

Глава 6 Моделирование агрегата турбина–генератор

§ 6.1. Структура модели

Генерирующий агрегат можно рассматривать как структуру из пяти элементов: генератора, источника энергии возбуждения с системой управления (системы возбуждения), автоматического регулятора возбуждения (АРВ), первичного двигателя (турбины) и автоматического регулятора скорости (АРС). На рис. 6.1 агрегат разделен на структурные элементы пунктирными линиями, элементы связаны между собой входными и выходными величинами.

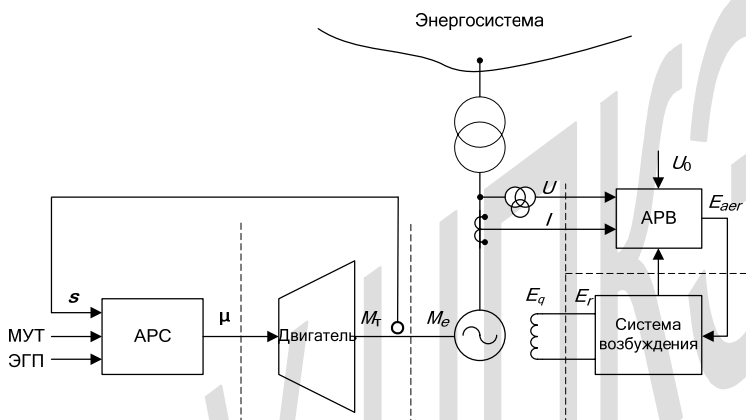


Рис. 6.1. Структурная схема агрегата

При записи уравнений каждого из структурных элементов агрегата возникают вопросы выбора единиц измерений величин, фигурирующих в уравнениях, и согласования выходов и входов структурных элементов. Уравнения структурных элементов агрегата целесообразно записывать в относительных единицах при номинальных условиях, выбирая за базисные величины соответствующие номинальные значения величин. Это упрощает запись уравнений и контроль допустимого диапазона изменения величин, позволяет сравнивать параметры различных типов элементов. При «стыковке» моделей элементов агрегата входные и выходные величины, фигурирующие в уравнениях, должны быть приведены к одной системе единиц.

Генератор включен в сеть энергосистемы. При записи уравнений генератора используется система относительных единиц А.А. Горева, § 5.1, а уравнения сетевых элементов записываются в именованных

единицах, расчет электрического режима схемы также проводится в именованных единицах. Поэтому параметры источника ЭДС, замещающего генератор в расчете электрического режима, преобразуются к общим осям и пересчитываются в именованные единицы, § 5.4.

Уравнения первичного двигателя и АРС рационально записывать в относительных единицах, принимая за базисные количества номинальные мощность и момент турбины (о.е.т.), тогда в установившемся режиме относительное перемещение регулирующего органа первичного двигателя μ равно моменту турбины M_T в относительных единицах.

$$M_{T[\text{о.е.т.}]} = \frac{M_T}{M_{T.H}} = \frac{P_T}{P_{T.H}}.$$

При подстановке момента первичного двигателя M_T в уравнение движение агрегата (5.51), где инерционная постоянная отнесена к номинальной полной мощности генератора и момент генератора M_e выражен в долях номинального момента генератора, момент турбины тоже нужно привести к относительным единицам генератора (о.е.г.), умножив момент турбины, выраженный в о.е.т., на номинальный момент турбины и разделив на номинальный момент генератора:

$$M_{T[\text{о.е.г.}]} = \frac{M_{T[\text{о.е.т.}]} M_{T.H}}{M_{e.H}} = \frac{M_{T[\text{о.е.т.}]} P_{T.H}}{S_{Г.Н}} = M_{T[\text{о.е.г.}]} K_{\text{пр}},$$

где $K_{\text{пр}} = \frac{P_{T.H}}{P_{Г.Н}} \cos \varphi_H$ – коэффициент приведения момента турбины к номинальным условиям генератора. Если номинальные активные мощности турбины и генератора равны, то $K_{\text{пр}} = \cos \varphi_H$.

При записи уравнений генератора в относительных единицах А.А. Горева ЭДС E_q генератора, отнесенная к номинальному напряжению статора, численно равна напряжению возбуждения E_r , отнесенному к базисному напряжению контура возбуждения. Уравнения контура возбуждения и системы возбуждения в относительных единицах оказываются согласованными.

Коэффициенты передачи каналов регулирования АРВ принято выражать в специальных единицах возбуждения холостого хода (е.в.х.х.) или единицах возбуждения номинальных (е.в.н.) на единицу регулируемого параметра режима [36]. Для приведения коэффициентов передачи к е.в.х.х. за базисное значение тока или напряжения возбуждения принимается их значение при номинальном напряжении на выводах статора на холостом ходе машины с номинальной угловой

скоростью. Следовательно, при использовании системы относительных единиц А.А. Горева, § 5.1, базисные величины контура возбуждения совпадают с базисными величинами АРВ и системы возбуждения. Входные и выходные величины в уравнениях обмотки возбуждения, системы возбуждения и АРВ являются согласованными.

В математическом описании АРВ чаще используют е.в.н., при этом за базисное значение тока или напряжения возбуждения принимается их значение при номинальном напряжении на выводах статора, номинальной мощности и номинальной угловой скорости машины. Следовательно, отношение этих специальных единиц равно:

$$\frac{\text{е.в.н.}}{\text{е.в.х.х.}} = E_{r_n} = E_{q_n},$$

где напряжение возбуждения E_{r_n} выражено в е.в.х.х., а ЭДС E_{q_n} отнесена к номинальному значению напряжения статора, другими словами, выражена в единицах напряжения статора (е.н.с.). Для согласования уравнений АРВ, системы возбуждения и обмотки возбуждения необходимо выход каналов АРВ, выраженный в е.в.н., пересчитать в е.в.х.х. Для этого достаточно коэффициенты передачи каналов АРВ умножить на E_{q_n} .

Генератор может иметь различные типы системы возбуждения и АРВ, первичные двигатели и АРС. Поэтому полная математическая модель агрегата помимо модели генератора включает в себя наборы моделей для различных типов элементов: систем возбуждения, АРВ, двигателей и АРС. Должна быть обеспечена возможность компоновки модели агрегата из predetermined набора моделей его структурных элементов. В этой главе рассмотрены математические модели основных типов структурных элементов генерирующих агрегатов.

§ 6.2. Модель паровой турбины

Паровые турбины имеют два или три цилиндра (части) с промежуточной осушкой (промежуточным перегревом) пара между ними. На рис. 6.2, а представлена принципиальная схема паровой турбины, состоящей из цилиндров высокого (ЦВД) и низкого (ЦНД) давления с трактом промежуточного перегрева пара в пароперегревателе (ПП) парогенератора.

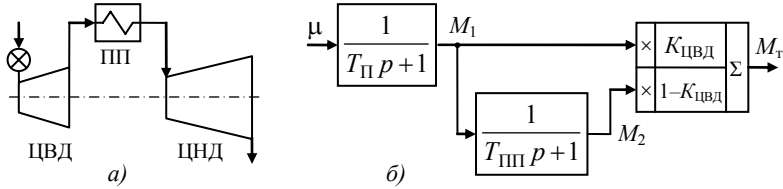


Рис. 6.2. Принципиальная (а) и структурная (б) схемы паровой турбины

Динамика процесса изменения мощности и момента на валу паровой турбины при изменении расхода пара определяется главным образом объемами пара между регулирующими клапанами и соответствующими ступенями турбины, а также в тракте промежуточного перегрева пара. При изменении расхода пара через турбину ЦВД быстро изменяет свою мощность, а ЦНД медленно, запаздывание создает большой буферный объем пара в тракте промежуточного перегрева, значительно ухудшающий динамические характеристики турбины.

Такое поведение паровой турбины можно воспроизвести при помощи простой цепочечной структурной схемы на рис. 6.2, б. Входным сигналом является относительное открытие регулирующих клапанов турбины μ с выхода регулятора скорости турбины, выходным сигналом является момент на валу турбины M_T , создаваемый обоими цилиндрами. Мощность ЦВД по отношению к полной номинальной мощности турбины равна $K_{ЦВД}$.

Запаздывание изменения момента цилиндров турбины моделируется двумя апериодическими звеньями. Эквивалентная постоянная времени паровых объемов ЦВД $T_{\Pi} = 0,1 \div 0,3$ с. Эквивалентная постоянная времени парового объема тракта промежуточного перегрева пара и паровых объемов ЦНД $T_{ПП} = 3 \div 7$ с. Масштабирующий сумматор формирует суммарный момент на валу турбины.

Это относительно простая модель паровой турбины, но при надлежащем выборе постоянных времени она обеспечивает удовлетворительное воспроизведение динамических характеристик не только двух-, но и трехцилиндровых паровых турбины. Модель пригодна также для турбоустановок насыщенного пара АЭС с низкими начальными параметрами пара, у которых между ЦВД и ЦНД устанавливается сепаратор и промежуточный пароперегреватель острым паром.

Структурной схеме на рис. 6.2, б соответствует следующая система уравнений:

$$\frac{dM_1}{dt} = \frac{1}{T_{\Pi}} (\mu - M_1), \quad (6.1)$$

$$\frac{dM_2}{dt} = \frac{1}{T_{\text{ПП}}} (M_1 - M_2), \quad (6.2)$$

$$M_T = K_{\text{ЦВД}} M_1 + (1 - K_{\text{ЦВД}}) M_2. \quad (6.3)$$

Начальные условия определяются по балансу моментов турбины и генератора на валу агрегата в исходном установившемся режиме

$$M_1 = M_2 = M_T = \frac{M_e}{K_{\text{пр}}}.$$

Использование более полной модели паровой турбины с разбивкой цилиндров на отсеки по числу отборов пара на регенеративный подогрев питательной воды, с детальным учетом паровых объемов на основе цепочечной структурной схемы с произвольным числом звеньев [25] в программе расчета динамики энергосистем затруднено из-за отсутствия исходной информации для настройки цепочечной схемы. В программе расчета динамики энергосистем двухзвенная цепочечная модель является основной, а полная модель турбины дополнительной, используемой при необходимости более точного индивидуального моделирования отдельных агрегатов.

§ 6.3. Модель гидравлической турбины

В исследованиях динамических режимов энергосистем все гидротурбины рассматривают как турбины с одним регулирующим органом. Изменение мощности турбины осуществляется направляющим аппаратом, изменяющим расход воды через турбину. Медленное изменение мощности поворотно-лопастных турбин при сворачивании или разворачивании лопастей рабочего колеса не учитывается.

Для математического описания гидротурбины с одним регулирующим органом целесообразно применить модель [25], разработанную для решения задач динамики регулирования частоты вращения гидроагрегатов (устойчивость регулирования при параллельной работе в энергосистеме на холостом ходе и под нагрузкой, при автономной работе на изолированную нагрузку). Эта модель учитывает переходные процессы в водоводе и явление гидравлического удара. В начальной стадии перемещения направляющего аппарата вследствие колебаний давления в водоводе при увеличении расхода воды мощность турбины вначале падает, затем начинает увеличиваться и, наоборот, при уменьшении расхода воды мощность турбины вначале возрастает, а затем начинает снижаться. Поведение гидротурбины в динамике описывает следующая система уравнений:

$$q = \mu\sqrt{1+h} \cong \mu(1+0,5h), \quad (6.4)$$

$$h = -W(p)q, \quad (6.5)$$

$$M_T = q(1+h), \quad (6.6)$$

где μ – относительное перемещение направляющего аппарата турбины, $h = \frac{H - H_H}{H_H}$ – относительное изменение напора, $q = \frac{Q}{Q_H}$ – относительное значение расхода через турбину,

Влияние инерции потока воды и колебаний давления в водоводе на динамические свойства турбины учитывается либо уравнением жесткого гидравлического удара

$$W(p) = T_w p, \quad (6.7)$$

либо, при учете упругих деформаций стенок трубопровода и сжимаемости воды, уравнением упругого гидравлического удара

$$W(p) = 2h_w \operatorname{th}\left(\frac{T_r}{2} p\right), \quad (6.8)$$

где $T_w = \frac{Q_H}{gH_H} \sum_{i=1}^n \frac{L_i}{A_i}$ – время изменения скорости воды в водоводе от

нуля до номинальной, с, $T_r = \frac{2L}{a}$ – время двойного пробега волны изменения

давления по водоводу, с, $h_w = \frac{T_w}{T_r}$ – ударная характеристика

водовода, $L = \sum_{(i)} L_i$ – полная длина и длина отдельных участков про-

точного тракта гидроагрегата, м, A_i – площадь поперечного сечения отдельных участков проточного тракта гидроагрегата, м², a – скорость распространения волны повышения давления (волны гидравлического удара), м/с, $g = 9,81$ м/с² – ускорение свободного падения.

Выражение (6.7) получается из выражения (6.8), если разложить в функциональный ряд входящий в него гиперболический тангенс и оставить только первый член разложения. Такое допущение часто используется на практике, поскольку, как правило, второй и последующие члены разложения малы, что обеспечивает требуемую точность расчетов.

Параметры упругого гидроудара обычно неизвестны, для их определения требуются специальные исследования. В этих условиях в практических расчетах используют выражение (6.7) для жесткого гидроудара, в котором фигурирует единственный параметр T_w , который

или известен, или его можно рассчитать, имея параметры водовода. Кроме того, значение T_w можно подобрать, если имеется динамическая характеристика турбины – зависимость момента турбины от времени при движении сервомотора направляющего аппарата с постоянной максимально допустимой скоростью. Если параметр T_w неизвестен, можно воспользоваться некоторыми средними значениями этого параметра в зависимости от напора ГЭС.

В программе расчета динамики энергосистем можно реализовать две модели гидротурбины. Более точную (6.4)÷(6.7) с уравнением жесткого гидроудара целесообразно использовать для индивидуально рассматриваемых агрегатов. Для эквивалентных агрегатов допустимо применить упрощенную модель, приближенно учитывающую явление жесткого гидроудара:

$$W(p) = \frac{M_T(p)}{\mu(p)} = \frac{-T_w p + 1}{\frac{T_w}{2} p + 1}. \quad (6.9)$$

Эта модель правильно отображает поведение турбины как при небольших управляющих воздействиях, так и при перемещении сервомотора направляющего аппарата с постоянной скоростью в случае предельного открытия окон золотника, § 6.5, при экстренном наборе или сбросе нагрузки.

Передаточной функции (6.9) соответствует дифференциальное уравнение, описывающее изменение ее мощности,

$$\frac{dM_T}{dt} = 2 \left(\frac{1}{T_w} (\mu - M_T) - \frac{d\mu}{dt} \right). \quad (6.10)$$

Скорость перемещения направляющего аппарата дает модель АРС, уравнение (6.18). Начальное условие

$$M_T = \frac{M_e}{K_{пр}}, \quad \mu = M_T.$$

Момент турбины в относительных единицах равен относительному перемещению направляющего аппарата.

§ 6.4. Модель двухвальной газовой турбины

В промышленных газотурбинных установках (ГТУ) открытого типа рабочим телом служат продукты сгорания топлива. Максимальная температура продуктов сгорания определяется качеством конструкционных материалов и является относительно низкой (650÷900°С),

поэтому горение происходит при большом избытке воздуха (коэффициент избытка воздуха 3,5÷6), так что свойства рабочего тела незначительно отличаются от свойств воздуха.

Экономичность одновальных ГТУ при частичных нагрузках хуже, чем многвальных, поэтому практическое применение находят двухвальные, рис. 6.3, и трехвальные ГТУ [37].

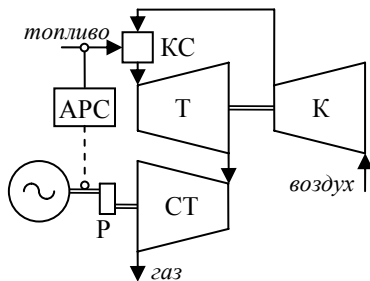


Рис. 6.3. Принципиальная схема двухвальной ГТУ

В двухвальной ГТУ одна из турбин (Т), обычно турбина высокого давления, вращает компрессор (К), другая является силовой турбиной (СТ) и, поскольку оптимальная частота вращения газовых турбин выше 3000 об/мин, через редуктор (Р) вращает турбогенератор. Турбина и компрессор образуют газогенератор (ГГ). Силовая турбина, редуктор и генератор образуют силовую установку – турбоагрегат (ТА).

Изменением подачи топлива в камеру сгорания (КС) под действием АРС поддерживается заданная частота вращения силовой турбины и генератора при автономной работе, или, при параллельной работе в энергосистеме, регулируется мощность турбины. Частота вращения газогенератора определяется равенством моментов турбины и компрессора, поэтому при регулировании ГТУ изменяются не только температура рабочего тела, но также его давление и расход.

Ротор газогенератора является аккумулятором кинетической энергии, который оказывает существенное влияние на динамику ГТУ. Изменение мощности силовой турбины происходит с запаздыванием, определяемым моментом инерции вращающихся масс газогенератора.

Динамические свойства двухвальной ГТУ воспроизводит структурная модель, представленная на рис. 6.4, которая учитывает зависимость момента силовой турбины от двух основных факторов: расхода топлива и изменения кинетической энергии ротора газогенератора. Запаздывание при изменении подачи и скорости сгорания топлива, учитывается аперiodическим звеном. Газогенератор рассматривается как интегратор, охваченный жесткой отрицательной обратной связью.

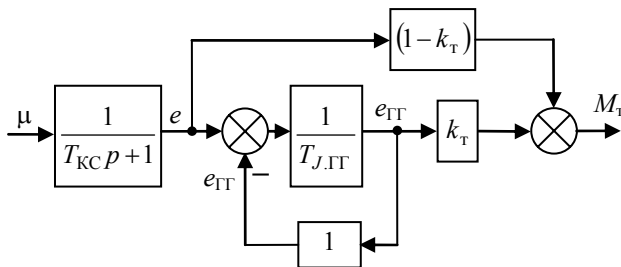


Рис. 6.4. Структурная схема двухвальной ГТУ

В математической модели ГТУ фигурируют следующие величины:
 μ – относительное перемещение регулирующего органа подачи топлива, о.е. (в долях от перемещения при номинальной мощности силовой турбины);

T_{KC} – эквивалентная постоянная времени камеры сгорания, с;

e – эксергия рабочего тела, отнесенная к эксергии при номинальной подаче топлива (номинальной эксергии);

$e_{ГГ}$ – рециркуляция эксергии рабочего тела через газогенератор;

$k_T = \frac{P_{Т.н}}{P_{ст.н}}$ – доля мощности турбины газогенератора по отношению к номинальной мощности силовой турбины, $k_T \approx 0,5 \div 0,6$ [38];

$T_{J.ГГ} = \frac{J_{ГГ} \Omega_{ГГ.н}^2}{P_{Т.н}}$ – инерционная постоянная газогенератора, отнесенная к номинальной мощности его турбины, с;

$P_{Т.н}$ – номинальная мощность турбины газогенератора, МВт;

$P_{ст.н}$ – номинальная мощность силовой турбины, МВт;

$J_{ГГ} = J_T + J_K$ – суммарный момент инерции газогенератора, кг·м²;

$\Omega_{ГГ.н} = \frac{2\pi n_{ГГ.н}}{60}$ – номинальная угловая скорость газогенератора, рад/с;

$n_{ГГ.н}$ – номинальная частота вращения газогенератора, об/мин;

M_T – момент силовой турбины, отнесенный к её номинальному моменту;

Структурной схеме на рис. 6.4 соответствует система дифференциальных уравнений второго порядка. Изменение эксергии рабочего тела при изменении подачи топлива и рециркуляцию эксергии через газогенератор описывают дифференциальные уравнения

$$\frac{de}{dt} = \frac{1}{T_{КС}} (\mu - e). \quad (6.11)$$

$$\frac{de_{ГГ}}{dt} = \frac{1}{T_{J,ГГ}} (e - e_{ГГ}). \quad (6.12)$$

Момент газовой турбины

$$M_T = (1 - k_T)e + k_T e_{ГГ}. \quad (6.13)$$

Для расчета начальных условий должен быть известен момент генератора M_e . Затем определяются

$$M_T = \frac{M_e}{K_{пр}}, \quad e = e_{ГГ} = M_T.$$

§ 6.5. Модель автоматического регулятора скорости

Совместно с объектом регулирования (агрегатом турбина-генератор) АРС образует замкнутую систему автоматического регулирования (САР) по отклонению частоты пропорционального типа. Функциональная схема САР представлена на рис. 6.5, стрелки на схеме показывают направление передачи сигналов между элементами САР.

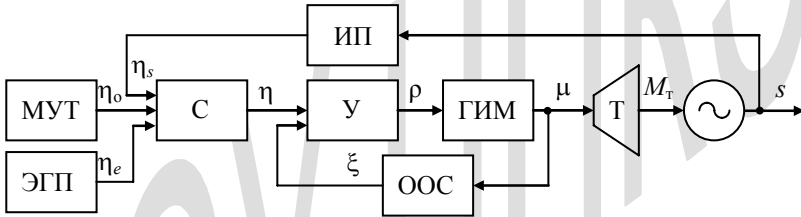


Рис. 6.5. Функциональная схема АРС

На функциональной схеме АРС обозначено:

ИП – измерительный преобразователь или датчик отклонения частоты (выходной величиной может быть перемещение муфты маятника, изменение давления жидкости, напряжения на резонансном контуре, фазы и др.);

МУТ – механизм управления турбиной, задающий элемент, изменяет уставку регулятора по частоте (синонимы: МИЧО – механизм изменения числа оборотов, МИЧВ – механизм изменения частоты вращения, МИСВ – механизм изменения скорости вращения, МИО – механизм изменения оборотов, МИМ – механизм изменения мощности);

ЭГП – вход в систему регулирования от электрогидравлической приставки для экстренного изменения мощности турбины (для паровых турбин);

С – элемент сравнения (сумматор);

У – усилитель (преобразователь, формирователь);

ГИМ – гидравлический исполнительный механизм (сервомотор);

ООС – местная отрицательная обратная связь (жесткая, гибкая, комбинированная, стабилизирует и корректирует параметры элементов, которые она охватывает, а также трансформирует свойства элементов и САР);

Т – паровая, газовая или гидравлическая турбина (объект регулирования);

η_s – сигнал измерительного преобразователя;

η_0 – сигнал механизма управления турбиной;

η_e – дополнительный входной сигнал экстренного изменения мощности турбины;

η – управляющий сигнал;

ρ – усиленный управляющий сигнал;

μ – относительное перемещение регулирующего органа турбины.

По принципу действия, физической природе связей (сигналов) между элементами САР и конструктивному исполнению элементов созданы гидромеханические, гидродинамические и электрогидравлические регуляторы. Функциональные и структурные схемы САР для исследования переходных процессов в энергосистемах не повторяют реальные схемы регуляторов, а являются эквивалентными схемами. За счет выбора структуры эквивалентной схемы и параметров ее элементов обеспечивается необходимая точность модели.

Если выполнено математическое описание функциональных элементов регулятора, то динамические свойства САР определяются только видом полученных уравнений или передаточных функций, а особенности конкретных типов регуляторов проявляются в параметрах этих уравнений.

Уравнения, описывающие поведение элементов регулятора, записывают в безразмерном виде. Сигналы (величины, передаваемые от одного элемента к другому) выражают в относительных единицах. Результирующий коэффициент передачи разомкнутой системы регулирования, определяющий статизм (неравномерность) регулирования частоты, отнесут к одному звену – измерительному преобразователю, полагая коэффициенты передачи остальных звеньев структурной схемы равными единице. Для этого передаточные функции элементов

схемы представляют в виде отношения нормированных полиномов с коэффициентом у младших членов, равным 1.

Структурная схема АРС паровых, газовых и гидравлических турбин представлена на рис. 6.6.

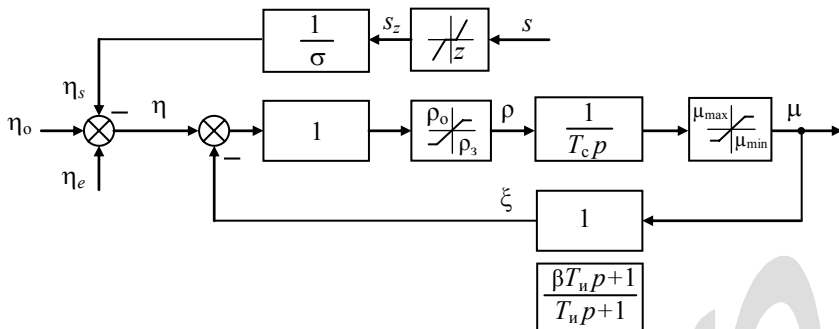


Рис. 6.6. Структурная схема регулятора скорости турбины с жесткой или комбинированной обратной связью

АРС паровой и газовой турбины имеет жесткую ООС, которая охватывает исполнительный и усилительный элементы. АРС гидравлической турбины имеет комбинированную (жесткую и гибкую) отрицательную обратную связь для обеспечения устойчивости регулирования.

Значение постоянной времени сервомотора T_c у регуляторов гидротурбин близко к значению инерционной постоянной T_J гидроагрегата, так как быстроедействие сервомотора выбирают с учетом явления гидравлического удара и ограничения заброса оборотов при резком сбросе нагрузки. Действием гибкой обратной связи обеспечивается устойчивость регулирования при изолированной работе гидроагрегата на нагрузку при наличии в структурной схеме САУ двух интегрирующих элементов с близкими и большими по значению постоянными времени. При параллельной работе гидроагрегата в энергосистеме канал ГОС может быть отключен, чтобы повысить качество первичного регулирования частоты в энергосистеме.

За положительное направление движения элементов регулятора принимается движение на увеличение мощности турбины.

Регуляторы обладают нечувствительностью z (мертвая зона), которая регламентируется техническими условиям и характеризует техническое совершенство регулятора. Нечувствительность регуляторов паровых турбин $z = 0,15$ Гц или 0,3 %, гидротурбин $z = 30$ мГц или 0,06 %. В энергообъединениях Западной Европы к регуляторам скорости предъявляют более высокие требования, нечувствительность регуляторов турбин не должна превышать 10 мГц или 0,02 %.

Нечувствительность учитывается только для канала измерительного преобразователя. Для управляющего сигнала от МУТ и большого управляющего сигнала от ЭГП нечувствительность регулятора не учитывается. Сигнал относительного отклонения частоты $s = \Delta f / f_H$ проходит через нелинейный элемент, который воспроизводит нечувствительность регулятора. Предполагается симметричная нечувствительность при движении элементов регулятора на увеличение и на уменьшение мощности турбины при изменении частоты (скольжения):

$$\begin{aligned} &\text{если } s > \frac{z}{2}, \text{ то } s_z = s - \frac{z}{2}, \\ &\text{иначе, если } s < -\frac{z}{2}, \text{ то } s_z = s + \frac{z}{2}, \text{ иначе } s_z = 0. \end{aligned} \quad (6.14)$$

Если регулятор является эквивалентным и замещает группу машин, его результирующая нечувствительность тем меньше, чем больше машин замещает эквивалентный агрегат. Для крупных эквивалентных генерирующих агрегатов нечувствительность следует полагать равной нулю.

Сигнал измерительного преобразователя

$$\eta_s = \frac{s_z}{\sigma}, \quad (6.15)$$

где σ – статизм (неравномерность) регулятора, является величиной, обратной результирующему коэффициенту передачи разомкнутой системы регулирования, значение статизма регуляторов турбин выбирают в пределах 3÷7 %, номинальное значение статизма регуляторов паровых турбин 4,75 %.

Управляющий сигнал формирует сумматор

$$\eta = \eta_0 + \eta_e - \eta_s, \quad (6.16)$$

На вход усилителя поступает управляющий сигнал за вычетом сигнала жесткой отрицательной обратной связи ξ . Необходимое усиление результирующего сигнала обеспечивается промежуточными усилителями и золотником сервомотора. Они создают небольшое запаздывание в прохождении сигнала, которое не учитывается, поэтому усилитель-преобразователь результирующего сигнала представлен безынерционным звеном с передаточным коэффициентом, равным 1. Для паровых турбин при импульсной разгрузке через дополнительный вход ЭГП усилитель можно представить аperiodическим звеном. Выходной величиной усилителя-преобразователя является относительное открытие окон золотника

$$\rho = \eta - \xi, \quad (6.17)$$

$$\rho_3 \leq \rho \leq \rho_0,$$

где ρ_0 – предельное открытие окон золотника в сторону увеличения мощности турбины, ρ_3 – предельное открытие окон золотника в сторону уменьшения мощности турбины.

В установившемся режиме $\rho = 0$, этот сигнал воздействует на сервомотор только в переходном режиме при изменении мощности турбины. Сервомотор представлен интегрирующим звеном с постоянной времени T_c . Выходной величиной сервомотора является относительное перемещение регулирующего органа турбины μ . Уравнение движения сервомотора регулирующего органа

$$\frac{d\mu}{dt} = \frac{\rho}{T_c}, \quad (6.18)$$

$$\mu_{\min} \leq \mu \leq \mu_{\max},$$

где μ_{\min} , μ_{\max} – упоры в ходе сервомотора, соответствующие минимальной и максимальной мощности турбины,

$$\mu_{\max} = \frac{P_{T \max}}{P_{T.н}}, \quad \mu_{\min} = \frac{P_{T \min}}{P_{T.н}},$$

где $P_{T.н}$, $P_{T \max}$, $P_{T \min}$ – номинальная, максимальная и минимальная мощности турбины.

Жесткая обратная связь описывается алгебраическим уравнением

$$\xi = \mu, \quad (6.19)$$

комбинированная обратная связь – дифференциальным уравнением

$$\frac{d\xi}{dt} = \beta \frac{d\mu}{dt} + \frac{1}{T_i} (\mu - \xi), \quad (6.20)$$

где T_i – постоянная времени канала гибкой обратной связи (изодрома), β – коэффициент передачи канала гибкой обратной связи.

В качестве единицы измерения входных и управляющего сигналов, а также открытия окон золотника используется специальная относительная единица – одна неравномерность (1 нв), связанная с постоянной времени сервомотора и номинальной мощностью турбины. Эта единица определяется следующим образом. Пусть в энергосистеме, где работает агрегат, произошло относительное понижение частоты на одну неравномерность регулятора $s = -\sigma$. Тогда при нулевой нечувствительности регулятора $\eta_s = -1$ нв. Если перед таким изменением частоты турбина была разгружена до нуля ($\mu = 0$), то при отключенном канале ООС под действием управляющего сигнала

$\eta = 0 - \eta_s = 1$ нв, при относительном открытии окон золотника $\rho = 1$ нв (открытие на одну неравномерность) турбина должна принять номинальную нагрузку ($\mu = 1$). При отключенной ООС и движении сервомотора с постоянной скоростью полное перемещение сервомотора от 0 до 1 произойдет за время T_c , которое называют постоянной времени сервомотора или временем сервомотора. И, наоборот, при $s = \sigma$, $\eta = -\eta_s = -1$ нв, $\rho = -1$ нв разгрузка турбины от номинальной мощности до нуля при перемещении сервомотора с постоянной скоростью произойдет за время T_c .

Предельное открытие окон золотника на увеличение и уменьшение мощности турбины определяет характер движения сервомотора при различном уровне управляющего сигнала и в действительности меньше 1 нв. При малых управляющих сигналах ($\eta < \rho_0$ или $-\eta > \rho_3$) происходит экспоненциальное изменение выходной величины. При больших сигналах, обеспечивающих выключение ООС, сервомотор движется с постоянной скоростью, которая определяется постоянной времени сервомотора.

Для паровых турбин постоянная времени сервомотора T_c и собственное время сервомотора (время перемещения его поршня от верхнего до нижнего упора при полном действительно возможном открытии окон золотника) $T_{\text{соб}}$ связаны между собой следующим соотношением [25]:

$$T_c = \frac{T_{\text{соб}} \rho_3}{\mu_{\text{max}} - \mu_{\text{min}}}.$$

Поскольку $T_{\text{соб}}$ обычно неизвестно, принимается допущение, что $T_c \approx T_{\text{соб}}$ [25]. Тогда ограничения открытия окон золотника на уменьшение и увеличение мощности турбины

$$\rho_3 = \mu_{\text{c max}} - \mu_{\text{c min}}, \quad \rho_0 \cong 0,3 \rho_3.$$

Для гидротурбин ограничивается скорость изменения мощности не только при наборе, но и при сбросе нагрузки, поэтому

$$\rho_3 \cong \rho_0.$$

При выдаче команды на изменение активной мощности агрегата изменяется уставка АРС. Новому значению мощности агрегата P в установившемся режиме при номинальной частоте соответствует момент турбины $M_T = \frac{P}{S_{\text{г.н}} K_{\text{пр}}}$, следовательно,

$$\eta_0 = \frac{P}{S_{г.н} K_{пр}}. \quad (6.21)$$

Для расчета начальных условий регулятора скорости необходимо знать момент турбины и частоту, при которой был сбалансирован исходный установившийся режим, тогда известны

$$\mu = M_T = \frac{M_e}{K_{пр}}, \quad \eta_s = \frac{s_z}{\sigma}.$$

Начальные значения остальных сигналов регулятора равны

$$\rho = 0, \quad \eta = \xi = \mu, \quad \eta_0 = \eta + \eta_s.$$

Эти соотношения можно записать непосредственно по структурной схеме, рис. 6.6, или получить по уравнениям АРС, в которых следует положить производные сигналов по времени равными нулю.

§ 6.6. Моделирование систем возбуждения

Регулирование возбуждения генераторов оказывает существенное влияние на переходные процессы в энергосистеме при малых и больших возмущениях, поэтому необходимо адекватное моделирование систем автоматического регулирования возбуждения (САРВ).

В энергосистемах работают САРВ различных типов [39]: независимые системы возбуждения косвенного действия, которые регулируют возбуждение генератора, воздействуя на возбуждение возбудителя (электромашинные, бесщеточные, высокочастотные диодные без компаундирования и с компаундированием, обычного исполнения и модернизированные) и тиристорные системы независимого и самовозбуждения прямого действия, регулирующие непосредственно ток возбуждения генератора.

Электромашинные и высокочастотные системы возбуждения морально и физически устарели и постепенно модернизируются или заменяются. Традиционные регуляторы типа корректора напряжения с компаундированием постепенно заменяются цифровыми регуляторами сильного действия с пропорционально-интегрально-дифференциальным законом регулирования, который позволяет повысить точность регулирования и одновременно обеспечивает более высокий уровень колебательной устойчивости генераторов. Проводятся исследования по созданию адаптивных к условиям работы генератора САРВ.

Создание единой универсальной модели возбуждения, охватывающей индивидуальные особенности эксплуатируемых САРВ, оказывается непродуктивным. Либо модель получается громоздкой и избы-

точной, поэтому ее настройка на требуемый тип возбуждения является неудобной и сложной, либо модель не позволяет учесть существенные особенности конкретной моделируемой системы. Модернизация модели при появлении в эксплуатации новых систем затруднена и требует переписывания отлаженного кода программы. Поэтому целесообразно создать модель САРВ в виде набора моделей, каждая из которых позволяет наиболее просто, но с необходимой точностью, моделировать определенную группу систем возбуждения с близкими характеристиками.

Набор моделей должен обеспечить воспроизведение основных характеристик эксплуатируемых САРВ, влияющих на качество электромеханических переходных процессов. К ним можно отнести ограничения минимального и максимального возбуждения, режимные ограничения возбуждения, скорость изменения возбуждения, форсировку возбуждения, демпфирование качаний и стабилизацию собственного и группового движения, зависимость возбуждения от режима сети и частоты вращения ротора генератора. При появлении новых систем, имеющих существенные отличия от эксплуатируемых систем, набор моделей расширяется без переделки существующих моделей.

При создании набора моделей рационально рассматривать САРВ генератора как структуру, состоящую из источника энергии возбуждения, включая систему управления источником (система возбуждения), и автоматического регулятора возбуждения, рис. 6.1. Такое разделение в большинстве случаев соответствует и аппаратному делению САРВ на компоненты [39]. Имея необходимый набор моделей для систем возбуждения и АРВ, можно сформировать модель САРВ, связывая в допустимых сочетаниях модели ее структурных элементов. Это придает гибкость модели САРВ и упрощает, при необходимости, ее расширение. Далее рассмотрены примеры моделей основных типов систем возбуждения и АРВ.

Структурная схема электромашинной, высокочастотной обычного исполнения и тиристорной систем возбуждения представлена на рис. 6.7. На вход схемы поступает сигнал АРВ E_{aer} , выходным сигналом является напряжение возбуждения E_f . Значение постоянной времени апериодического звена T_b , которое учитывает запаздывание в системе возбуждения, определяется типом системы. Для электромашинной и высокочастотной систем возбуждения значение T_b составляет десятые доли секунды, для тиристорных систем $T_b = 0,02 \div 0,04$ с.

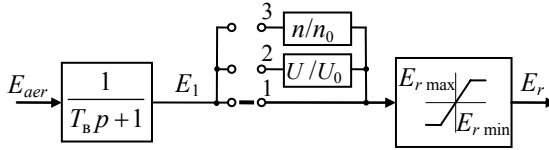


Рис. 6.7. Структурная модель электромашинной, высокочастотной обычного исполнения и тиристорной систем возбуждения

При самовозбуждении без последовательного трансформатора напряжение возбуждения зависит от напряжения генератора, в этом случае в структурной схеме работает второй канал прохождения сигнала E_1 . У высокочастотной системы возбуждения с диодным выпрямителем напряжение возбуждения зависит от частоты вращения возбудителя, поэтому сигнал E_1 проходит через третий канал.

Выход системы возбуждения ограничен максимальным значением напряжения возбуждения $E_{r \max}$ при форсировке и минимальным значением $E_{r \min}$, зависящим от режима работы системы возбуждения и генератора. При самовозбуждении без последовательных трансформаторов верхнее ограничение также зависит от напряжения генератора

$$E_{r \max} = E_{r \max \text{ н}} \frac{U_r}{U_{г.н}}$$

По структурной схеме на рис. 6.7 можно записать следующие уравнения

$$\frac{dE_1}{dt} = \frac{1}{T_B} (E_{aer} - E_1), \quad (6.22)$$

$$E_{r \min} \leq E_r \leq E_{r \max}$$

При независимом возбуждении $E_r = E_1$, при самовозбуждении без последовательных трансформаторов

$$E_r = E_1 \frac{U}{U_0},$$

где U – текущее напряжение генератора, U_0 – напряжение генератора в исходном режиме. При наличии диодного выпрямителя

$$E_r = E_1 \frac{n}{n_0},$$

где n – текущая частота вращения генератора, n_0 – частота вращения в исходном режиме.

Начальное условие

$$E_1 = E_r = E_q .$$

Для электромашинной системы возбуждения необходимо учесть, что при релейной форсировке постоянная времени возбудителя T_b уменьшается, а при гашении поля генератора и возбудителя увеличивается.

Для характеристики форсировочной способности систем возбуждения используют кратности возбуждения по напряжению K_{fU} и по току K_{fI} ротора. Максимальное напряжение возбуждения $E_{r \max}$ определяется кратностью форсировки по напряжению

$$E_{r \max} = K_{fU} E_{qH} .$$

Кратность форсировки по току определяется как отношение максимального значения тока ротора в режиме форсировки к номинальному току возбуждения. Как правило, максимальное значение тока ротора равно двукратному номинальному току возбуждения.

Кратность форсировки по напряжению может быть больше кратности форсировки по току для увеличения быстродействия, однако в этом случае система возбуждения должна иметь блок ограничения тока ротора. В случае, если для повышения скорости нарастания напряжения возбуждения $K_{fU} > K_{fI}$, то при достижении в режиме форсировки максимального значения тока ротора $K_{fI} E_{qH}$ дальнейшее увеличение E_r прекращается. По истечении допустимой длительности форсировки возбуждения, определяемой в основном эффективностью системы охлаждения ротора машины, форсировка прекращается.

Ограничение минимального напряжения возбуждения в рабочих режимах определяется рабочей диаграммой генератора,

$$E_{r \min} = E_{q \min} ,$$

а в режиме гашения поля – способом гашения поля.

Модель системы возбуждения должна обеспечивать воспроизведение различных режимов ее работы [40]. При отключении от возбудителя после гашения поля обмотка возбуждения шунтируется активным сопротивлением, значение которого в несколько раз больше сопротивления обмотки возбуждения $R_{ш} = (2,5 \div 10) R_{об}$. При шунтировании уменьшается постоянная времени контура возбуждения генератора

$$T_{d0ш} = \frac{T_{d0}}{1 + K_{rш}} , \text{ где } K_{rш} = \frac{R_{ш}}{R_{об}} .$$

При подаче возбуждения выход возбудителя подключается к обмотке возбуждения, шунтирующее активное сопротивление отключается, постоянная времени контура возбуждения становится равной T_{d0} , напряжение с выхода возбудителя прикладывается к обмотке возбуждения.

Гашение поля генераторов осуществляется замыканием обмотки возбуждения на активное сопротивление (генераторы небольшой мощности), гашением поля возбудителя. Обычно это дополнительные способы, резервирующие основной способ гашения поля отключением автомата гашения поля (АГП). При разрыве цепи возбуждения в АГП возникает электрическая дуга, которая электромагнитным дутьем затягивается в дугогасительную решетку АГП, где разбивается на большое количество коротких дуг, на каждой из которых падение напряжения составляет 25-30 В при изменении тока на несколько порядков. Напряжения на дугогасительной решетке АГП больше напряжений возбуждения, что эквивалентно включению в контур возбуждения постоянного напряжения противоположной полярности. Причем значение этого напряжения должно быть больше напряжения, приложенного к обмотке возбуждения в режиме форсировки возбуждения, т. к. команда на гашение может прийти в процессе форсировки.

В тиристорных системах независимого возбуждения применяется перевод преобразователя в инверторный режим, при этом в контур возбуждения включается источник напряжения противоположной полярности. В схемах с основной и форсировочной группами тиристоров в инверторный режим переводится форсировочная группа, что увеличивает значение отрицательного напряжения, прикладываемого к обмотке возбуждения, и повышает скорость гашения поля.

В типовой схеме независимого тиристорного возбуждения в цепи обмотки возбуждения генератора АГП нет. При гашении поля основного генератора инвертированием примерно через 2 секунды выдается команда на гашение поля возбудителя отключением обмотки возбуждения возбудителя от его собственного преобразователя и/или инвертированием этого преобразователя, что ускоряет гашение поля основного генератора. Однако нередко в цепи возбуждения генератора тоже устанавливают АГП, который предназначен для резервирования гашения поля инвертированием. Тогда в процессе гашения поля вначале инвертируется преобразователь, затем примерно через 0,3 с отключается АГП и через 0,4 с гасится поле возбуждения возбудителя [40]. При этом АГП выполняет функцию первой ступени резервирования, а гашение поля возбудителя – второй.

В тиристорных системах самовозбуждения основным способом гашения поля является АГП, а перевод преобразователя в инверторный режим является дополнительным способом, резервирующим АГП. При внутренних коротких замыканиях в генераторе напряжение питания преобразователя резко уменьшается и соответственно уменьшается скорость гашения, поэтому инвертирование не может служить основным способом гашения поля, т. к. при внутреннем повреждении в генераторе и малой скорости гашения поля объем повреждения генератора возрастает.

Процессы гашения поля возбуждения генератора при помощи АГП, переводом тиристорного преобразователя в инверторный режим, гашением поля возбудителя и двух-, трехступенчатое гашение с резервированием можно моделировать вводом в контур возбуждения отрицательного напряжения, значение которого определяется кратностью напряжения гашения поля $K_{fb} < 0$ по отношению к номинальному напряжению возбуждения. В режиме гашения

$$E_{r \min} = K_{fb} E_{qn}.$$

Кратность напряжения гашения K_{fb} подбирается таким образом, чтобы получить требуемое время гашения поля, которое для различных способов гашения поля и для генераторов с различной демпферной системой известно.

В модернизированной бесщеточной диодной системе возбуждения увеличение скорости нарастания напряжения возбуждения до $7 \div 10$ е.в.н./с достигнуто за счет ввода в АРВ жесткой отрицательной обратной связи по напряжению возбуждения главного генератора и повышения до пятикратной форсировки возбуждения возбудителя. Особенности этой САРВ являются также зависимость напряжения возбуждения от частоты вращения и односторонняя проводимость контура возбуждения. Ток контура возбуждения i_r , и связанная с ним ЭДС $E_q = \omega_s M_{ad} i_r$ при сильных возмущениях могут быть знакопеременными, диодный выпрямитель срезает отрицательную полуволну тока контура возбуждения.

Полная модель бесщеточной системы возбуждения включает в себя модель возбудителя по уравнениям Парка-Горева и учитывает изменение угла коммутации вентилей в переходных режимах генератора, поэтому является весьма громоздкой. В [36] предложена эквивалентная, но достаточно точная модель, что подтверждается сопоставлением экспериментальных и расчетных частотных характеристик для реальной системы и ее модели, и дана методика расчета ее параметров.

Эта модель пригодна для расчетов электромеханических переходных процессов в энергосистемах, ее структурная схема представлена на рис. 6.8.

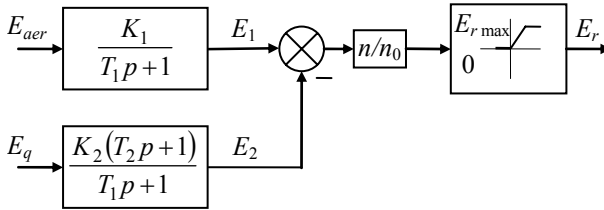


Рис. 6.8. Структурная модель бесщеточной и модернизированной высокочастотной системы возбуждения

В качестве значений по умолчанию можно использовать следующие значения параметров структурной схемы: $T_1 = 1,1$ с, $T_2 = 0,1$ с, $K_1 = 2,8$ е.в.н./е.в.возб.н., $K_2 = 1,8$ е.в.н./е.н.с. При моделировании конкретной системы возбуждения эти параметры можно уточнить по методике [36].

По структурной схеме можно составить следующую систему уравнений, описывающую бесщеточную систему возбуждения

$$\frac{dE_1}{dt} = \frac{1}{T_1} (K_1 E_{aer} - E_1), \quad (6.23)$$

$$\frac{dE_2}{dt} = \frac{1}{T_1} \left(K_2 T_2 \frac{dE_q}{dt} + E_q - E_2 \right), \quad (6.24)$$

$$E_r = (E_1 - E_2) \frac{n}{n_0}, \quad (6.25)$$

$$0 \leq E_r \leq E_{r \max}.$$

Зависимость напряжения возбуждения от частоты вращения возбудителя учитывается в формуле (6.25), где n – текущая частота вращения, n_0 – частота вращения в исходном режиме (при определении начальных условий). В уравнении (6.24) ЭДС E_q , индуцируемую в

статоре, и скорость ее изменения $\frac{dE_q}{dt}$ дает модель генератора.

Форсировка возбуждения генератора осуществляется форсировкой возбуждения возбудителя, поэтому значение $E_{r \max}$ определяется допустимой кратностью возбуждения по току ротора. Гашение поля генератора производится за счет гашения поля возбудителя. Поле воз-

будителя гасится инвертированием тиристорного преобразователя и/или при помощи АГП, поэтому минимальное напряжение возбуждения $E_{r \min} = 0$. Обмотка возбуждения генератора, замкнутая на выпрямитель, имеет одностороннюю проводимость, поэтому вводится ограничение $E_q \geq 0$.

В модернизированной высокочастотной САРВ без компаундирования используется АРВ сильного действия, исключены последовательная обмотка возбуждения возбудителя и подвозбудитель, обмотка возбуждения возбудителя питается от тиристорного преобразователя, подключенного к сети собственных нужд станции. При отсутствии силового компаундирования для моделирования высокочастотной системы возбуждения пригодна модель, предложенная для бесщеточной системы возбуждения, рис. 6.8, где в качестве значений по умолчанию можно использовать $T_1 = 0,74$ с, $T_2 = 0,3$ с, $K_1 = 1,8$ е.в.н./е.в.возб.н., $K_2 = 0,8$ е.в.н./е.н.с. Методика расчета параметров такая же, как для бесщеточного возбуждения [36].

В модернизированной высокочастотной системе возбуждения с компаундированием ток ротора генератора складывается из токов двух диодных мостов, питаемых от возбудителя и от трансформатора силового компаундирования. Структурная схема для моделирования такой САРВ, рис. 6.9, и методика расчета параметров схемы предложены в [36].

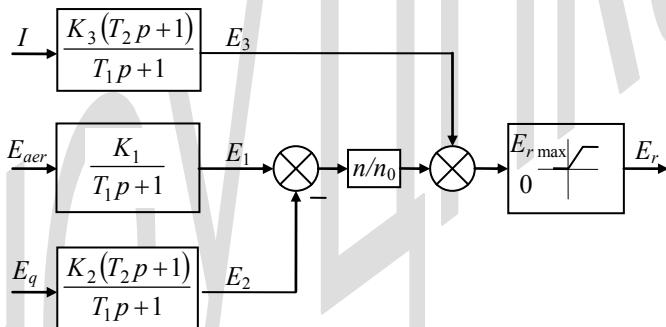


Рис. 6.9. Структурная модель модернизированной высокочастотной системы возбуждения с компаундированием

Канал компаундирования создает положительную обратную связь по току статора генератора. Отрицательная обратная связь по напряжению возбуждения учитывается в модели АРВ.

Математическое описание автоматических регуляторов возбуждения рассмотрим на примерах простого регулятора напряжения с релейной форсировкой и регулятора сильного действия. Структурная схема АРВ с каналами по отклонению напряжения и форсировки представлена на рис. 6.10.

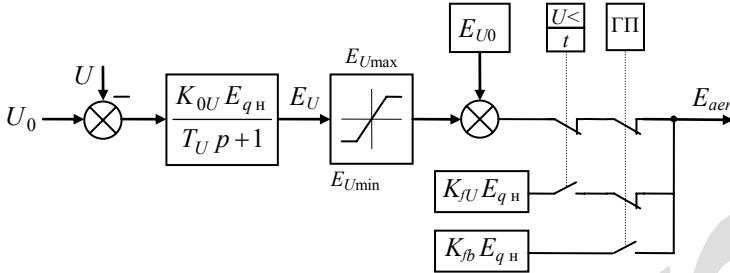


Рис. 6.10. Структурная схема регулятора напряжения с релейной форсировкой возбуждения

Выходной сигнал АРВ формируется как сумма сигнала канала напряжения E_U и начального возбуждения E_{U0}

$$E_{aer} = E_U + E_{U0}.$$

Уравнение канала напряжения

$$\frac{dE_U}{dt} = \frac{1}{T_U} (K_{0U} E_{qn} (U_0 - U) - E_U), \quad (6.26)$$

$$E_{Umin} \leq E_U \leq E_{Umax},$$

где K_{0U} – коэффициент передачи канала напряжения, е.в.н./е.н.с.

Если напряжение генератора становится меньше уставки срабатывания форсировки, с небольшой выдержкой времени включается форсировка возбуждения ($U <$), при этом $E_{aer} = K_{fU} E_{qn}$. Если форсировка работает и напряжение становится больше напряжения возврата или длительность форсировки превышает допустимую, то форсировка возбуждения отключается, работает канал регулирования напряжения.

Команда на гашение поля подавляет регулирование напряжения и форсировку, при этом $E_{aer} = K_{fb} E_{qn}$.

Начальное значение выхода канала по отклонению напряжения E_U и уставка регулятора U_0 определяются по напряжению в узле включения генератора в исходном режиме при условии, что

$$E_{aer} = E_r = E_q, \quad E_{U0} = E_{q_{x.x}} = 1,0,$$

тогда

$$E_U = E_q - E_{U0},$$
$$U_0 = \frac{E_U}{K_{0U} E_{qn}} + U.$$

Верхнее ограничение канала напряжения определяется максимальным возбуждением генератора в рабочих режимах. Предположив, что система охлаждения ротора генератора допускает длительное превышение тока ротора на 5 % больше номинального, можно записать

$$E_{U \max} = 1,05 E_{qn} - E_{U0}.$$

Минимальное возбуждение генератора $E_{q \min}$ известно, оно определяется нагревом машины или условием обеспечения статической устойчивости генератора, тогда нижнее ограничение выхода канала по отклонению напряжения

$$E_{U \min} = E_{q \min} - E_{U0}.$$

Существует несколько типов аналоговых и цифровых АРВ сильного действия. В [36] подробно описан регулятор типа АРВ-СДП1, которым оснащено большое количество САРВ генераторов мощностью 63 МВт и выше, и его математическая модель. Моделирование регуляторов сильного действия рассмотрим на примере современного микропроцессорного АРВ типа АРВ-М [41]. Структурная схема регулятора представлена на рис. 6.11.

Основным режимом работы АРВ-М является регулирование напряжения на шинах станции с заданным статизмом (1÷5 %) по реактивному току генератора. Реализован пропорционально-интегрально-дифференциальный закон регулирования напряжения, обеспечивающий в статическом режиме поддержание напряжения в точке регулирования, практически равным уставке. Автоматическое уменьшение коэффициента передачи канала напряжения в диапазоне частот электромеханических колебаний способствует улучшению демпфирования качаний ротора.

Предусмотрены компенсация падения напряжения на блочном трансформаторе, если регулируется напряжение на повышенном напряжении, и снижение уставки по напряжению пропорционально уменьшению частоты напряжения во избежание перегрева генератора и блочного трансформатора при длительной работе с пониженной частотой (V/Hz ограничение).

Для повышения пределов статической и динамической устойчивости, улучшения демпфирования качаний ротора применяется системный стабилизатор. Для формирования его сигнала используются изменение и производная частоты напряжения генератора, стабилиза-

ция внутригруппового движения осуществляется по производной тока ротора. Производные формируются цифровыми дифференциаторами с задержками τ_i .

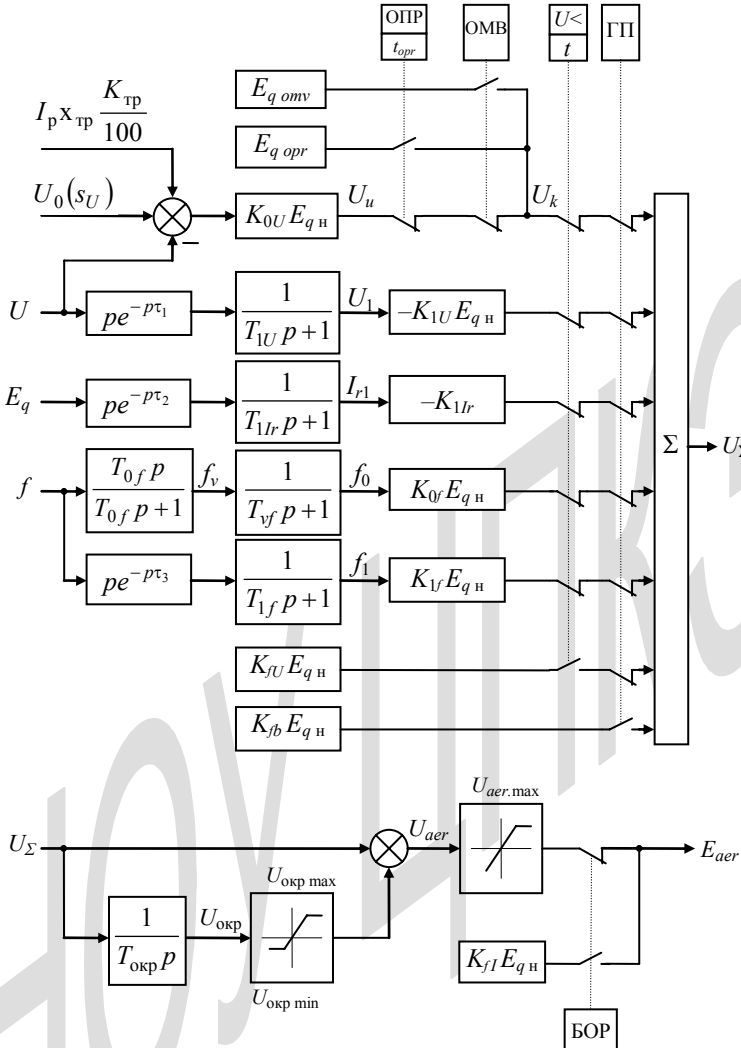


Рис. 6.11. Структурная модель цифрового регулятора возбуждения сильного действия типа АРВ-М

В АРВ-М реализованы традиционные для регуляторов сильного действия функции ограничения режимных параметров. В структурной модели учтены ограничение перегрузки по току ротора (ОПР) с выдержкой времени, зависящей от кратности перегрузки, ограничение минимального возбуждения (ОМВ). Могут быть заданы три характеристики ОМВ: при $U \leq 0,9$, $U = 1,0$ и при $U \geq 1,1$. Характеристики ограничения перегрузки и минимального возбуждения аппроксимируются кусочно-линейными функциями. При расчете уставки ОМВ учитываются заданные характеристики. При возникновении режима ограничения вместо канала регулирования по напряжению генератора в работу вступает канал пропорционально-интегрального регулирования ограничиваемого параметра относительно уставки ограничителя. В установившемся режиме ограничиваемый параметр равен уставке. Вывод ограничителя из работы производится, когда выход канала напряжения начинает действовать в сторону, противоположную действию ограничителя.

Форсировка возбуждения ($U <$) срабатывает при снижении напряжения генератора ниже напряжения ввода форсировки. В режиме форсировки ограничивается максимальный ток ротора (БОР). При гашении поля (ГП) вместо каналов регулирования, ограничения и форсировки вступает в работу канал гашения, амплитуда сигнала гашения определяется способом гашения поля.

Рассмотренной структурной схеме и режимам работы АРВ-М соответствует следующая математическая модель регулятора. Сигнал канала напряжения при отклонении напряжения генератора от заданной уставки дает уравнение

$$U_u = K_{0U} E_{q_n} \left(U_0 \left(1 + \frac{\alpha}{100} s_U f_n \right) + I_p x_{тр} \frac{K_{тр}}{100} - U \right), \quad (6.27)$$

где K_{0U} – коэффициент передачи канала напряжения, е.в.н./е.н.с.,

E_{q_n} – номинальная ЭДС возбуждения, е.н.с./е.в.н.,

U_0 – уставка напряжения, е.н.с.,

α – коэффициент, учитывающий зависимость уставки напряжения от частоты, % на 1 Гц отклонения частоты от номинальной f_n ,

I_p – реактивная составляющая тока генератора, н.о.е.,

$x_{тр}$ – сопротивление трансформатора, приведенное к номинальным мощности и напряжению генератора, н.о.е.,

$K_{тр}$ – доля сопротивления блочного трансформатора, компенсируемая в АРВ, %.

Максимально возможное значение $K_{0U} = 200$ е.в.н./е.н.с. При возникновении электромеханических колебаний ротора коэффициент передачи автоматически снижается. При частоте колебаний от 0,5 до 6 Гц коэффициент передачи канала напряжения не превышает $15 \div 10$ е.в.н./е.н.с.

Сигнал канала производной напряжения при изменении напряжения генератора

$$\frac{dU_1}{dt} = \frac{1}{T_{1U}} \left(\frac{dU}{dt} - U_1 \right), \quad (6.28)$$

где $\frac{dU}{dt} = \frac{U_t - U_{(t-t_h)}}{t_h}$.

Ограничение перегрузки ротора (ОПР) срабатывает, если $E_q > E_{q\text{opr}}$ в течение времени t_{opr} , а канал напряжения стремится увеличить возбуждение ($U_u > 0$), при этом $U_k = E_{q\text{opr}}$. После срабатывания ОПР при смене знака сигнала $U_u \leq 0$ ограничение перегрузки прекращается и включается канал регулирования напряжения.

Ограничение минимального возбуждения (ОМВ) наступает, если $E_q < E_{q\text{omv}}$ и сигнал канала напряжения $U_u < 0$, при этом $U_k = E_{q\text{omv}}$. После срабатывания ОМВ при последующей смене знака сигнала $U_u \geq 0$ ограничение минимального возбуждения прекращается и вступает в работу канал регулирования напряжения.

Сигнал канала производной тока ротора можно описать следующим дифференциальным уравнением

$$\frac{dI_{r1}}{dt} = \frac{1}{T_{1Ir}} \left(\frac{dE_q}{dt} - I_{r1} \right), \quad (6.29)$$

где производную синхронной ЭДС, численно равную производной тока ротора, дает уравнение обмотки возбуждения генератора.

Канал изменения частоты описывается уравнениями

$$\frac{df_v}{dt} = \frac{df}{dt} - \frac{f_v}{T_{0f}}, \quad (6.30)$$

$$\frac{df_0}{dt} = \frac{1}{T_{vf}} (f_v - f_0). \quad (6.31)$$

Уравнения канала производной частоты можно записать в виде

$$\frac{df_1}{dt} = \frac{1}{T_{1f}} \left(\frac{df}{dt} - f_1 \right), \quad (6.32)$$

$$f = f_U = (1 + s_U) f_H, \\ \frac{df}{dt} = \frac{df_U}{dt} = \frac{ds_U}{dt} f_H. \quad (6.33)$$

Чтобы исключить резкие броски производной частоты при к.з. в узле включения генератора или близких к.з., скольжение вектора напряжения s_U в узле включения генератора целесообразно определить через непрерывно изменяющееся скольжение ротора генератора и первую производную угла ($E_q \wedge U$) между векторами ЭДС возбуждения (синхронной ЭДС) и напряжения узла:

$$\frac{d\delta_{(E_q \wedge U)}}{dt} = \frac{(\delta_{E_q} - \delta_U)_t - (\delta_{E_q} - \delta_U)_{(t-t_h)}}{t_h}, \\ s_U = s - \frac{1}{\omega_s} \frac{d\delta_{(E_q \wedge U)}}{dt}, \quad (6.34)$$

$$\frac{ds_U}{dt} = \frac{s_{Ut} - s_{U(t-t_h)}}{t_h}. \quad (6.35)$$

Главный сумматор формирует результирующий сигнал управления $U_\Sigma = U_k + (-K_{1U}U_1 + K_{0f}f_0 + K_{1f}f_1)E_{qH} - K_{1Ir}I_{1r}$, (6.36)

где K_{1U} – коэффициент передачи канала производной напряжения, е.в.н./е.н.с./с,
 K_{0f} – коэффициент передачи канала изменения частоты, е.в.н./Гц,
 K_{1f} – коэффициент передачи канала производной частоты, е.в.н./Гц/с,
 K_{1Ir} – коэффициент передачи канала производной тока ротора, е.в.н./е.в.н./с.

Результирующий сигнал управления подается на интегратор

$$\frac{dU_{\text{окр}}}{dt} = \frac{U_\Sigma}{T_{\text{окр}}}, \quad (6.37)$$

$$U_{\text{окр min}} \leq U_{\text{окр}} \leq U_{\text{окр max}},$$

$$U_{\text{окр min}} = 0,2E_{qH}, \quad U_{\text{окр max}} = 1,2E_{qH}$$

и выходной сумматор

$$U_{aer} = U_\Sigma + U_{\text{окр}}, \quad (6.38)$$

$$U_{aer} \leq U_{aer \text{ max}},$$

$$U_{aer \text{ max}} = K_{fU}E_{qH}.$$

Форсировка возбуждения ($U <$) срабатывает, если напряжение снижается ниже уставки срабатывания форсировки, тогда $U_{\Sigma} = K_{fU} E_{qH}$. Если в этом режиме напряжение становится больше напряжения возврата или длительность форсировки превышает допустимую, то форсировка прекращается, U_{Σ} определяется по формуле (6.36).

Ограничение максимального тока ротора в режиме форсировки наступает, если ток ротора превышает максимально допустимое значение, тогда $E_{aer} = K_{fI} E_{qH}$. Если $E_{aer} \leq K_{fI} E_{qH}$, то $E_{aer} = U_{aer}$.

При поступлении команды на гашение поля (ГП) $U_{\Sigma} = K_{fb} E_{qH}$. Кратность напряжения гашения K_{fb} подбирается таким образом, чтобы получить требуемое время гашения поля генератора.

Определение начальных условий не вызывает затруднений. Возбуждение постоянно в случае, если выходы каналов АРВ равны нулю, следовательно,

$$\begin{aligned}U_u = U_k = U_{\Sigma} &= 0, \\U_1 = I_{r1} = f_0 = f_1 &= 0, \\U_{окр} = U_{aer} = E_{aer} &= E_q.\end{aligned}$$

Значение уставки канала по отклонению напряжения в исходном режиме определяется из уравнения (6.27)

$$U_0 = \frac{U - I_p x_{тр} \frac{K_{тр}}{100}}{1 + \frac{\alpha}{100} s_U f_H}.$$

Цифровой регулятор возбуждения типа АРВ-М может работать с бесщеточной системой возбуждения и с модернизированной высокочастотной системой возбуждения с компаундированием. При сочетании АРВ-М с этими системами возбуждения в его аппаратную часть и в микропрограмму добавляется канал жесткой отрицательной обратной связи по напряжению ротора. Для такой САРВ в модели регулятора, рис. 6.11, к главному сумматору необходимо подключить канал обратной связи и добавить его сигнал в уравнение (6.36). Передаточная функция канала жесткой отрицательной обратной связи соответствует апериодическому (инерционному) звену первого или второго порядка.