии связи оборудованы быстродействующими

выключателями с временем отключения 0,05 с и высокочастотной защитой с максимальным временем действия 0,05 с.

Принимаем допущение, что энергосистема, на которую работает КЭС, имеет гораздо большую мощность и в цикле АПВ её частота меняться не будет. Частота будет меняться только у генераторов рассматриваемой станции, т. е. $\Delta\delta = 0$. Время цикла БАПВ по формуле (28)

$$t_{\text{БАПВ}} = 0,05 + 0,05 + 0,25 = 0,35.$$

Мощность, передаваемая по одной цепи линий связи до возникновения аварии,

$$P_{\text{л}} = \frac{N_{\text{Г}} \cdot P'_{\text{Гном}} - P'_{\text{НГтнлет}}}{N_{\text{л}}} = \frac{5 \cdot 304 - 266}{6} = 209 \text{ МВт}.$$

Начальный угол электропередачи до возникновения аварии по формуле (25)

$$\delta_0 = \arcsin\left(\frac{209 \cdot 67,2}{230^2}\right) = 15,4^\circ.$$

Изменение угла вектора напряжения рассматриваемой электростанции по формуле (27)

$$\Delta\delta = \frac{9000 \cdot 209 \cdot 0,35^2}{5 \cdot 304 \cdot 6,4} = 23,7^\circ.$$

Угол включения по формуле (24):

$$\delta_{\text{вкл}} = 15,4 + 23,7 = 39,1^\circ = 40^\circ.$$

По зависимости 2, изображённой на рисунке 5, определяем $K_{\delta} = 2,1$.

Проверяем допустимость БАПВ в максимальном режиме по условию (22)

$$\frac{I_{\text{п.мах}}}{I_{\text{Гном}}} = \frac{8,23}{3} = 2,74 \text{ I} < 3K_{\delta} = 3 \cdot 2,1 = 6,3.$$

Список литературы

1. Овчаренко Н.И. Автоматика электрических станций и электроэнергетических систем: учебник для вузов / Под ред. А.Ф. Дьякова. - М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2000. - 504 с.
2. Дьяков А.Ф., Овчаренко Н.И. Микропроцессорная релейная защита и автоматика электроэнергетических систем: учебное пособие для студентов вузов. - М.: Изд-во МЭИ, 2000. - 199 с.
3. Дьяков А.Ф., Овчаренко Н.И. Микропроцессорная автоматика и релейная защита электроэнергетических систем: учебное пособие для вузов по направлению 140200 «Электроэнергетика». - М.: Издательский дом МЭИ, 2010. - 535 с.
4. Овчаренко Н.И. Автоматика энергосистем: учебник для вузов. – 2-е изд.; перераб. и доп. / Н.И. Овчаренко; под ред. чл.-корр. РАН, докт.тех.наук, проф. А.Ф. Дьякова. – М.: Издательский дом МЭИ, 2007. – 476 с.: ил.
5. Андреев, В.А. Релейная защита систем электроснабжения в примерах и задачах: [текст] / В.А. Андреев. - М.: Высш. шк. , 2008. - 252 с. (20 экз.).
6. Кощеев Л.А., Марченко Е.А., Шмелькин Б.М. Способы повышения устойчивости и надежности объединенных энергосистем: Сборник научных трудов НИИПТ. – Ленинград: Энергоатомиздат, 1983. С. 9-15.

ПРИЛОЖЕНИЕ

Основные технические данные турбогенераторов (двухполосных, одновалных)

Турбо-генератор	P _{ном} , МВт	Тип	S _{ном} , МВ·А	cos φ	U _{ном} , кВ	Ток, А	Возбуждение турбогенератора при работе			Отношение короткого замыкания	Сопротивление постоянному току при 15 °С, Ом	Реактивные сопротивления, отн. ед.						Постоянная времени, τ _d , с	Значение GID ротора турбогенератора, Т·М ²	Система возбуждения	Механическая постоянная инерции агрегата T _д , с
							на холостом ходу, А	в номинальном режиме	А			В	x _σ	x _d ^в	x _d ^н	x _d ^р	x _q ^в				
25 Т2-25-2*	31,2	0,8	6,3	2860	163	411	207	0,612	0,00198	0,33	0,1026	0,1276	0,203	1,953	0,119	0,156	0,08	10,2	4,94	Электро-машинная	9,3
25 Т2-25-2*	31,2	0,8	10,5	1720	152	408	206	0,543	0,00537	0,33	0,106	0,131	0,216	2,126	0,196	0,16	0,0557	10,0	4,94	То же	9,3
30 ТВ2-30-2*	37,5	0,8	6,3	3430	163	470	237	0,51	0,00198	0,33	0,1234	0,148	0,24	2,343	0,22	0,179	0,0954	10,0	5,0	"-	8,6
30 ТВ2-30-2*	37,5	0,8	10,5	2060	152	468	236	0,453	0,00537	0,33	0,127	0,152	0,257	2,547	0,228	0,185	0,0668	10,0	5,0	"-	8,6
30 ТВ3-30	37,5	0,8	10,5	-	-	-	-	0,49	-	-	-	0,143	0,238	2,458	-	-	-	10,4	5,4	"-	-
60 ТВ-60-2*	75,0	0,8	10,5	4125	255	717	239	0,52	0,00224	0,226	0,132	0,160	0,24	2,20	0,235	0,19	0,067	11,7	13,5	"-	10,15
60 ТВФ-60-2	75,0	0,8	10,5	4125	617	1500	200	0,68	0,0022	0,0995	0,12	0,146	0,217	1,66	-	0,18	0,077	6,0	8,85	"-	8,25
63 ТВФ-63-2	78,7	0,8	10,5	-	-	-	-	0,54	-	-	-	0,20	0,30	1,91	-	-	-	9,7	6,2	"-	-
100 ТВ2-100-2*	117,58	0,85	13,8	4925	268	650	319	0,61	0,00145	0,335	0,113	0,138	0,203	1,80	0,207	0,168	0,082	13	21	"-	9,85
100 ТВФ-100-2	117,58	0,85	10,5	6475	640	1650	270	0,605	0,00104	0,123	0,158	0,183	0,263	1,79	0,274	0,223	0,095	6,2	13	"-	7,85
120 ТВФ-120-2	141	0,85	10,5	5350	-	-	-	0,499	-	-	-	0,214	0,314	2,155	-	-	-	6,5	13	"-	-
150 ТВВ-150-2*	176,5	0,85	18,0	5670	813	2000	390	0,62	0,0024	0,1425	0,185	0,21	0,31	1,71	-	0,255	0,1	5,1	17,8	"-	7,6
165 ТВВ-165-2	194,0	0,85	18,0	-	-	-	-	0,615	-	-	-	0,213	0,304	1,713	-	-	-	5,4	17,5	"-	-
200 ТВ-200	235,0	0,85	15,75	8630	696	1780	450	0,58	0,00113	0,194	0,165	0,19	0,273	1,845	0,192	0,232	0,083	6,5	25	Ионная	7,5
200 ТВВ-200-2	235,0	0,85	15,75	8630	1045	2680	316	0,58	0,00154	0,0874	0,166	0,19	0,27	1,84	0,192	0,232	0,085	6,3	22,4	Электро-машинная	7,0
200 ТВФ-200-2	235,0	0,85	11,0	12370	860	2240	400	0,586	0,00041	0,123	0,140	0,165	0,25	1,88	0,248	0,20	0,094	6,9	26,4	То же	7,5
200 ТВВ-200М	235,0	0,85	15,75	-	-	-	-	0,558	-	-	-	0,204	0,31	1,862	-	-	-	6,9	25	"-	-
300 ТВ-300	353,0	0,85	20,0	10200	1040	2890	440	0,524	0,00128	0,114	0,17	0,195	0,30	2,21	0,195	0,238	0,095	7,0	31,1	Ионная	6,5
320 ТВВ-320-2	376,0	0,85	20,0	-	1200	2900	447	0,624	0,00133	0,1145	0,148	0,173	0,26	1,70	0,178	0,21	0,087	6	29,8	Электро-машинная	6,4
500 ТВ-500	589,0	0,85	20,0	17000	-	-	-	0,452	-	-	0,25	0,28	0,406	2,21	0,286	0,25	-	5,56	-	-	5,6
500 ТВВ-500-2	589,0	0,85	20,0	17000	-	4000	425	0,406	-	-	-	0,233	0,355	2,46	0,26	0,284	-	-	41	-	5,6
800 ТВВ-800-2	889,0	0,9	24,0	-	-	-	-	0,475	-	-	-	0,223	0,373	2,343	-	0,273	0,106	9,4	61	-	5,3
800 ТВ-800	941,0	0,85	24,0	22600	-	8000	425	0,415	-	-	-	0,286	0,421	2,54	-	0,349	0,16	6,7	52,7	-	5,3
1200 ТВВ-1200-2	1335,0	0,9	24,0	246050	-	-	-	-	-	-	-	0,266	0,403	2,336	-	0,325	0,158	9,4	-	-	4,8

Примечания: 1. Постоянная инерции агрегата (с учётом турбины) приведена к номинальной активной мощности. 2. Генераторы, отмеченные *, с проигнолдства сняты.

Татарникова Анна Николаевна
Мацанке Иван Алексеевич

ПРОТИВОАВАРИЙНАЯ АВТОМАТИКА

Задания и методические указания к выполнению расчетных работ
для студентов направления подготовки «Электроэнергетика
и электротехника» всех форм обучения

Редактор Е.Ф. Изотова

Подписано к печати 28.12.16. Формат 60x84/16.
Усл. печ. л. 2,31. Тираж 80 экз. Заказ 161616. Рег. № 69.

Отпечатано в ИТО Рубцовского индустриального института
658207, Рубцовск, ул. Тракторная, 2/б.