

ГЛАВА 7

Аварийная разгрузка электрических станций

7.1. Назначение разгрузки

Аварийная разгрузка генератора (АРГ) или станции (АРС) наряду с системами аварийного отключения нагрузки (САОН) является основным средством сохранения устойчивости параллельной работы энергосистем и крупных станций.

Аварийная разгрузка осуществляется отключением генераторов в результате экстренного воздействия на систему регулирования паровой турбины путем уменьшения впуска пара. Гидротурбины не участвуют в экстренном изменении мощности в связи с большими инерционными массами и большими постоянными времени переходных процессов с одной стороны, а с другой из-за возможности возникновения гидроударов в водоводах.

При синхронной работе генератора в энергосистеме (рис. 7.1, а) существует баланс мощностей – турбины (P_m) и генератора (P_e), при этом генератор работает с постоянным углом δ .

В аварийной ситуации этот баланс нарушается. Мощность турбины может быть больше или меньше мощности генератора. Избыточная (дефицитная) мощность турбины идет на ускорение (торможение) ротора агрегата. Частота вращения при этом не равна синхронной, и положение ротора меняется (изменяется угол δ).

Уравнение движения ротора может быть записано так

$$T_j p^2 \delta + k_{ac} p \delta + k_c \delta = P_m, \quad (7.1)$$

где $T_j p^2 \delta$ – мощность агрегата, идущая на ускорение (торможение),

$k_{ac} p \delta$ – асинхронная мощность генератора,

$k_c \delta$ – синхронная мощность генератора.

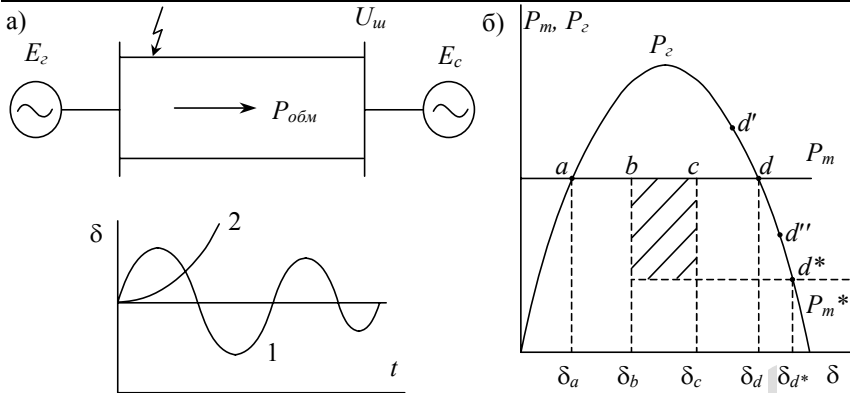


Рис. 7.1. Схема энергосистемы и графики изменения угла δ и мощности P

В послеаварийной ситуации изменение угла δ происходит по кривой 1 или 2 (рис. 7.1). Кривая 1 соответствует сохранению устойчивой синхронной работы генератора в энергосистеме. Во втором случае угол непрерывно возрастает и генератор выходит из синхронизма.

Для сохранения устойчивой синхронной работы генератора в энергосистеме возникает необходимость воздействия на турбину. Этот вопрос рассмотрен ниже.

Для выяснения качественной стороны переходного процесса, задачу упрощают, полагая, что в случае сохранения синхронной работы скорость изменения угла δ невелика ($p\delta \cong 0$), а также невелико и ускорение ротора ($p^2\delta \cong 0$). В таком случае достаточно учесть синхронную мощность генератора, равную, как известно

$$P_z = \frac{E_d U_u}{x_\Sigma} \sin \delta. \quad (7.2)$$

Графики изменения мощности генератора $P_z(\delta)$ и турбины $P_m(\delta)$ в функции угла показаны на рис. 7.1, б.

До аварии режим определяется точкой «а». В этой точке существует баланс мощностей $P_m = P_z$ и неизменность угла δ . Отметим, что точка «а» находится на устойчивой части характеристики $P_z(\delta)$. При любом отклоне-

нии режима от точки «а» по характеристике мощности $P_c(\delta)$ возникает момент, стремящийся вернуть режим к точке «а».

Другая ситуация имеет место в точке «d». Несмотря на то, что в самой точке «d» формально существует баланс мощности турбины и генератора $P_m = P_c$, режим в этой точке неустойчив. При любом бесконечно малом смещении от точки «d» возникает момент, стремящийся увеличить это отклонение. Так в точке «d'» мощность генератора больше мощности турбины $P_c > P_m$, и появляется тенденция к переходу в точку «а». В точки «d'» угол будет увеличиваться. Таким образом, точка «d» является граничной точкой устойчивого режима. Необходимо воздействовать на генератор и турбину таким образом, чтобы в переходном режиме угол не достигал значения δ_d .

В аварийной ситуации осуществляется воздействие на возбуждение генератора с целью его максимального увеличения. Проблема форсировки возбуждения для сохранения устойчивости синхронного генератора подробно излагается в учебной литературе [7], поэтому здесь не рассматривается. Остановимся детальнее на аварийном управлении мощностью турбины.

До сих пор мы исходили из того, что мощность турбины постоянна. Теперь будем полагать, что имеется возможность изменять эту мощность. На рис.7.1, б при δ_b мощность турбины резко снижается до значения P_m^* . Рассмотрим влияние такого управления турбиной на процесс стабилизации режима работы агрегата.

Возможны два варианта. По первому из них при угле δ_c мощность турбины возвращается к своему исходному значению P_m . На участке углов от δ_b до δ_c мощность генератора P_c превосходит мощность турбины P_m^* значительно больше, чем до P_m . На этом участке идет торможение ротора агрегата. Следовательно, за счет воздействия на турбину, процесс торможения становится более интенсивным, что положительно скажется на характере переходного процесса изменение угла $\delta(t)$.

По второму варианту после угла δ_c мощность турбины сохраняется на уровне P_m^* . Теперь дополнительное торможение продолжается на большом участке углов δ и, в свою очередь, перемещение точки «d» в положение «d*» также положительно сказывается на переходном процессе.

Следует напомнить, что при устойчивом переходном процессе максимальное значение угла δ не должно доходить до значения δ_{d^*} . Следовательно, при подходе к этому значению рост угла прекращается и его производная $\frac{d\delta}{dt} \approx 0$. В таком случае неучет асинхронной составляющей электромагнитной мощности генератора $P_{ac} = k_{ac} p \delta$ не оказывает заметного влияния на переходный процесс.

Из-за инерционности процесса в канале управления мощность турбины не может изменяться скачкообразно, как это было принято на рис. 7.1, б. Реально процесс изменения мощности турбины происходит постепенно. Однако общий характер процесса сохраняется и в этом случае, управление мощностью турбины положительно сказывается на устойчивости синхронной работы генератора.

В объединенных энергосистемах возникает необходимость аварийной разгрузки станции или даже нескольких станций. Для сохранения баланса мощности в дефицитной энергосистеме необходимо отключать потребителей. В избыточной системе следует снизить генерируемую мощность, т.е. провести аварийную разгрузку станций.

Подчеркнем значение быстродействия разгрузки. На рис. 7.2 показана зависимость мощности требуемой разгрузки от ее задержки с момента возникновения аварии.

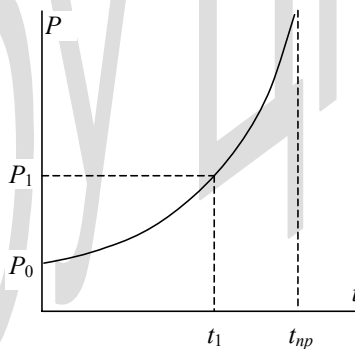


Рис.7.2. Зависимость необходимой разгрузки от быстродействия автоматики

Если разгрузка генератора начинается в самый момент возникновения аварии, то для сохранения динамической устойчивости генератор необходимо разгрузить на величину P_0 . При задержке начала разгрузки на время t_1 разгрузку следует увеличить до величины P_1 , иначе динамическая устойчивость не будет сохранена. Дальнейшая задержка резко повышает мощность необходимой разгрузки. При задержке разгрузки на некоторое предельное время t_{np} мощность требуемой разгрузки увеличивается до бесконечности, что свидетельствует о неэффективности подобного действия.

7.2. Регулятор частоты вращения с ЭГП

Мощность турбины изменяется посредством регулятора частоты вращения (рис. 7.3).

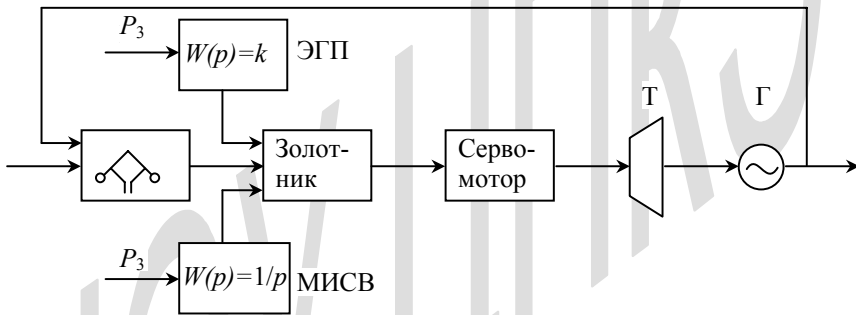


Рис.7.3. Схема регулятора частоты вращения с ЭГП

Для этой цели все регуляторы имеют механизм изменения скорости вращения (МИСВ). Посредством МИСВ изменяется уставка регулятора по частоте. При параллельной работе агрегата в энергосистеме это приводит к изменению мощности генератора.

В составе МИСВ имеется двигатель, который выполняет функции интегрирующего элемента системы автоматического регулирования. Наличие интегрирующего элемента позволяет управлять мощностью (частотой вращения) агрегата с помощью импульсов. Так, сигнал на изменение задан-

ной мощности P_3 может быть подан кратковременно. Интегрирующий элемент проинтегрирует и сохранит его значение до следующего воздействия со стороны персонала или автоматики. Такой канал регулирования удобен для управления агрегатом в нормальном режиме. Для экстренного изменения мощности этот канал неприемлем из-за большого замедления, вносимого интегрирующим элементом.

Учитывая потребность быстрого снижения мощности агрегата в аварийных условиях, на регуляторах частоты вращения мощных турбогенераторов выполняется еще один канал регулирования через электрогидравлическую приставку (ЭГП), которая преобразует входной электрический сигнал в механическое воздействие на золотник регулятора частоты вращения. Практически ЭГП можно рассматривать как безынерционный элемент системы автоматического регулирования с передаточной функцией $W(p) = k$. Как только сигнал на изменение мощности P_3 подан на вход ЭГП, он без задержки передается на золотник регулятора частоты вращения. При снятии мощности P_3 с ЭГП уставка регулятора частоты вращения возвращается к своему прежнему значению. Другими словами, изменение уставки регулятора частоты вращения сохраняется, пока на входе ЭГП присутствует сигнал P_3 . Этот сигнал можно менять как по величине, так и по длительности.

Обычно воздействие на ЭГП подается в виде прямоугольного импульса определенной величины и продолжительности. Величина импульса измеряется в единицах неравномерности. Напомним об этом понятии, которое использовалось в главе 5 при изучении характеристик регулятора частоты вращения.

Регулятор может обладать статической характеристикой, при которой частота зависит от мощности агрегата P_m . Наклон этой характеристики определяется статизмом s . При изменении нагрузки от нуля до номинальной ($\Delta P_{m,*} = 1,0$) частота уменьшается на величину статизма, также выраженную в относительных единицах. Это положение можно изложить по другому: перемещение статической характеристики на величину статизма s_* приводит к 100 % изменению мощности агрегата. С некоторыми допущениями $s_* = \gamma$, где γ – остающаяся неравномерность маятника регулятора частоты вращения. Таким образом, смещение статической характеристики на одну

неравномерность увеличивает мощность турбоагрегата на величину номинальной мощности.

Обычно подача импульса составляет 2 – 4 неравномерности. Увеличение мощности агрегата по отношению к номинальному значению в 2 – 4 раза, конечно, не происходит, поскольку импульс подается кратковременно. Интенсивность импульса влияет на скорость открытия окон золотника – чем больше импульс, тем они быстрее открываются.

Увеличение степени разгрузки агрегата зависит от длительности импульса. Обычно импульсы подаются в несколько десятых долей секунды.

Подачей импульса на ЭГП экстренно снижают мощность турбины. При снятии импульса мощность восстанавливается до исходного значения. Это восстановление может проходить колебательно с перерегулированием. Для аperiodического восстановления мощности уменьшение импульса осуществляется плавно.

7.3. Импульсные характеристики турбоагрегата

Импульсная характеристика представляет собой реакцию элемента или целой системы регулирования на импульсное воздействие. Такое воздействие можно рассматривать как результат двух ступенчатых воздействий $N \cdot 1(t)$ и $-N \cdot 1(t - \varepsilon)$, где ε – сдвиг по времени (рис. 7.4). Данное представление импульсного воздействия помогает достаточно просто пояснить реакцию элемента на это воздействие.

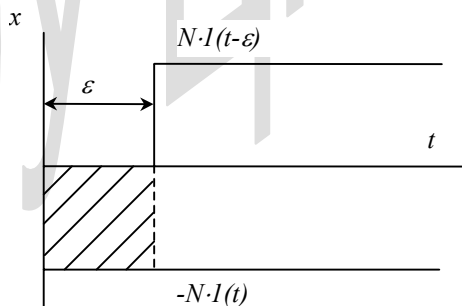


Рис.7.4. Формирование импульса из двух единичных воздействий

Реакция элемента на ступенчатое воздействие представляет собой переходную характеристику $h(t)$ элемента. Для инерционного элемента первого порядка переходная характеристика изображается экспонентой $N(1 - e^{-t/T})$, следовательно, импульсное воздействие приведет к результату, представленному на рис. 7.5 в виде пунктирной кривой.

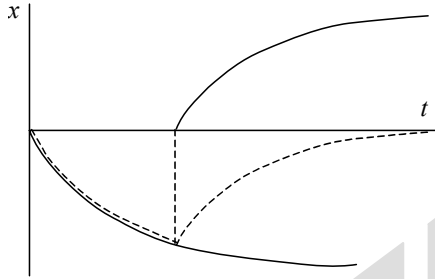


Рис. 7.5. Импульсная характеристика инерционного элемента

Так как система регулирования содержит несколько элементов, то переходная характеристика системы описывается уравнением более высокого порядка, при этом усложняется описание импульсной характеристики.

Для практических целей импульсные характеристики получают экспериментально. На вход ЭГП подается импульс заданной интенсивности и длительности и фиксируется изменение мощности агрегата. Поскольку выполнить измерение мощности на валу турбины затруднительно, то измеряется электрическая мощность генератора. В таком случае эту характеристику называют импульсной характеристикой агрегата.

На рис. 7.6 изображены импульсные характеристики турбоагрегата $P_2(t)$: кривая 1 соответствует импульсной разгрузке агрегата при подаче на вход ЭГП импульса величиной в две неравномерности и длительностью 0,23 с. Импульс начинает подаваться при $t = 0$. Кривая 2 получена при подаче импульса величиной в четыре неравномерности и той же длительности.

Изменение мощности агрегата происходит с некоторой задержкой по отношению к моменту подачи импульса. Это обстоятельство обусловлено запаздыванием в системе регулирования турбины. Разгрузка через ЭГП осуществляется в виде импульса. Как только импульс снимается с ЭГП, мощ-

ность агрегата возвращается к своему исходному значению. Плавное изменение мощности на подъеме также объясняется запаздыванием в системе регулирования турбины.

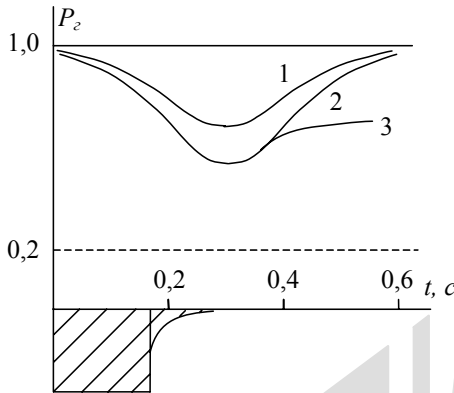


Рис. 7.6. Импульсные характеристики турбоагрегата

При воздействии через ЭГП глубина и скорость разгрузки получается вполне удовлетворительными и приемлемыми для проведения разгрузки с целью сохранения динамической устойчивости. Эксперименты и опыт эксплуатации подтверждают допустимость подачи таких воздействий на турбину.

В целях сохранения статической устойчивости в послеаварийном режиме или для разгрузки агрегата, генератор которого потерял возбуждение, поступают следующим образом: сигнал на разгрузку одновременно подают через ЭГП и МИСВ. Подача сигнала через ЭГП обеспечивает быстрое действие разгрузки. Сигнал через МИСВ обеспечивает изменение мощности в установившемся режиме. Изменение мощности агрегата при таком воздействии показано на рис. 7.6 в виде кривой 3.

Большинство агрегатов электростанций, где используется аварийное управление турбиной, представляют собой агрегаты с промежуточным перегревом пара в пароперегревателях, расположенных между частью высокого давления и частями низкого и среднего давления турбины. Передаточные функции этих турбин рассмотрены в главе 5. Наличие перегревателя пара привносит значительное запаздывание в переходную характеристику турбины.

ны. Поэтому при рассмотрении динамики аварийного управления мощностью турбины возникает вопрос об учете инерции пара в пароперегревателях.

При анализе малых колебаний, когда работают регулирующие клапаны турбины, учет инерции пара обязателен. При больших колебаниях помимо регулирующих клапанов приходят в действие также отсечные клапаны, отделяющие части среднего и низкого давления турбин от пароперегревателей.

Таким образом, изменение подача пара к частям среднего и низкого давления турбин происходит почти одновременно и параллельно с изменением подачи пара в часть высокого давления турбины. При этом турбину можно представить как две самостоятельные турбины без промежуточного перегрева пара, регулируемые параллельно и замещаемые одной общей суммарной моделью. Такой подход является приближенным, однако он пригоден как для качественной, так и для количественной оценки процессов и явлений при автоматическом регулировании турбины.

Электромеханические преобразователи (ЭМП) устанавливаются на регуляторах частоты вращения всех паровых турбин мощностью 300 МВт и выше.

7.4. Способы разгрузки генератора и станции

При потере возбуждения генератор средней мощности необходимо быстро разгрузить, снизив мощность турбины до 40–70 % $P_{ном}$, тем самым перевести генератор в стационарный асинхронный режим.

Снижение мощности турбины производится путем воздействия на регулятор частоты вращения через ЭМП и МИСВ одновременно.

Разгрузка станции при избыточной генерации в системе представляет собой более сложную задачу. В первую очередь, необходимо определить мощность, на которую следует разгрузить станции энергосистемы. Разгрузка зависит от многих обстоятельств: места и тяжести аварии, режима энергосистемы и т.д. Предположим, что эти задачи решены, и на станцию подан сигнал, пропорциональный требуемой разгрузке. В задачу станционной ав-

томатики входит реализация задания с учетом фактического состояния оборудования станции.

Разгрузка станции может осуществляться двумя путями: отключением генераторов или снижением генерации на работающих агрегатах. Каждый из этих способов имеет свои преимущества и недостатки, которые следует учитывать при выборе метода разгрузки.

К достоинству способа разгрузки путем отключения генератора следует отнести его быстродействие. Действительно, при отключении выключателя генератора (блока), станция снижает свою генерацию на ту мощность, с которой работал отключенный генератор (блок). Этот способ имеет ряд недостатков. После отключения и остановки генератора требуется время на его пуск и включение в сеть. К тому же отключение является ступенчатой разгрузкой, что приводит к погрешности величины разгрузки. Эта погрешность может достигать 50 % мощности блока. Так, если на станции установлены блоки мощностью 300 МВт, то при необходимой разгрузке в 450 МВт требуется отключить два блока и превысить тем самым разгрузку на 150 МВт. Отключение же одного блока не достаточно.

В этом отношении предпочтительнее быстрое снижение генерации на работающих агрегатах, поскольку отмеченные выше недостатки не присущи этому способу. Достоинством этого способа является дозированная разгрузка агрегатов.

Каждый агрегат (блок) имеет технический минимум по мощности, ниже которого агрегат (блок) не разгружается. Импульс на разгрузку формируется с учетом фактической загрузки агрегата.

К недостаткам этого метода следует отнести большую длительность, более сложную реализацию и снижение регулировочного диапазона мощности разгрузки.

Как правило, эти способы разгрузки объединяются. Причем в первую очередь стремятся использовать возможности снижения генерации на работающих агрегатах и только затем переходить к отключению генераторов. Очередность способов разгрузки не должна приводить к ее задержке, т.е. обеспечивать сохранение устойчивости параллельной работы станций и энергосистем.

7.5. Схемы аварийной разгрузки генератора и станции

Структурная схема разгрузки генератора, потерявшего возбуждение, показана на рис. 7.7.

Устройство выявления потери возбуждения подает сигнал на промежуточное реле КЛ. При его срабатывании импульс подается на ЭГП и МИСВ регулятора частоты вращения. Высота и длительность этого импульса должны зависеть от требуемой разгрузки P_3 . Значение P_3 определяется в блоке мощности: $P_3 = P_\phi - \beta P_n$, где P_ϕ – фактическая мощность; β – коэффициент, определяющий допустимую нагрузку в асинхронном режиме. С учетом мощности разгрузки P_3 в блоке формирования импульса (ФИ) вырабатывается импульс на разгрузку, высота которого пропорциональна требуемой разгрузке. Этот блок работает при условии $P_3 > 0$.

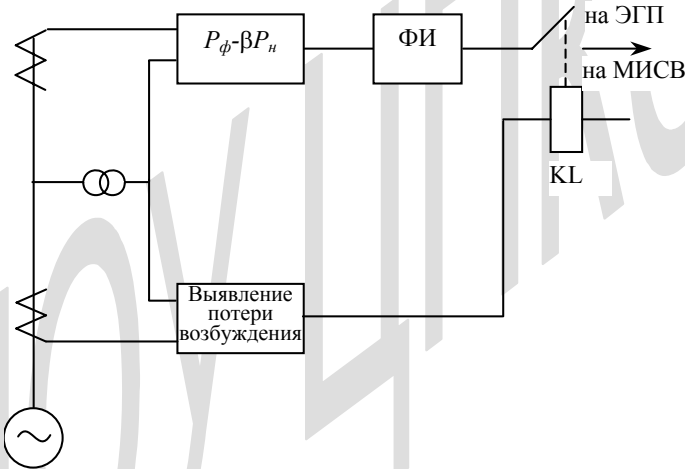


Рис. 7.7. Разгрузка турбоагрегата при потере возбуждения

Разгрузка станции для снижения генерации на работающих агрегатах может производиться как по замкнутой, так и по разомкнутой схеме. При замкнутой схеме управления фактическая мощность генератора сравнивается с заданной. Известно, что замкнутые схемы системы автоматического

управления (САУ) обеспечивают высокую точность обработки задания. К их недостаткам следует отнести дополнительную сложность. Разомкнутые САУ проще, но точность обработки задания ими ниже. Любые изменения в коэффициентах усиления элементов приводят к погрешности обработки задания.

Выполнение устройств разгрузки может осуществляться на различной элементной базе, например, разработанные в СПбГТУ устройства реализованы на операционных усилителях интегрального исполнения. Схема этого устройства показана на рис. 7.8.

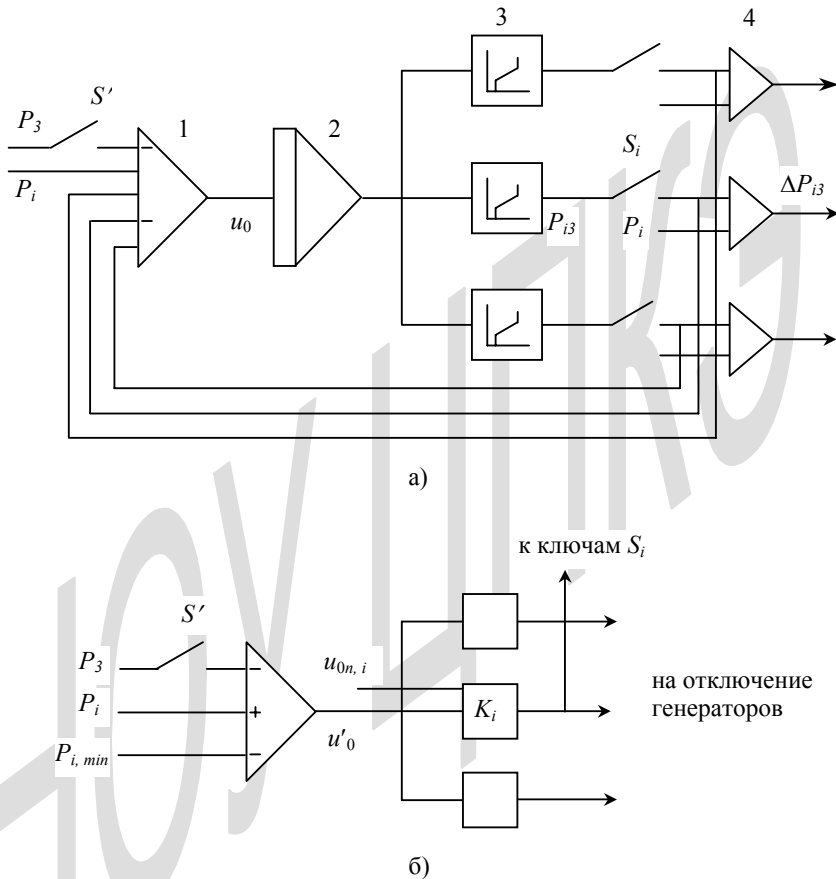


Рис.7.8. Схема устройств разгрузки (а) и отключения (б) генераторов

Схема, изображенная на рис. 7.8, а, вырабатывает сигнал на разгрузку агрегатов до их технического минимума. Схема состоит из сумматора 1, интегратора 2 и нелинейных блоков 3. Число нелинейных блоков соответствует числу агрегатов станции. Блоки 1, 2 и 3 работают по замкнутой схеме: выход с блоков 3 подается на вход сумматора 1. Поскольку схема содержит интегратор, то в установившемся режиме $U_0 = 0$. Отсюда следует

$$\sum_{i=1}^n P_i - P_3 - \sum_{i=1}^n P_{i,3} = 0$$

В схеме P_i – фактическое значение мощности i -го агрегата; P_3 – задание на разгрузку станции; $P_{i,3}$ – отработанная устройством мощность, с которой должен работать i -ый агрегат.

Если представить блоки 3 линейными с одинаковыми коэффициентами передачи, то при одном и том же сигнале на входе сигналы на выходе будут равны:

$$P_{1,3} = P_{2,3} = \dots = P_{i,3} = \dots = P_{n,3},$$

и для задания мощности i -го агрегата получим

$$P_{i,3} = \frac{\sum P_i - P_3}{n}$$

где n – число агрегатов

Если мощность разгрузки $P_3 = 0$, то $P_{i,3} = \sum \frac{P_i}{n}$, т.е. сигнал на выходе блока 3 соответствует среднему значению мощности, приходящейся на один агрегат. При мощности разгрузки $P_3 \neq 0$ это положение сохраняется.

При нелинейных характеристиках блоков 3, как правило, средний участок характеристики линеен, а нелинейности вводятся для ограничения $P_{i,min}$ и $P_{i,max}$. Если значение $P_{i,3}$ одного из агрегатов выходит за технический минимум, то при дальнейшей разгрузке станции это значение остается неизменным, а снижение генерации продолжается на других агрегатах.

На выходе блоков 3 включены ключи S_i . Эти ключи управляются схемой (рис. 7.8, б), которая обрабатывает сигнал на отключение генерато-

ров. Работа схемы была рассмотрена выше при замкнутых ключах. Если один из ключей S_i отключится, то имеем $P_{i,3}=0$, что равносильно разгрузке агрегата до нуля. Так как задания $\sum P_i$ и P_3 остаются неизменными, то нагрузка неотключенных агрегатов повысится.

Элемент 4 схемы на рис. 7.8, а обрабатывает сигнал на разгрузку агрегата. На его вход подается фактическая мощность агрегата P_i и заданная мощность $P_{i,3}$. Разность этих значений поступает на выход блока 4.

Часть схемы устройства разгрузки, вырабатывающая сигнал на отключение агрегата, показана на рис. 7.8, б. На вход сумматора подаются сигналы P_i , $P_{i,min}$ и P_3 . Разность $\sum P_i - \sum P_{i,min}$ соответствует регулировочному диапазону станции. Если $\sum P_i - \sum P_{i,min} < P_3$, то необходимо отключать генераторы. В этом случае напряжение на выходе сумматора U'_0 меняет знак и срабатывают компараторы К. Их выходной сигнал подается на отключение генераторов и на управление ключами S_i (рис. 7.8, а). Очередность отключения генераторов задается персоналом станции и осуществляется путем задания опорных напряжений $U_{on,i}$ на компараторах.

В целом схема работает следующим образом. До прихода сигнала на разгрузку на выходе блоков 3 обработан сигнал $P_{i,3}$. На выходе блока 4 обработано значение $\Delta P_{i,3}$, на которое следовало бы изменить мощность агрегата, чтобы он работал со средним значением мощности. Если сигналы с выхода блоков 4 подать на регуляторы частоты вращения, т.е. замкнуть схему, то она будет управлять мощностью станции, уравнивая эту мощность по среднему значению между агрегатами. Фактически схема является разомкнутой, и значения параметров сохраняются на выходе устройства.

При поступлении команды на разгрузку станции, включается ключ S' (на входе сумматора 1) и схема обрабатывает новые значения $\Delta P_{i,3}$ с учетом заданной мощности P_3 . После завершения переходного процесса в самом вычислительном устройстве кратковременно срабатывают ключи на входе элементов 4 (на рисунке не показаны) и сигнал подается на разгрузку станции. В зависимости от ситуации в системе эти сигналы подаются или только

на ЭГП регулятора частоты вращения или на ЭГП и на МИСВ. Реализация этих команд обеспечивает разгрузку агрегатов.

На рис. 7.8 показаны упрощенные схемы. Фактически устройство аварийной разгрузки станции имеет более сложную схему и включает в себя элементы входа и выхода, элементы памяти и различные блокировки, обеспечивающие самоконтроль и правильность работы устройства в различных режимах.

НОУ ЦПКЭ