

Южно-Уральский государственный университет
Кафедра "Электрические станции, сети и системы"

Введение

Нарушение нормального режима работы одного из элементов энергосистемы может отразиться на работе многих других элементов энергосистемы, а при неблагоприятных условиях привести к нарушению всего технологического процесса.

В связи с этим возникает требование как можно более быстрого восстановления нормального режима работы аварийного элемента или быстрой замены его другим резервным элементом, а также восстановления баланса вырабатываемой и потребляемой электроэнергии.

Другая особенность состоит в том, что электромеханические процессы при нарушении электрической системы или нормального режима возникают и протекают обычно так быстро, что обслуживающий персонал оказывается не в состоянии одновременно обнаружить начало и предотвратить развитие этих процессов. Поэтому контроль и управление режимами энергосистемы представляют собой весьма сложные технические задачи. Выполнение этих задач без применения специальных технических средств оказывается невозможным.

Нормальный режим	Авария	После аварийный режим	Нормальный режим
Контроль и управление нормальным режимом работы	Устранение аварии (Релейная защита)	Восстановление нормального режима работы	Контроль и управление нормальным режимом работы

Рис. 1.

Рассмотренные особенности энергетического производства определили необходимость широкой автоматизации энергетических систем.

- Под *автоматизацией энергосистем* понимается оснащение их автоматическими устройствами, осуществляющими управление технологическим процессом производства, передачи и распределения электрической энергии в нормальных и аварийных условиях без участия человека в соответствии с программой, заложенной в эти устройства, и их настройкой.

Все устройства автоматизации по своему назначению и области применения можно подразделить на две группы: *технологическую* и *системную* автоматизацию.

В свою очередь, устройства автоматизации в каждой из этих групп делятся на *устройства автоматического управления* и *устройства автоматического регулирования*.

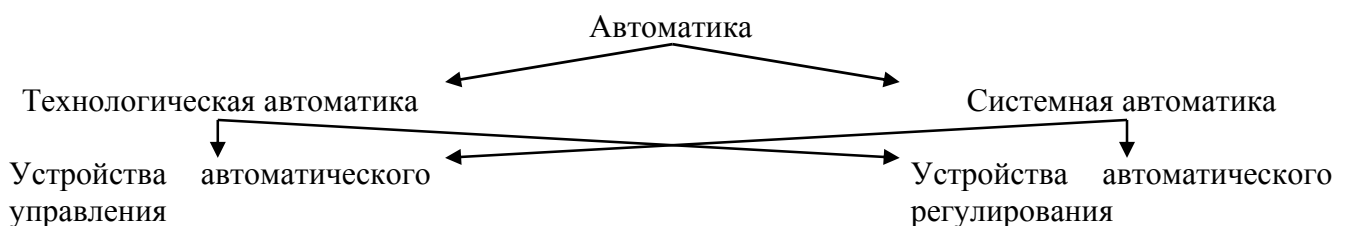


Рис. 2.

- *Технологическая автоматика* обеспечивает автоматическое управление или регулирование в нормальном режиме работы (авт. рег. напряжения, авт. синхронизация генераторов). Имеет местное значение.
- *Системная автоматика* обеспечивает автоматическое управление или регулирование в аварийных условиях. Имеет как общее (форсировка возбуждения генераторов, АЧР), так и местное значение (АПВ, АВР). АРЧ, рег. перетоков активной мощности относят к системной автоматике нормального режима.

Таблица 1.

Технологическая автоматика	Системная автоматика		
Нормальный режим	Аварийная ситуация		Нормальный режим
Местное значение	Местное значение	Общее значение	Общее значение
АРН, АСГ	АПВ, АВР	ФВГ, АЧР	АРЧ, РПАМ

1. Автоматическое повторное включение

1.1. Назначение АПВ

Значительная часть коротких замыканий (КЗ) на воздушных ЛЭП, вызванных перекрытием изоляции, схлестыванием проводов и др. причинами, при достаточно быстром отключении повреждения релейной защитой самоустраняется. Такие самоустраняющиеся повреждения принято называть *неустойчивыми*.

Доля неустойчивых повреждений согласно статистическим исследованиям составляет 50-90%.

Обычно, при ликвидации аварии оперативный персонал производит опробование линии путём обратного включения под напряжение. Эта операция называется *повторным включением*.

Линия, на которой произошло неустойчивое повреждение, при повторном включении остаётся в работе. Поэтому повторные включения при неустойчивых повреждениях называют *успешными*.

При повторном включении линии, на которой произошло устойчивое повреждение, вновь возникает КЗ, и она вновь отключается защитой. Поэтому повторные включения линий на устойчивые повреждения называют *неуспешными*.

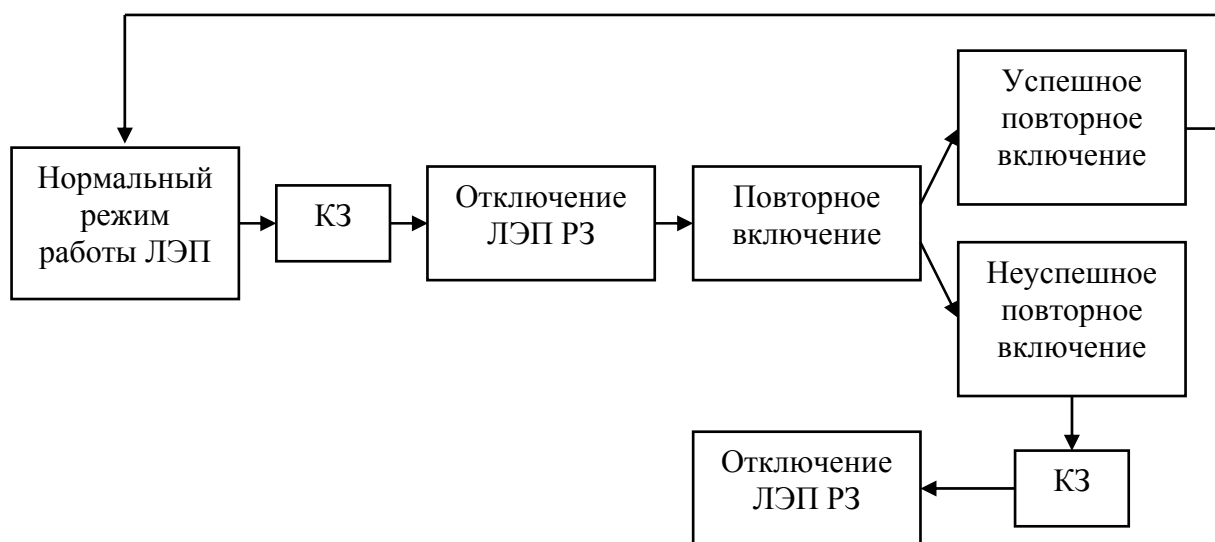


Рис. 3.

Для ускорения повторного включения линий и уменьшения времени перерыва электроснабжения потребителей используются специальные устройства *автоматического повторного включения (АПВ)*.

Согласно Правилам устройств электроустановок (ПУЭ) обязательно применение АПВ на всех воздушных и смешанных ЛЭП напряжением выше 1 кВ. Успешность действия АПВ составляет 50-90%. АПВ восстанавливает нормальную схему и при ложном действии релейной защиты (РЗ).

Неустойчивые КЗ часто бывают и на шинах подстанций (п/ст). Поэтому на п/ст оборудованных быстродействующей защитой, также применяется АПВ.

Устройствами АПВ (УАПВ) оснащаются также все одиночно работающие трансформаторы мощностью 1000 кВА и более и трансформаторы меньшей мощности, питающие ответственную нагрузку. АПВ трансформаторов должно действовать только, если трансформатор был отключен максимальной токовой защитой. Повторное включение при повреждении самого трансформатора, когда он отключен защитами от внутренних

повреждений, не производится. Успешность действия АПВ шин и трансформаторов составляет 70-90%.

АПВ используется и на кабельных линиях напряжением 6-10 кВ. Несмотря на то, что повреждения кабелей бывают, как правило, устойчивыми, успешность действия АПВ составляет 40-60%. Это объясняется тем, что АПВ восстанавливает питание потребителей при неустойчивых повреждениях на шинах, при отключении линий вследствие перегрузки, при ложных и неселективных действиях защиты.

Применение АПВ позволяет **упростить схемы РЗ** и **ускорить отключение КЗ** в сетях, что является положительным качеством этого вида автоматики.

1.2. Классификация АПВ. Основные требования к схемам АПВ

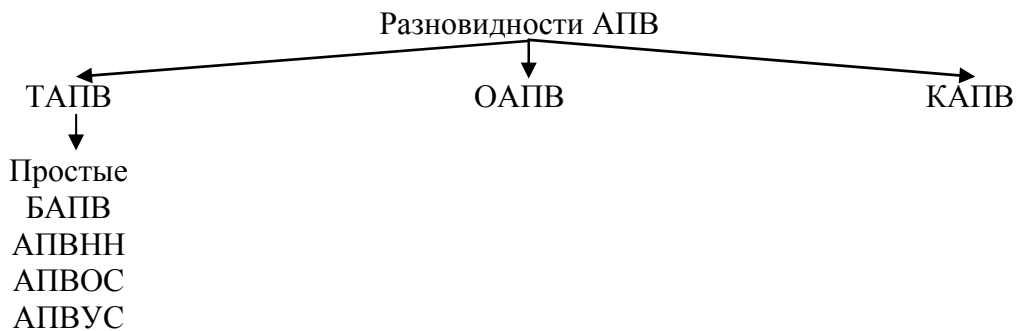


Рис. 4.

- ТАПВ - *трехфазные* АПВ, осуществляют включение трех фаз выключателя, после их отключения РЗ;
- ОАПВ - *однофазные* АПВ, осуществляют включение одной фазы выключателя, отключенной РЗ при однофазном КЗ;
- КАПВ - *комбинированные* АПВ, осуществляют включение трех фаз (при междуфазных повреждениях) или одной фазы (при однофазных КЗ);
- БАПВ - *быстродействующие* АПВ;
- АПВНН - АПВ с *проверкой наличия напряжения*;
- АПВОС - АПВ с *ожиданием синхронизма*;
- АПВУС - АПВ с *улавливанием синхронизма*.

По виду оборудования, на которое действием АПВ повторно подается напряжение, различают:

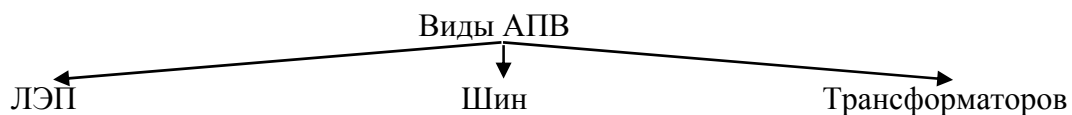


Рис. 5.



Рис. 6.

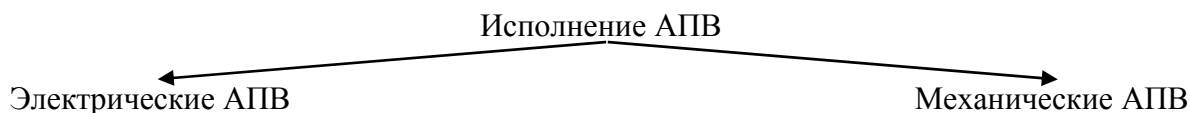


Рис. 7.

- Электрические АПВ* - АПВ, осуществляемые с помощью специальных релейных схем;
Механические АПВ - АПВ, встроенные в грузовые или пружинные приводы.

Основные требования к схемам АПВ:

1. Схемы АПВ должны приходить в действие при **аварийном отключении** выключателя находившегося в работе. В некоторых случаях схемы АПВ должны отвечать **дополнительным** требованиям, при выполнении которых разрешается пуск АПВ (наличие или отсутствие напряжения, наличие синхронизма, восстановление частоты и др.);
2. Схемы АПВ не должны приходить в действие при **оперативном отключении** выключателя персоналом, а также когда выключатель отключается РЗ сразу после его включения персоналом (**включение выключателя на КЗ**). Схемы АПВ должны предусматривать возможность **запрета** действия АПВ при срабатывании отдельных защит (дифференциальная или газовая защита трансформаторов);
3. Схемы АПВ должны обеспечивать определённое количество повторных включений, т.е. действовать с **заданной кратностью**. (В России наибольшее распространение получили схемы однократного действия, применяются 2-х и 3-х кратного действия).
4. Время действия АПВ должно быть **минимально возможным**, для быстрого восстановления нормального режима работы. (На линиях с односторонним питанием 0,3–0,5 с.) Вместе с тем для самоустранения таких повреждений как касание проводов передвижными механизмами, АПВ должна иметь выдержки времени порядка нескольких секунд;
5. Схемы АПВ должны обеспечивать автоматический возврат в исходное положение готовности к новому действию после включения в работу выключателя, на который действует АПВ.

1.3. Электрическое АПВ однократного действия

Электрические АПВ однократного действия с автоматическим возвратом получили наиболее широкое распространение. Наиболее часто такие АПВ выполняются с помощью комплектного устройства РПВ-58.

Принципиальная схема АПВ для линии с масляным выключателем приведена на рис. 8. В комплектное устройство РПВ-58 входят: реле времени КТ типа ЭВ-133 с добавочным резистором R1 для обеспечения термической стойкости реле; промежуточное реле КЛ1 с двумя обмотками – параллельной и последовательной; конденсатор С (20 мкФ), обеспечивающий однократность действия АПВ; зарядный резистор R2 (1,1 МОм) и разрядный резистор R3 (510 Ом).

В рассматриваемой схеме дистанционное управление выключателем производится ключом управления SA, у которого предусмотрена фиксация положения последней операции. Поэтому после операции включения ключ управления остается в положении *Включено* (В₂), а после операции отключения – в положении *Отключено* (О₂). Когда выключатель включен и ключ управления находится в положении *Включено*, к конденсатору С плюс оперативного тока

подводится через контакты ключа, а минус – через зарядный резистор R2. При этом конденсатор заряжен, и схема АПВ находится в состоянии готовности.

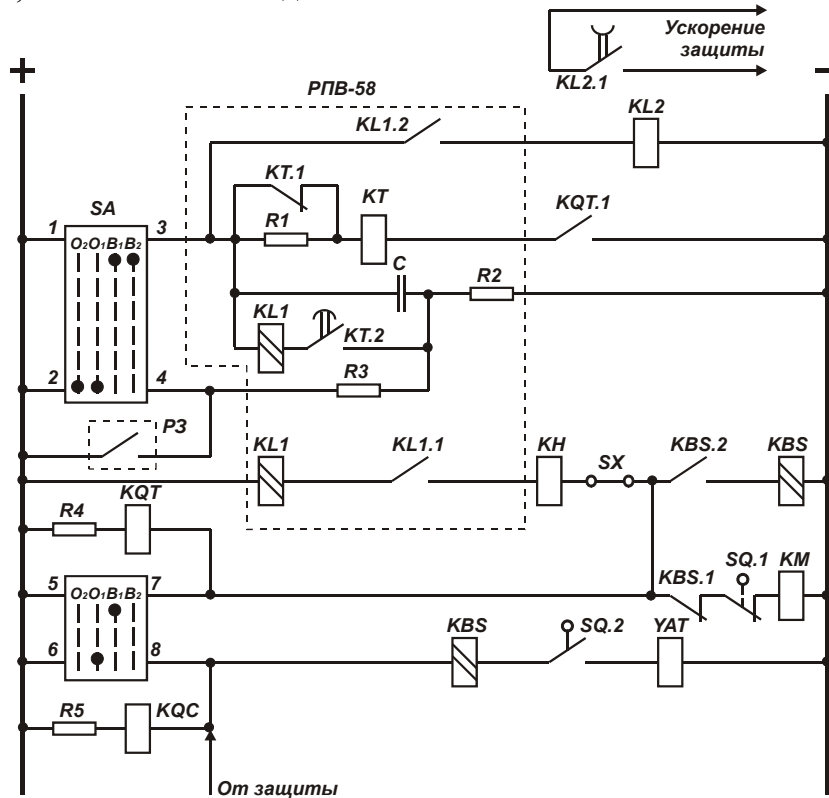


Рис. 8.

При включенном выключателе реле положения *Отключено* (KQT), осуществляющее контроль исправности цепей включения, током не обтекает и контакт его в цепи пуска схемы АПВ разомкнут. Пуск схемы АПВ происходит при отключении выключателя **релейной защитой** в результате возникновения несоответствия между положением ключа управления, которое не изменилось, и положением выключателя, который теперь отключен. Несоответствие положений ключа и выключателя характеризуется тем, что через контакты ключа 1/3 на схему АПВ по-прежнему подается плюс оперативного тока, а ранее разомкнутый вспомогательный контакт выключателя SQ.1 переключился и замкнул цепь обмотки реле KQT, которое, сработав, подало контактом KQT.1 минус на обмотку реле времени KT.

При срабатывании реле времени размыкается его мгновенный размыкающий контакт KT.1 и вводится в цепь обмотки реле дополнительное сопротивление (резистор R1). Это приводит к уменьшению тока в обмотке реле, благодаря чему обеспечивается его термическая стойкость при длительном прохождении тока.

По истечении установленной выдержки времени реле KT подключает замыкающим контактом KT.2 параллельную обмотку реле KL1 к конденсатору C. Реле KL1 при этом срабатывает от тока разряда конденсатора и, самоудерживаясь через свою вторую обмотку, включенную последовательно с обмоткой контактора KM, подает команду на включение выключателя. Благодаря использованию у реле KL1 последовательной обмотки обеспечивается необходимая длительность импульса для надежного включения выключателя, поскольку параллельная обмотка этого реле обтекает током кратковременно при разряде конденсатора. Выключатель включается, размыкается его вспомогательный контакт SQ.1 и возвращаются в исходное положение реле KQT, KL1 и KT.

Если повреждение на ЛЭП было неустойчивым, она останется в работе. После размыкания контакта реле времени KT.2 конденсатор C начнёт заряжаться через зарядный резистор R2, сопротивление которого выбирается таким, чтобы время заряда конденсатора C составляло 20-25 с. Таким образом, спустя указанное время схема АПВ будет подготовлена к новому действию.

В случае устойчивого повреждения на ЛЭП, включившийся под действием схемы АПВ выключатель, вновь отключится РЗ и вновь сработают реле КQT и КТ. Реле КL1, однако, при этом второй раз работать не будет, так как конденсатор С, разряженный при первом действии АПВ, ещё не успеет зарядиться. Таким образом, рассмотренная схема обеспечивает однократное действие при устойчивом КЗ на ЛЭП.

При **оперативном отключении** выключателя ключом управления SA несоответствия не возникает и схема АПВ не действует, так как одновременно с подачей команды на отключение выключателя контактами ключа 6–8 размыкаются его контакты 1–3, чем снимается плюс оперативного тока со схемы АПВ. Поэтому сработает только реле КQT, а реле КТ и КL1 не сработают. Одновременно со снятием оперативного тока контактами 1–3 SA замыкаются контакты 2–4 и конденсатор С разряжается через резистор R3. При **оперативном включении** выключателя ключом управления готовность схемы АПВ к действию наступает после заряда конденсатора через 20–25 с. В случае отключения ЛЭП РЗ, **когда действия АПВ не требуется**, через резистор R3 производится разряд конденсатора.

Для предотвращения многократного включения выключателя на устойчивое КЗ, что могло бы иметь место в случае застревания контактов реле КL1 в замкнутом состоянии, в схеме управления устанавливается специальное промежуточное реле KBS, имеющее две обмотки – рабочую последовательную и параллельную удерживающую. Реле KBS срабатывает при прохождении тока по катушке отключения выключателя и удерживается в сработавшем положении до снятия команды на включение. Цепь обмотки КМ при этом размыкается контактом KBS.1, благодаря чему предотвращается включение выключателя.

1.4. Особенности выполнения АПВ на телемеханизированных п/ст

Рассмотренная выше схема АПВ применяется в случаях, когда в нормальном режиме положение ключа управления выключателем соответствует положению выключателя: выключатель выключен – ключ находится в положении *Включено*; выключатель отключен – ключ в положении *Отключено*. Это, однако, имеет место не всегда. Так, например, на телемеханизированных п/ст без дежурного персонала имеется как местное дистанционное управление, осуществляемое с помощью ключа, установленного на щите управления данного объекта, так и телеуправление, осуществляемое с диспетчерского пункта. При телеуправлении ключ управления, находящийся на самом объекте, остается неизменно в том положении, в которое он был поставлен при последней операции с ним.

Очевидно, что в этом случае схема АПВ, приведенная на рис. 8., неприменима, так как она будет производить повторное включение выключателя при его оперативном отключении через устройство телеуправления. Поэтому на телемеханизированных п/ст для управления выключателем используются ключи управления без фиксации положения типа ПМОВ или МКФ, а для запоминания предыдущей команды управления предусматриваются специальные реле фиксации команды.

1.5. Особенности выполнения АПВ на воздушных выключателях

Нормальная работа воздушного выключателя обеспечивается при условии, что сжатый воздух в его резервуарах находится под определенным давлением. При снижении давления сжатого воздуха ниже минимально допустимого выключатель работать не может. Эта особенность требует осуществления контроля над давлением сжатого воздуха и блокировки цепей управления при снижении давления до недопустимого значения.

При отключении и включении выключателя расходуется часть воздуха, запасенного в его резервуарах, что сопровождается снижением давления. Особенно большой расход воздуха и соответственно снижение давления наблюдается при отключении выключателя.

Наиболее тяжёлые условия работы создаются у воздушного выключателя, оборудованного АПВ. В этом случае запас и давление воздуха должны обеспечить нормальную работу выключателя в цикле неуспешного АПВ, т.е. в цикле отключение - включение - отключение. Этот цикл требует наибольшего расхода воздуха и сопровождается соответственно наибольшим снижением давления.

Контроль за давлением сжатого воздуха и блокировка цепей управления выключателем производятся с помощью электроконтактных манометров, настроенных на соответствующие уставки. Схему АПВ для воздушных выключателей называют, поэтому схемой АПВ с ожиданием восстановления давления.

1.6. Выбор уставок однократных АПВ для линий с односторонним питанием

Выдержка времени АПВ на повторное включение выключателя определяется по двум условиям

1) Повторное включение отключившегося выключателя становится возможным после того, как привод установится в положение готовности для включения.

$$t_{\text{АПВ},1} \geq t_{\text{Г.П.}} + t_{\text{зап}}, \quad (1)$$

где: $t_{\text{Г.П.}}$ – время готовности привода, которое может изменяться в пределах 0,2–1 с. для приводов разных типов;

$t_{\text{зап.}}$ – время запаса, учитывающие непостоянство $t_{\text{Г.П.}}$ и погрешность реле времени АПВ, принимается равным 0,3–0,5 с.

2) Для того, чтобы повторное включение было успешным, необходимо, чтобы за время от момента отключения линии до момента повторного включения и подачи напряжения не только погасла электрическая дуга в месте КЗ, но и восстановились изоляционные свойства воздуха.

$$t_{\text{АПВ},1} \geq t_{\text{д.}} + t_{\text{зап}}, \quad (2)$$

где: $t_{\text{д.}}$ – время деионизации, составляющее 0,1-0,3 с.

При выборе уставок АПВ принимается большее значение $t_{\text{АПВ},1}$ из полученных по выражениям (1) и (2).

В некоторых случаях выдержки времени принимаются больше определённых по выражениям (1) и (2), около 2–3 с., что бывает целесообразно для повышения успешности действия АПВ на линиях, где наиболее часты повреждения вследствие набросов, падений деревьев и касаний проводов передвижными механизмами.

Время автоматического возврата АПВ в исходное состояние выбирается из условия обеспечения однократности действия.

$$t_{\text{АПВ},2} \geq t_{\text{защ.}} + t_{\text{отк.}} + t_{\text{зап.}}, \quad (3)$$

где: $t_{\text{защ.}}$ – наибольшая выдержка времени защиты;

$t_{\text{отк.}}$ – время отключения выключателя.

Обычно время заряда конденсатора устройства РПВ-58 составляет 20–25 с. и, как правило, удовлетворяет выражению (3).

В схемах АПВ, возврат которых в исходное положение производит реле времени, запускаемое в момент отключения выключателя, выдержка времени автоматического возврата определяется выражением:

$$t_{\text{АПВ,2}} \geq t_{\text{АПВ,1}} + t_{\text{вкл.}} + t_{\text{защ.}} + t_{\text{отк.}} + t_{\text{зап.}} \quad (4)$$

где: $t_{\text{вкл.}}$ – наибольшее время включения выключателя.

1.7. Ускорение действия релейной защиты при АПВ

Ускорение защиты после АПВ

Повторное включение на устойчивое повреждение линии, не имеющей быстродействующей защиты, вредно отражается на работе потребителей, приводит к увеличению размеров повреждения в месте КЗ и усугубляет опасность нарушения устойчивости параллельной работы электростанций. Поэтому перед повторным включением выключателя линии производится ускорение действия ее защиты, т.е. автоматическое снижение или исключение полностью выдержки времени.

Ускорение защиты после АПВ предусматривается директивными материалами не только для линий, не имеющих быстродействующую защиту, но также для линий, имеющих сложные быстродействующие защиты, как мера повышения надежности защиты линии в целом.

На кабельных линиях ускорение защиты после АПВ необходимо применять для предотвращения повреждения кабелей из-за перегрева при длительном прохождении тока.

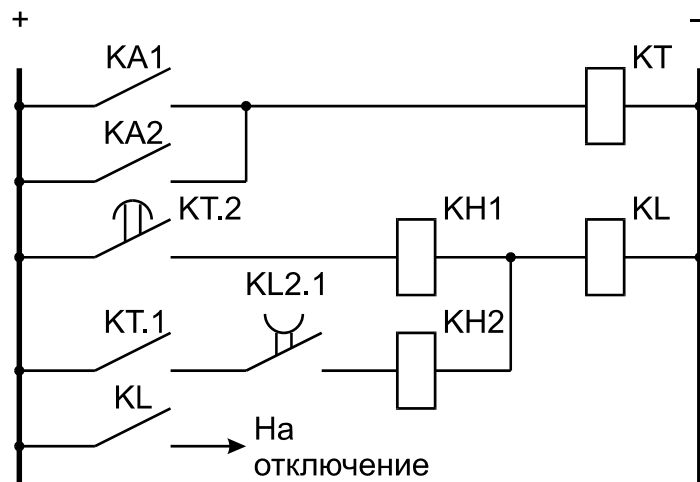


Рис. 9.

На рис. 9. показана схема выполнения ускорения максимальной токовой защиты после АПВ. Ускоренное действие защиты осуществляется через мгновенный контакт КТ.1 реле времени КТ. Цепь ускоренного действия нормально разомкнута контактом промежуточного реле ускорения КЛ2.1., которое срабатывает перед повторным включением выключателя и, имея замедление на возврат, держит свой контакт замкнутым в течение 0,7–1 с. Поэтому если повторное включение происходит на устойчивое КЗ, то защита второй раз подействует без выдержки времени по цепи ускорения через контакт реле КЛ2, в качестве которого обычно используется реле типа РП-252.

Для запуска промежуточного реле ускорения наряду со схемой, показанной на рис. 8., применяется схема, приведенная на рис. 10. При отключении выключателя срабатывает реле КQT и кроме рассмотренных ранее действий замыкает контакт в цепи обмотки реле КЛ2, которое, сработав, в свою очередь замыкает цепь ускорения. При подаче команды на включение выключателя реле КQT возвращается и снимает плюс с обмотки реле КЛ2. Однако последнее возвращается не сразу, а с замедлением 0,7–1 с., что является достаточным для срабатывания защиты по цепи ускорения при включении выключателя на устойчивое КЗ.

Для ускорения защиты могут использоваться непосредственно контакты реле КQT. При этом специальное реле KL2 не устанавливается, а в качестве КQT используется замедленное на возврат реле типа РП-252.

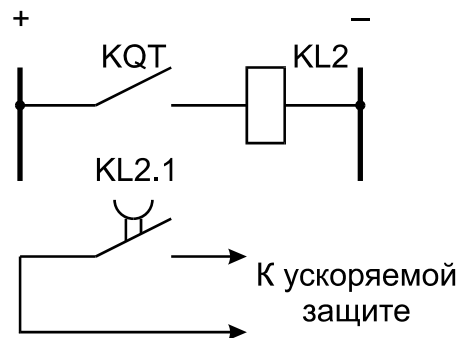


Рис. 10.

Схема, приведенная на рис. 10., обеспечивает ускорение защиты при любом включении выключателя, как от АПВ, так и от ключа управления SA, что является её достоинством.

Ускорение защиты до АПВ

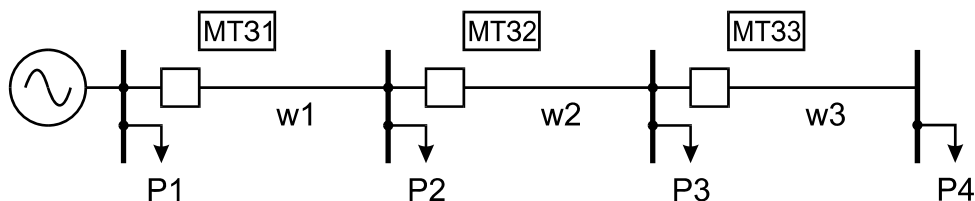


Рис. 11.

Ускорение защиты до АПВ позволяет ускорить отключение КЗ и обеспечить селективную ликвидацию повреждений. В сети, показанной на рис. 11., максимальная токовая защита MT31, установленная на линии w1, по условию селективности должна иметь выдержку времени больше, чем MT32 и MT33 линий w2 и w3.

Одним из способов, обеспечивающих быстрое отключение повреждений на линии w1 без применения сложных защит, является ускорение MT3 этой линии до АПВ. С этой целью защита MT31 выполняется так, что при возникновении КЗ она первый раз действует без выдержки времени независимо от того, на какой из линий произошло КЗ, а после АПВ действует с нормальной выдержкой времени.

В случае КЗ на линии w1 срабатывает защита MT31 по цепи ускорения и отключает эту линию без выдержки времени. После АПВ, если повреждение устранилось, линия остается в работе; если же повреждение оказалось устойчивым, линия вновь отключится, но уже с выдержкой времени.

При КЗ на линии w2 происходит неселективное отключение линии w1 защитой MT31 по цепи ускорения без выдержки времени. Затем линия w1 действием АПВ включается обратно. Если повреждение на линии w2 оказалось устойчивым, то эта линия отключается своей защитой MT32, а линия w1 остается в работе, так как после АПВ защита MT31 действует с нормальной селективной с MT32 выдержкой времени.

Ускорение защиты до АПВ выполняется аналогично ускорению после АПВ. Пуск реле KL2 при осуществлении защиты до АПВ осуществляется при срабатывании выходного реле АПВ (см. рис. 12.). У реле KL2 при этом используется размыкающий контакт. В схеме на рис. 12. цепь ускорения будет замкнута до АПВ и разомкнута при действии АПВ на включение выключателя. Реле KL2 при этом будет удерживаться в сработавшем положении до тех пор, пока не отключится КЗ и не разомкнутся контакты реле защиты.

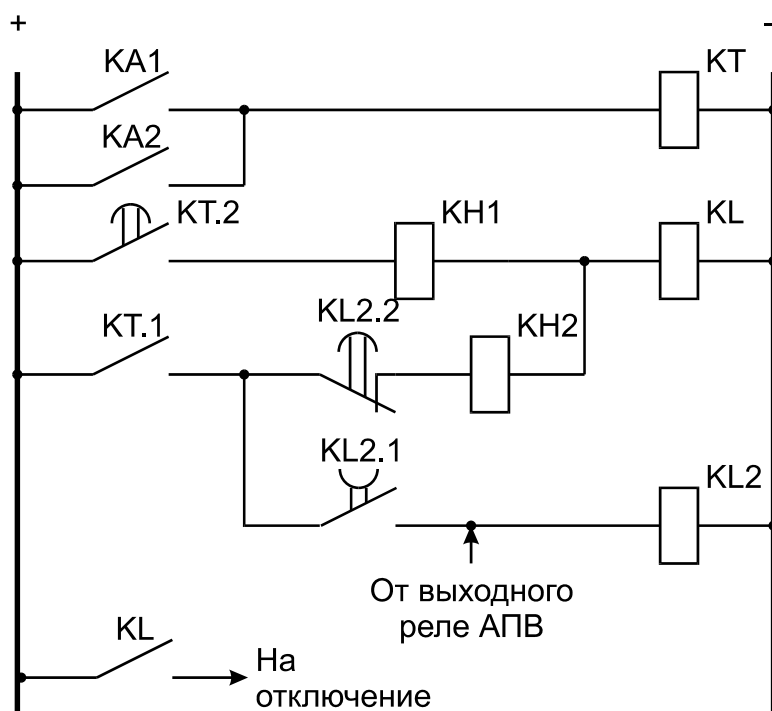


Рис. 12.

1.8. Выполнение АРВ на переменном оперативном токе

Рассмотренная ранее схема электрического АРВ работала на постоянном оперативном токе; при этом энергия, необходимая для включения и отключения выключателей и работы реле, входящих в схему АРВ, поступает от аккумуляторной батареи.

В схемах на переменном оперативном токе в качестве источников энергии используются измерительные трансформаторы тока и напряжения, а также трансформаторы собственных нужд.

Устройства АРВ в схемах на переменном оперативном токе выполняются на выключателях, оборудованных грузовыми или пружинными приводами. В этих приводах энергия, необходимая для операции включения, запасается в предварительно натянутых пружинах или поднятом грузе. Подъем груза или натяжение пружин производится вручную или с помощью специального автоматического электродвигательного редуктора (АДР), который состоит из электродвигателя типа МУН мощностью 80–100 Вт и редуктора. Наибольшее распространение получили: грузовые приводы ПГМ-10, пружинные приводы ППМ-10, ПП-61, ПП-61-К, ВМП-10П и пружинно-грузовые приводы УПП.

1.9. Двукратное АРВ

Применение двукратного АРВ позволяет повысить эффективность этого вида автоматики. Как показывает опыт эксплуатации, успешность действия при втором включении составляет 10–20%, что повышает общий процент успешных действий АРВ до 75–95%. Двукратное АРВ применяют, как правило, на линиях с односторонним питанием и на головных участках кольцевых сетей, где возможна работа в режиме одностороннего питания.

В схемах АРВ двукратного действия применяется комплектное устройство типа РПВ-258. В отличие от устройства РПВ-58, рассмотренного выше, РПВ-258 (см. рис. 13.) содержит два конденсатора С1 и С2 и реле времени КТ с тремя контактами: КТ.1 размыкающимся без

выдержки времени, и двумя контактами, замыкающимися с выдержками времени (временно замыкающий – проскальзывающий КТ.2 и упорный КТ.3).

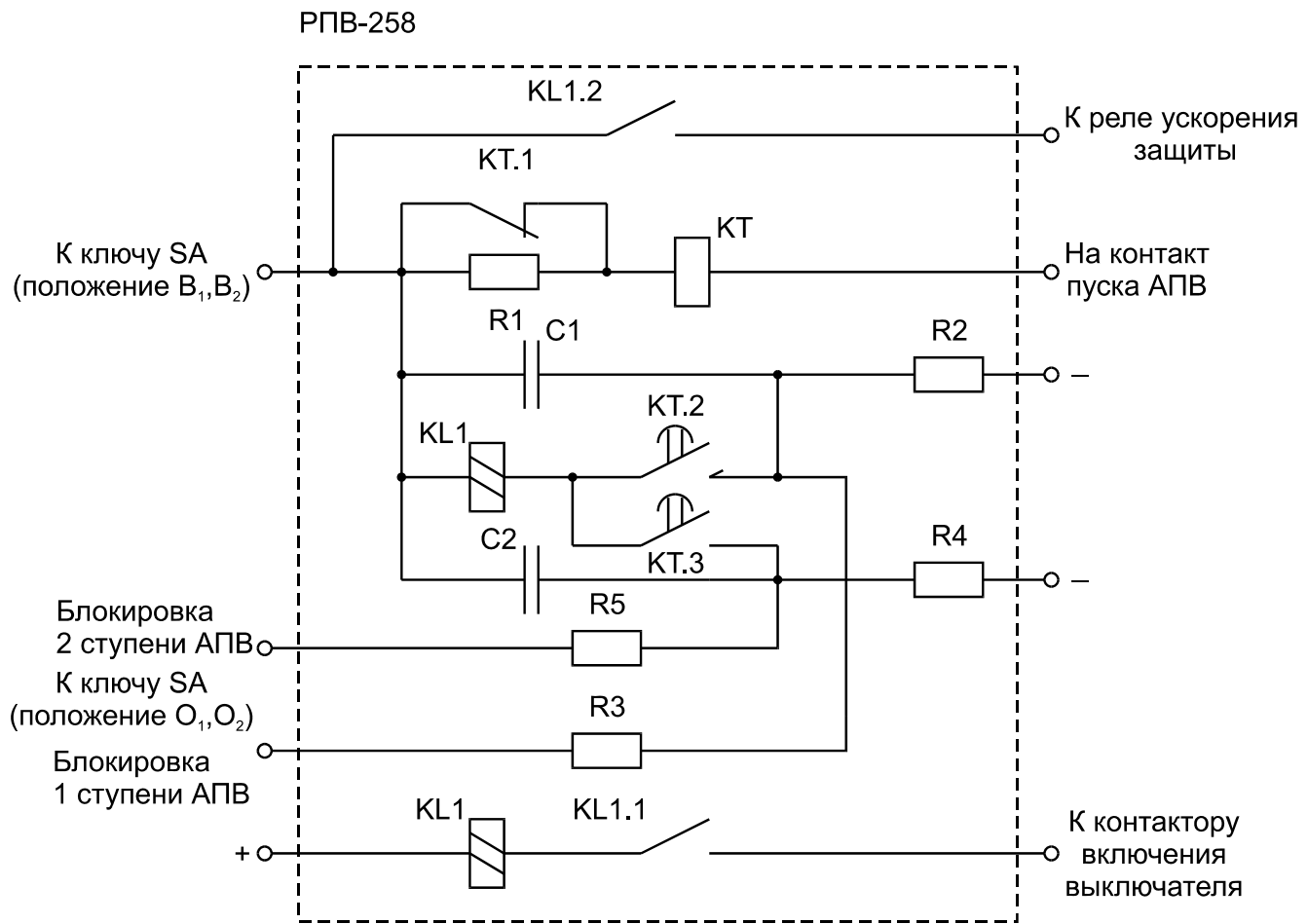


Рис. 13.

Пуск схемы двукратного АПВ осуществляется так же, как и схемы однократного АПВ, контактами реле КQT, которое срабатывает при отключении выключателя и подает минус на обмотку реле времени АПВ. Спустя установленную выдержку времени замкнется проскальзывающий контакт реле времени КТ.2 и создаст цепь для разряда конденсатора С1 на обмотку промежуточного реле КЛ1, которое, работав, включит выключатель.

В случае успешного АПВ работа схемы прекратится. Если же АПВ было неуспешным, и выключатель отключился вновь, опять сработает КQT и запустит реле КТ. В этом случае при замыкании контакта КТ.2 промежуточное реле не сработает, так как конденсатор С1 к этому времени не успеет зарядиться. Реле времени продолжая работать, замкнет контакт КТ.3; при этом под действием разряда конденсатора С2 вновь сработает реле КЛ1 и произойдет второй цикл АПВ.

Для предотвращения срабатывания АПВ в случае отключения выключателя после включения его ключом управления на КЗ в схеме осуществляется разряд конденсаторов С1 и С2 через резисторы R5 и R3. Аналогично осуществляется запрет АПВ контактами реле защит.

Выдержка времени первого цикла АПВ определяется по выражениям (1) и (2) так же, как и для АПВ однократного действия. Второй цикл согласно ПУЭ должен происходить спустя 10–20 с. после вторичного отключения выключателя. Такая большая выдержка времени АПВ во втором цикле диктуется необходимостью подготовки выключателя к отключению третьего КЗ в случае включения на устойчивое повреждение. За это время из гасительной камеры удаляются разложившиеся и обугленные частицы, камера вновь заполняется маслом, и отключающая

способность выключателя восстанавливается. В комплекте РПВ-258 время готовности к последующим действиям после второго цикла составляет 60–100 с.

1.10. Трехфазное АПВ на линиях с двусторонним питанием

Общие сведения

АПВ линий с двусторонним питанием имеет некоторые особенности, что определяется наличием напряжения по обоим концам линии. Первая особенность состоит в том, что АПВ линии должно производиться лишь после того, как она будет **отключена с обеих сторон**, что необходимо для деионизации воздушного промежутка в месте повреждения.

Вторая особенность определяется тем, что успешное включение линии (*замыкание в транзит*) может сопровождаться **большими толчками тока и активной мощности**, поскольку по обоим концам отключившейся линии имеется напряжение.

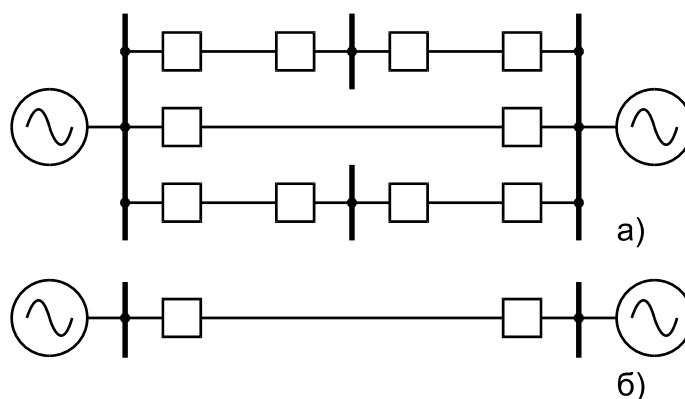


Рис. 14.

В тех случаях, когда две электростанции или две части энергосистемы связаны несколькими линиями (рис. 14. а)), отключение одной из них не приводит к нарушению синхронизма и значительному расхождению по углу и значению напряжений по концам отключившейся линии. АПВ в этом случае не будет сопровождаться большим толчком уравнивающего тока. Вследствие этого на линиях с двусторонним питанием допускается применение простых АПВ, аналогичных рассмотренным выше, если две электростанции или две части энергосистемы имеют **три или более** связей близкой пропускной способности.

Рекомендовано простое АПВ, установленное с одного конца, дополнять *устройством контроля наличия напряжения на линии*. Благодаря этому включение от АПВ на устойчивое КЗ производится только один раз с той стороны, где отсутствует устройство контроля напряжения на линии. С той же стороны, где контролируется напряжение, включение выключателя будет происходить лишь в том случае, если повреждение устранилось и линия, включенная с противоположного конца, держит напряжение.

При включении действием АПВ линии с двусторонним питанием, когда синхронизм между двумя частями энергосистемы не был нарушен, могут возникать *синхронные качания*, вызванные толчком активной мощности в момент включения.

- *Синхронными качаниями* называются периодические колебания угла между ЭДС, не превышающие 180° . Обычно синхронные качания не сопровождаются большими колебаниями угла и быстро затухают. При синхронных качаниях **ни одна РЗ не должна действовать**, чтобы ложно не отключить линию, усугубив ситуацию в энергосистеме.

Если две электростанции или две части энергосистемы связаны единственной линией электропередачи, как показано на рис. 14. б), по которой передается активная мощность, каждое

отключение этой линии будет приводить к несинхронной работе разделившихся частей энергосистемы. При этом в одной из частей энергосистемы возникнет дефицит активной мощности, вследствие чего частота в ней будет уменьшаться, а в другой будет избыток активной мощности, что вызовет повышение частоты. Поскольку напряжения в разделившихся частях энергосистемы будут иметь разную частоту, при включении отключившейся линии угол между напряжениями по её концам может иметь большое значение, вследствие чего АПВ вызовет **большой уравнительный ток**. Кроме того, замыкание двух частей энергосистемы в этом случае будет сопровождаться более или менее длительным *асинхронным режимом*.

- *Асинхронным режимом* называется режим, при котором угол между ЭДС увеличивается, проходя через значения 180° и 360° . Ток при этом изменяется от минимального значения, близкого к нулю, до максимального, которое может превышать токи КЗ. Вместе с тем асинхронный режим сопровождается резким снижением напряжения в пределах до нуля на промежуточных п/ст, расположенных на электропередаче, связывающей две части энергосистемы, работающие несинхронно.

Большие толчки тока и резкие понижения напряжения при длительном асинхронном режиме представляют опасность для электрооборудования и могут привести к серьёзному расстройству работы энергосистемы.

В большинстве случаев асинхронный режим завершается *ресинхронизацией*, т.е. выравниванием частот несинхронно работающих частей и восстановлением синхронизма. В тех случаях, когда асинхронный режим затягивается, осуществляется деление несинхронно работающих частей оперативным персоналом или автоматически с помощью специальных *делительных устройств*.

В России для линий с двусторонним питанием разработано и эксплуатируется большое количество ТАПВ разных типов, которые можно объединить в три группы:

- 1) устройства, допускающие несинхронное включение разделившихся частей энергосистемы, – *несинхронное АПВ (НАПВ)*;
- 2) устройства, допускающие АПВ, когда напряжения по концам отключившейся линии синхронны или когда разность частот этих напряжений невелика, т.е. условия близки к синхронным, – *быстродействующие АПВ (БАПВ), АПВ с улавливанием синхронизма (АПВУС) и др.*;
- 3) устройства, осуществляющие АПВ после отключения источников несинхронного напряжения (генераторов или синхронных компенсаторов), – *АПВ линий с выделенной нагрузкой или после снятия с генераторов и синхронных компенсаторов возбуждения – АПВ с самосинхронизацией (АПВС)*.

Несинхронное АПВ

НАПВ является наиболее простым устройством, допускающим включение разделившихся частей энергосистемы независимо от разности их напряжений. Схема АПВ при этом выполняется, как описано выше, без каких-либо дополнительных блокировок. Для предотвращения включения с обеих сторон концов линии на устойчивое КЗ, а также для обеспечения при НАПВ правильной работы РЗ АПВ с одного конца линии выполняется с контролем наличия напряжения на линии. Включение линии при успешном НАПВ сопровождается сравнительно большими толчками тока и активной мощности, а также более или менее длительными качаниями. На основании теоретических и экспериментальных исследований предложены определенные нормы, определяющие допустимость применения НАПВ. (Определяется кратность периодической составляющей тока КЗ в предполагаемом месте установки НАПВ и сравнивается с нормативной).

Преимуществами схем НАПВ, обусловившими на определенном этапе их широкое распространение в энергосистемах России, являются их простота и возможность применения на выключателях всех типов. Обычно после НАПВ происходит успешная ресинхронизация двух частей энергосистемы или электростанции с энергосистемой. Вместе с тем следует иметь в виду, что поскольку НАПВ сопровождается большими толчками тока и снижением

напряжения, асинхронным ходом и синхронными качаниями, создаются условия для неправильной работы релейной защиты. Поэтому необходимо тщательно анализировать поведение защит, установленных на транзите, соединяющем включаемые на параллельную работу части энергосистемы.

Применение НАПВ на линиях, несинхронное замыкание которых приводит к длительному асинхронному ходу, нецелесообразно, так как может вызвать расстройство работы потребителей.

Быстродействующие АПВ

После отключения единственной линии, соединяющей две части энергосистемы, угол между напряжениями по концам отключившейся линии увеличивается. Процесс этот, однако, происходит не мгновенно, а в течение некоторого времени, тем большего, чем больше механическая инерция машин в разделившихся частях энергосистемы и чем меньше была мощность, передававшаяся по линии до её отключения.

Для определения изменения угла между напряжениями по концам отключившейся линии за определенный промежуток времени пользуются следующим выражением:

$$\Delta\delta^\circ = 9000 \cdot \frac{P_w}{T_J} \cdot \left(\frac{1}{P_{Г,1}} + \frac{1}{P_{Г,2}} \right) \cdot t^2. \quad (5)$$

где: P_w - мощность, передававшаяся по линии до её отключения, МВт;
 $P_{Г,1}$ и $P_{Г,2}$ - суммарные мощности генераторов в разделившихся частях энергосистемы, МВт;
 T_J - постоянная инерции энергосистемы, с. Обычно для расчетов принимается равной 8 – 15 с;
 t - время, прошедшее от момента отключения линии, с.

Принцип БАПВ заключается в том, чтобы после отключения выключателей включить их с обеих сторон повторно возможно быстрее, так, чтобы за время *бестоковой паузы* угол между напряжениями не успел значительно увеличиться. Включение линии при этом будет происходить без больших толчков тока и длительных качаний.

В России БАПВ применяется только на линиях, оборудованных воздушными выключателями, которые обеспечивают необходимое быстродействие. Для того чтобы БАПВ было успешным, должны быть соблюдены условия (2). Поскольку время отключения воздушных выключателей составляет 0,2–0,3 с, деионизация среды будет обеспечена при выполнении БАПВ без выдержки времени или с небольшой выдержкой времени (0,1–0,2 с).

БАПВ применяется только в тех случаях, когда линия оснащена быстродействующей защитой, обеспечивающей отключение повреждения без выдержки времени с обоих её концов.

Достоинствами БАПВ являются простота схемы и высокая эффективность действия, что обеспечивает восстановление параллельной работы без длительных качаний и с меньшими толчками тока, чем при НАПВ.

Наиболее целесообразно **применять** БАПВ на одиночных линиях, связывающих две энергосистемы, когда изменение угла $\Delta\delta$ невелико, что будет иметь место при малых отношениях мощности P_w , передаваемой по линии, к суммарной мощности генераторов энергосистемы, т.е. на слабонагруженных линиях. Применение БАПВ целесообразно также на межсистемных транзитах 220–750 кВ, когда параллельно им включены более слабые связи 110–220 кВ. В этом случае после отключения основной связи может возникнуть перегрузка слабых связей, что приведет к нарушению устойчивости параллельной работы. При успешном БАПВ основной линии электропередачи нарушение устойчивости будет предотвращено благодаря быстрому включению отключившейся линии и восстановлению нормальной схемы.

АПВ с ожиданием синхронизма

Принцип действия АПВОС заключается в том, что включение разделившихся частей энергосистемы разрешается, когда напряжения по концам отключившейся линии синхронны или близки к синхронным, а угол между напряжениями не превышает определённого значения. Когда напряжения по концам отключившейся линии синхронны, АПВОС контролирует угол между ними и осуществляет включение линии, если угол невелик и включение не будет сопровождаться большим толчком тока. Когда напряжения несинхронны, АПВОС осуществляет замыкание линии в транзит, если разность частот невелика, и включение не будет сопровождаться большим толчком тока и длительными качаниями.

Если напряжения по концам линии будут несинхронными и разность недопустимо велика, схема АПВОС будет ожидать, пока не восстановится синхронизм между разделившимися частями энергосистемы или когда разность частот будет столь незначительна, что замыкание в транзит не повлечет за собой асинхронного хода и не будет сопровождаться большим толчком тока.

Схема АПВОС приведена на рис. 15.

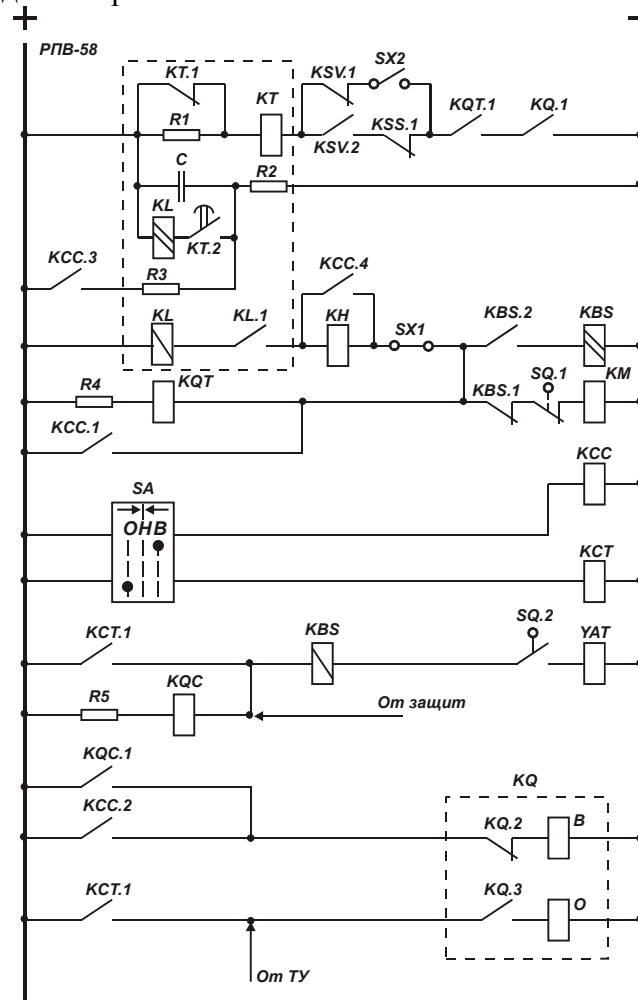


Рис. 15.

Схема приведенная на рис. 15 отличается от схем АПВ, рассмотренных выше, наличием двух дополнительных реле – контроля напряжения на ЛЭП KSV и реле контроля синхронизма KSS (обмотки реле на рис. не показаны). Устройство АПВ, выполненное по схеме на рис. 15., устанавливается по обоим концам ЛЭП, при этом с одной стороны ЛЭП АПВ разрешается при отсутствии на ЛЭП напряжения (через верхний размыкающий контакт KSV.1, когда включена накладка SX2), а с другой – при наличии на ЛЭП напряжения и при синхронности встречных напряжений (замкнуты нижний замыкающий контакт KSV.2, и контакт KSS.1). Цикл АПВ

происходит в следующей последовательности. После отключения ЛЭП сначала подействует устройство АПВ с одной стороны, где контролируется отсутствие напряжения, и включит выключатель. При наличии на ЛЭП устойчивого повреждения выключатель отключится вновь. Устройство АПВ на другой стороне ЛЭП при этом действовать не будет. Если же повреждение будет устранено, ЛЭП останется под напряжением и вступит в действие схема АПВ, установленная на другой стороне ЛЭП. Реле KSV, контролирующее наличие напряжения на ЛЭП, сработает и замкнет контакт KSV.2. Если угол между напряжениями по концам ЛЭП будет невелик, реле контроля синхронизма KSS также замкнет контакт KSS.1, разрешая после истечения заданной выдержки времени включение выключателя, в результате чего ЛЭП будет замкнута с обеих сторон.

В схеме АПВ, показанной на рис. 15., с помощью накладки SX2 изменяются функции АПВ. С той стороны ЛЭП, где осуществляется контроль отсутствия напряжения, накладка SX2 включена. Следует отметить, что с той стороны ЛЭП, где контролируется отсутствие напряжения, последовательно включенные контакты KSV.2 и KSS.1 из работы **не выводятся**. Благодаря этому предотвращается отказ АПВ при одностороннем отключении ЛЭП.

Реле контроля синхронизма

Для контроля синхронизма обычно используется реле напряжения типа РН-55, принципиальная схема включения которого показана на рис. 16.

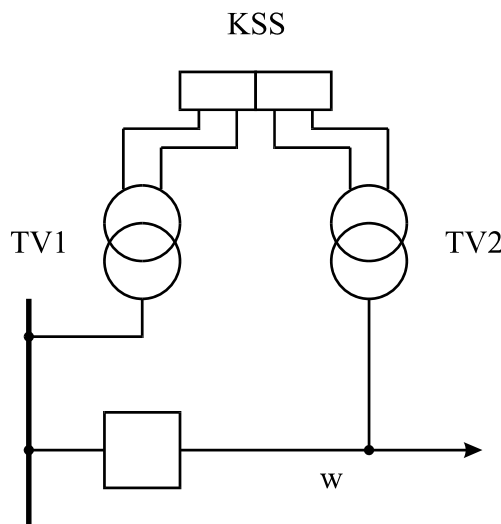


Рис. 16.

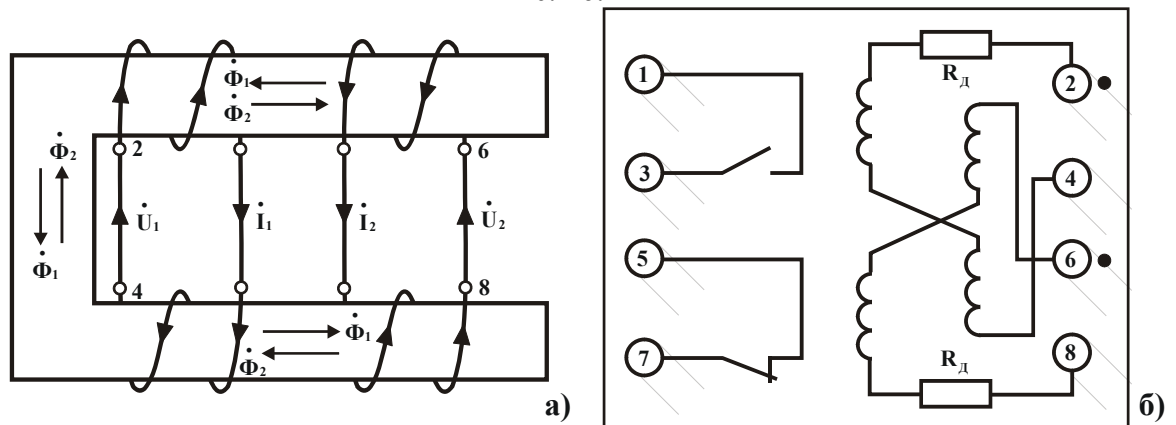


Рис. 17.

Реле контроля синхронизма имеет две обмотки, к каждой из которых подключается одно из синхронизируемых напряжений. Под действием каждого из напряжений в обмотках реле

проходят токи I_1 и I_2 , создающие в магнитопроводе магнитные потоки Φ_1 и Φ_2 . Поскольку, как показано на рис. 17. а), эти потоки направлены встречно, реле реагирует на разность напряжений, подведенных к его обмоткам. Полярность обмоток реле указана точками на рис. 17. б), а полярность напряжений, подведенных к его обмоткам, стрелками на рис. 17. а).

При равных по абсолютным значениям напряжениях разность напряжений в зависимости от угла между ними определяется следующим выражением (рис. 18.):

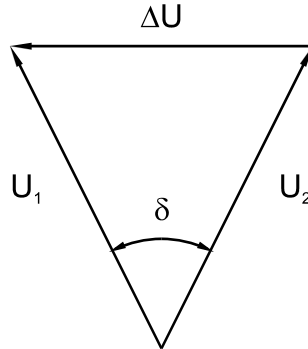


Рис. 18.

$$\Delta U = 2U \sin \frac{\delta}{2}. \quad (6)$$

Из этого выражения следует, что реле напряжения, замыкающее контакт при снижении разности напряжений до заданной уставки, будет реагировать на угол δ между напряжениями.

Реле РН-55 выпускается на разные номинальные напряжения, для чего последовательно с обмотками реле включены разные добавочные резисторы. При номинальных напряжениях на обмотках реле может быть отрегулирован угол срабатывания $20\text{--}40^\circ$ при коэффициенте возврата не меньше 0,8.

Угол срабатывания реле контроля синхронизма $\delta_{\text{с.р.}}$, т.е. угол, при котором реле КСС замыкает контакт, разрешая действие АПВ, выбирается с учетом следующих соображений:

а) При наличии обходной связи между частями энергосистемы угол срабатывания, при котором якорь реле подтягивается и реле размыкает контакт, не разрешая включение выключателя, должен быть больше действительного угла $\delta_{\text{д}}$ между двумя напряжениями по концам отключившейся линии:

$$\delta_{\text{с.р.}} = k_{\text{н}} \delta_{\text{д}}, \quad (7)$$

где: $k_{\text{н}}$ - коэффициент надежности, равный 1,2–1,3.

б) При отсутствии обходной связи, когда после отключения линии разделившиеся части энергосистемы работают несинхронно, устройство АПВ не должно допускать замыкания линии в транзит при большом угле между напряжениями, что будет сопровождаться большим толчком тока и может привести к возникновению асинхронного хода.

На рис. 19. показано, как будет изменяться угол между напряжениями в зависимости от времени при наличии некоторой разности частот.

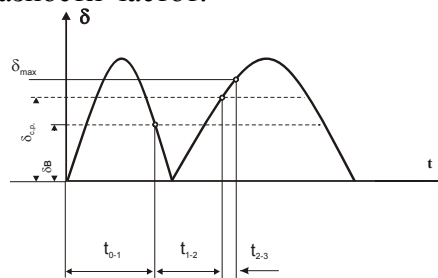


Рис. 19.

При этом контакт реле контроля синхронизма будет замкнут от момента 1, соответствующего возврату реле KSS, δ_B , до момента 2, когда реле вновь сработает, $\delta_{C.P.}$.

Очевидно, что если время, в течение которого контакт KSS будет замкнут, превысит выдержку времени АПВОС, то будет подан импульс на включение выключателя. При этом угол, соответствующий моменту времени, когда произойдет замыкание контактов выключателя, не должен превышать некоторого максимального допустимого значения δ_{max} .

На основании рис. 19. можно записать следующую пропорцию:

$$\frac{t_{1-2} + t_{2-3}}{t_{1-2}} = \frac{\delta_{max} + \delta_B}{\delta_{C.P.} + \delta_B}.$$

Учитывая, что $t_{1-2}=t_{АПВ}$; $t_{2-3}=t_{ВКЛ}$; $\delta_B=k_B\delta_{C.P.}$, получаем:

$$\delta_{C.P.} = \delta_{max} \frac{t_{АПВ}}{(1 + k_B)t_{ВКЛ} + t_{АПВ}}.$$

Для того чтобы замыкание транзита происходило при угле меньше δ_{max} , $\delta_{C.P.}$ выбирается по следующему условию:

$$\delta_{C.P.} = \delta_{max} \frac{t_{АПВ}}{k(1 + k_B)t_{ВКЛ} + t_{АПВ}}, \tag{7}$$

где: δ_{max} - максимально допустимый угол между напряжениями по концам линии, принимаемый обычно равным 70–75°;
 k_B - коэффициент возврата реле контроля синхронизма, равный 0,8;
 $t_{АПВ}$ - выдержка времени АПВ;
 $t_{ВКЛ}$ - максимальное время включения данного выключателя;
 k_H - коэффициент надежности, равный 1,1.

При асинхронном ходе двух разделившихся частей энергосистемы АПВОС разрешается, когда разность частот сравнительно невелика. Допустимая разность частот, при которой разрешается включение, определяется выдержкой времени $t_{АПВ}$ и уставкой срабатывания реле контроля синхронизма на том конце, где линия замыкается в транзит. Чем больше выдержка времени $t_{АПВ}$ и чем меньше уставка срабатывания реле контроля синхронизма $\delta_{C.P.}$, тем меньше частота, при которой схема АПВОС допускает включение:

$$f_s = \frac{\delta_{C.P.}(1 + k_B)}{360^\circ t_{АПВ}}, \tag{8}$$

где: f_s - максимальная разность частот, Гц, при которой разрешается АПВ.

Напряжение срабатывания реле контроля напряжения принимается равным:

$$U_{C.P.}=(0,5\div 0,7)U_{НОМ}. \tag{9}$$

Обычно АПВОС применяется на линиях с двусторонним питанием, когда имеется вторая параллельная связь между двумя частями энергосистемы. В этом случае при отключении одной из связей синхронизм между частями энергосистемы не нарушается и отключившаяся линия может быть включена в работу, если повреждение устранится, и угол между напряжениями по концам линии не превысит уставки, заданной на реле контроля синхронизма.

В случае отключения обеих линий связи замыкание транзита может затянуться, пока не будут уравнены частоты в разделившихся частях энергосистемы.

На одиночных линиях с двусторонним питанием АПВОС находят применение в тех случаях, когда вследствие недопустимо больших толчков тока не могут быть использованы более простые устройства НАПВ и БАПВ.

К достоинствам АПВОС по сравнению с НАПВ и БАПВ следует отнести тот факт, что замыкание транзита при этом виде ТАПВ происходит при небольшой разности частот и малых углах. Благодаря этому действие АПВОС не сопровождается асинхронным ходом, вследствие чего, как правило, не приходится принимать дополнительных мер для предотвращения ложных действий РЗ.

В случае нарушения цепей напряжения, подведенного к одной из обмоток реле контроля синхронизма, реле может работать неправильно. Для предотвращения этого в цепь пуска АПВ вводится дополнительный контакт реле напряжения, контролирующего наличие напряжения на шинах подстанции, как показано на рис. 20. При исчезновении напряжения, подаваемого к реле контроля синхронизма от трансформатора напряжения, установленного на шинах подстанции, реле KSV2 разомкнет свой контакт, предотвращая пуск АПВ.

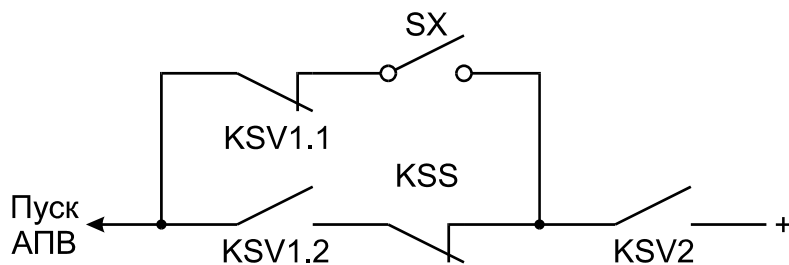


Рис. 20.

Ускоренное ТАПВ

Ускоренным ТАПВ (УТАПВ) называется вид АПВ, пуск которого осуществляется при срабатывании быстродействующих РЗ по схеме, аналогичной для пуска БАПВ. При этом выдержка времени УТАПВ составляет 0,1–0,3 с. В схеме УТАПВ сохраняются цепи контроля напряжения на ЛЭП и синхронизма. Включение ЛЭП происходит с одного конца с контролем отсутствия напряжения, а с другого – с контролем синхронизма, аналогично тому, как действует рассмотренное выше АПВОС.

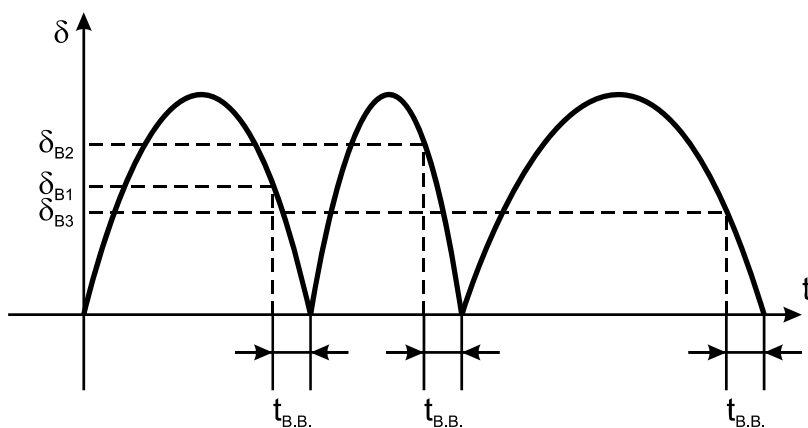


Рис. 21.

АПВ с улавливанием синхронизма

Для повышения эффективности применения АПОС на одиночных линиях с двусторонним питанием разработаны более сложные схемы, чем приведенная на рис. 15. обеспечивающие включение выключателя с разными углами опережения в зависимости от разности частот. (см. рис. 21.) Благодаря этому ускоряется включение линии.

Устройства отбора напряжения с линии для цепей АПВ

Реле КСС (см. рис. 16.) подключено к двум трансформаторам напряжения, один из которых установлен на шинах подстанции, а другой – на линии. Поскольку на линиях напряжением 220 кВ и ниже трансформаторы напряжения обычно не устанавливаются, для измерения напряжения линии используют специальные схемы отбора напряжения, более простые и дешевые, чем электромагнитные трансформаторы напряжения.

В качестве емкостных делителей для устройств отбора напряжения от линии электропередачи используются конденсаторы связи, изоляторы вводов масляных выключателей, силовых трансформаторов и трансформаторов тока, колонки опорных и гирлянды подвесных изоляторов.

1.11. Однофазное АПВ

Общие сведения

Опыт эксплуатации воздушных сетей высокого напряжения, работающих с заземленной нейтралью, показывает, что доля однофазных КЗ на ЛЭП весьма высока. Очевидно, что при однофазных КЗ достаточно отключить одну поврежденную фазу с обеих сторон линии и затем автоматически включить её повторно. При этом две другие неповрежденные фазы линии всё время остаются включенными. Этот принцип и положен в основу выполнения ОАПВ.

Основными **преимуществами** ОАПВ по сравнению с ТАПВ являются:

1. сохранение в цикле ОАПВ по двум фазам, оставшемся в работе, связи между двумя частями энергосистемы (включение при этом происходит без толчков);
2. возможность выполнения АПВ на однофазных выключателях любого типа, как быстродействующих, так и медленнодействующих.

К основным **недостаткам** ОАПВ можно отнести:

1. Усложнение схемы АПВ за счет введения специальных устройств, выбирающих поврежденную фазу линии, - *избирателей* и дополнительных блокировок;
2. усложнение, загромождение и замедление РЗ на данной линии, а также и в прилегающей сети, для того, чтобы предотвратить её ложное срабатывание от токов и напряжений нулевой и обратной последовательностей, которые появляются в цикле ОАПВ;
3. вредное влияние несимметрии при работе линии с двумя фазами на генераторы электростанций, а также на линии телефонной связи;
4. блокировка ОАПВ (по принципу действия) при междуфазных КЗ.

В некоторых случаях выполняются комбинированные устройства АПВ, которые при однофазных КЗ действуют как ОАПВ, а при междуфазных – как ТАПВ.

В России ОАПВ получило распространение главным образом на одноцепных или двухцепных ЛЭП напряжением 330–750 кВ. Успешность действия ОАПВ такая же, как и ТАПВ, и составляет от 50 до 80% для ЛЭП разного напряжения.

ОАПВ для ЛЭП с двусторонним питанием

На ЛЭП 330–500 кВ применяется устройство типа АПВ-503, которое совместимо с РЗ, установленными на ЛЭП, обеспечивающие:

1. при однофазных КЗ на ЛЭП, отключаемых быстродействующей РЗ, – отключение только поврежденной фазы и её однократное АПВ;
2. при включении отключившейся фазы на устойчивое однофазное КЗ – отключение трех фаз линии без их повторного включения;
3. при междуфазных КЗ на линии – отключение трех фаз линии и их повторное включение;
4. при отключении трех фаз неповрежденной линии вследствие ложного срабатывания РЗ или автоматики – однократное ТАПВ линии.

Таким образом, рассматриваемое устройство является комбинированным АПВ, обеспечивающим отключение и последующие включение одной или трех фаз в зависимости от вида КЗ.

В схеме ОАПВ можно выделить следующие функциональные блоки:

- избиратели поврежденных фаз;
- цепи действия на отключение поврежденных фаз;
- реле времени и цепи включения при действии ОАПВ;
- цепи перевода действия защит на отключение трех фаз;
- цепи защиты линии в неполнофазном режиме работы.

Избиратели

Избиратели определяют вид КЗ и поврежденные фазы. Наиболее просто возникновение КЗ на той или иной фазе можно определить с помощью токовых реле, срабатывающих при увеличении тока в поврежденной фазе. Однако на длинных сильно нагруженных линиях токи нагрузки могут быть соизмеримыми или большими токов КЗ при повреждении в конце линии, что не позволяет использовать токовые реле для определения поврежденной фазы.

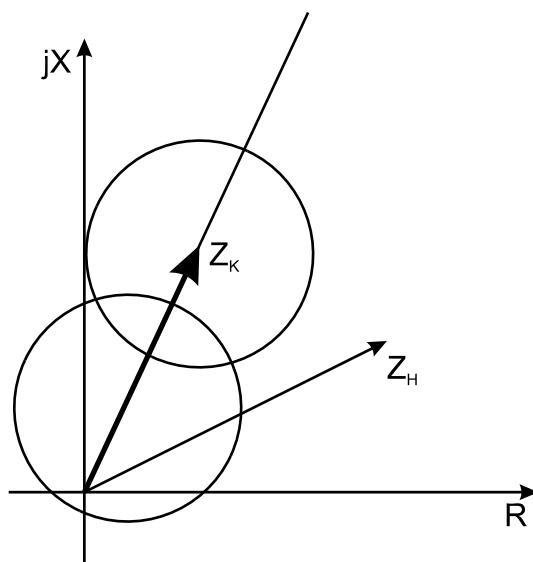


Рис. 22.

В качестве избирателей поврежденной фазы в устройствах типа АПВ–503 используются реле сопротивления (РС), включенные на фазные напряжения и сумму фазных токов и токов нулевой последовательности. Уставки реле сопротивления выбираются таким образом, чтобы они срабатывали только в случае повреждения данной фазы. При однофазном КЗ срабатывает только один избиратель, который определит поврежденную фазу.

Для лучшей отстройки от нагрузки и обеспечения необходимой чувствительности при КЗ в конце защищаемой линии избирательный орган каждой фазы линии выполняется в виде двух РС, характеристики которых представляют собой две пересекающиеся окружности (рис. 22.).

1.12. АПВ шин

Выше уже говорилось о неустойчивости большинства повреждений на шинах, что позволяет успешно применять АПВ шин.

Для п/ст с односторонним питанием, отключение повреждений на шинах которых обеспечивается защитами, установленными на противоположных концах питающих линий или на трансформаторах, повторная подача напряжения на шины обеспечивается действием АПВ питающих элементов (линий или трансформаторов).

При наличии на п/ст специальной защиты шин повторное включение шин также может быть осуществлено с помощью АПВ выключателей питающих присоединений. Схема АПВ при этом выполняется с пуском от несоответствия положений выключателя и ключа управления (реле фиксации). В этом случае при срабатывании защиты шин не должно осуществляться блокирование действия АПВ линии.

При наличии на п/ст не одной, а нескольких питающих линий целесообразно осуществлять АПВ нескольких или всех линий, отключающихся при срабатывании защиты шин. С этой целью при срабатывании защиты шин запускаются АПВ всех питающих линий. В случае успешного АПВ первой линии поочередно включаются выключатели других линий. Если первая линия включится на устойчивое КЗ, снова сработает защита шин. При этом блокируется действие АПВ других линий, и их выключатели не включатся, благодаря чему обеспечивается однократность АПВ шин.

АПВ трансформаторов

Частным случаем АПВ шин является АПВ трансформаторов. Наиболее целесообразно применение АПВ на одиночных трансформаторах, отключение которых может привести к аварии. АПВ трансформаторов применяется и на параллельно работающих трансформаторах, устанавливаемых на п/ст без обслуживающего персонала, для максимальной автоматизации восстановления нормального режима работы. Как правило, не допускается действие АПВ трансформатора при внутренних повреждениях в трансформаторе, когда срабатывает газовая или дифференциальная защита.

1.13. АПВ электродвигателей

АПВ электродвигателей применяется для обеспечения их самозапуска после восстановления питания.

АПВ электродвигателей применяется в установках 3–10 кВ в тех случаях, когда для обеспечения самозапуска наиболее ответственных электродвигателей приходится отключить кроме неответственных также часть ответственных электродвигателей. При этом целесообразно применить схему, осуществляющую АПВ отключившихся электродвигателей после восстановления напряжения.

2. Автоматическое включение резервного питания и оборудования

2.1. Назначение АВР

Высокую степень надежности электроснабжения потребителей обеспечивают схемы питания одновременно от двух и более источников питания (линий, трансформаторов), поскольку аварийное отключение одного из них не приводит к нарушению питания потребителей. Несмотря на эти очевидные преимущества многостороннего питания потребителей, большое количество п/ст, имеющих два и более источников питания, работают по схеме одностороннего питания. Одностороннее питание имеют также секции шин собственных нужд (СН). Применение такой менее надежной, но более простой схемы электроснабжения во многих случаях оказывается целесообразным для снижения токов КЗ, уменьшения потерь электроэнергии в питающих трансформаторах, упрощения РЗ, создания необходимого режима по напряжению, перетокам мощности и т.п. При развитии электрической сети одностороннее питание часто является единственно возможным решением, так как ранее установленное оборудование и РЗ не позволяют осуществить параллельную работу источников питания. Используются две основные схемы одностороннего питания потребителей при наличии двух или более источников.

В первой схеме один источник включен и питает потребителей, а второй отключен и находится в резерве. Соответственно этому первый источник называется *рабочим*, а второй *резервным* (рис. 23. а)). Во второй схеме все источники включены, но работают раздельно на выделенных потребителях. Деление осуществляется на одном из выключателей (рис. 23. в)).

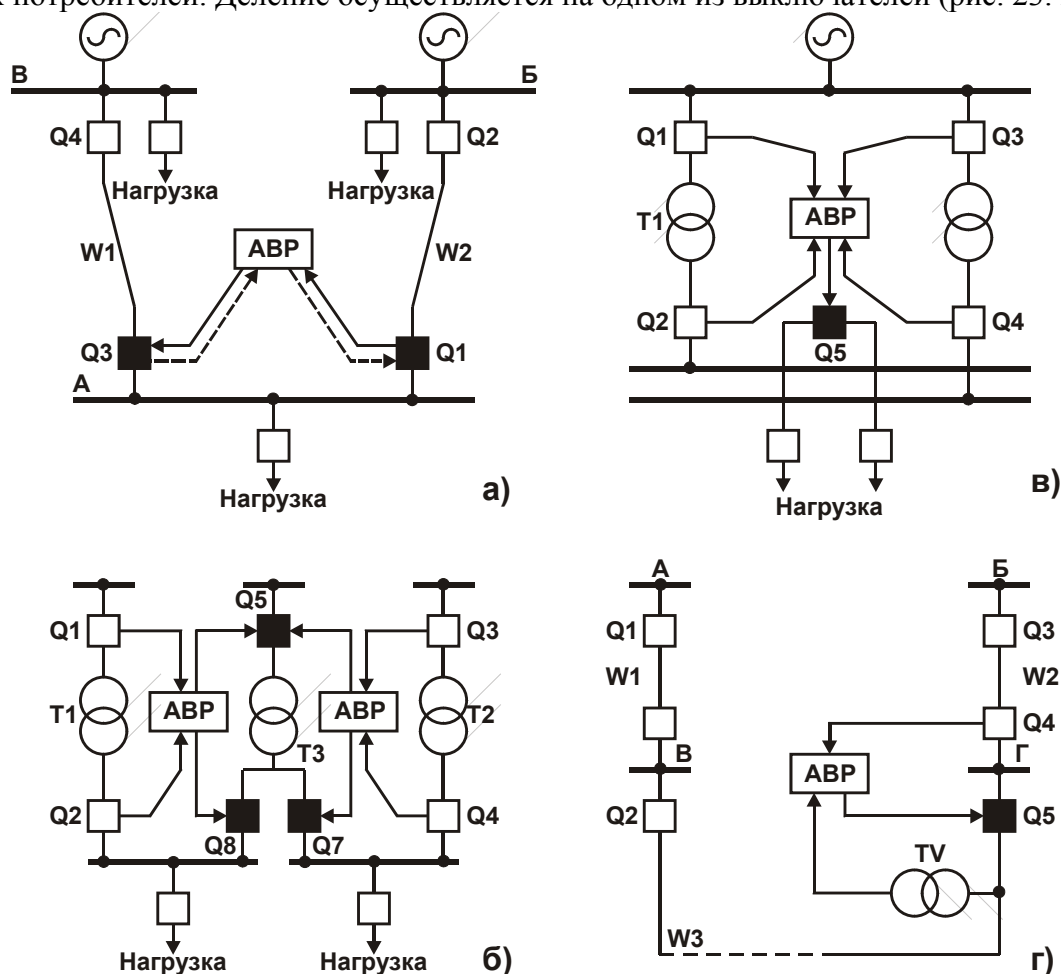


Рис. 23.

Недостатком одностороннего питания является то, что аварийное отключение рабочего источника приводит к прекращению питания потребителей, т.е. к аварии. Этот недостаток может быть устранен быстрым автоматическим включением резервного источника или включением выключателя, на котором осуществлено деление сети. Для выполнения этой операции широко используются специальные автоматические устройства, получившие наименование *автоматов включения резерва* (АВР). При наличии АВР время перерыва питания потребителей в большинстве случаев определяется лишь временем включения выключателей резервного источника и составляет 0,3–0,8 с. Рассмотрим принцип использования АВР на примере схем, приведенных на рис. 23.

- а) Питание п/ст А осуществляется по рабочей линии w1 от п/ст Б. Вторая линия w2, приходящая от п/ст В, является резервной и находится под напряжением (выключатель Q3 нормально отключен). При отключении линии w1 автоматически от АВР включается выключатель Q3 линии w2, чем вновь подается питание потребителем п/ст А. Схемы АВР могут иметь *одностороннее* или *двустороннее* действие. При одностороннем АВР линия w1 всегда должна быть рабочей, а линия w2 – всегда резервной. При двустороннем АВР любая из этих линий может быть рабочей и резервной.
- б) Питание электродвигателей и других потребителей СН каждого агрегата э/ст осуществляется обычно от отдельных рабочих трансформаторов (Т1 и Т2). При отключении рабочего трансформатора автоматически от АВР включается выключатель Q5 и один из выключателей Q6 (при отключении Т1) или Q7 (при отключении Т2) – резервного трансформатора Т3.
- в) Трансформаторы Т1 и Т2 являются рабочими, но параллельно работать не могут и поэтому со стороны низшего напряжения включены на разные системы шин. Шиносоединительный выключатель Q5 нормально отключен. При аварийном отключении любого из рабочих трансформаторов автоматически от АВР включается выключатель Q5, подключая нагрузку шин, потерявших питание, к оставшемуся в работе трансформатору. Каждый трансформатор в рассматриваемом случае должен иметь мощность, достаточную для питания всей нагрузки п/ст. В случае, если мощность одного трансформатора недостаточна для питания всей нагрузки п/ст, при действии АВР должны приниматься меры для отключения части наименее ответственной нагрузки.
- г) П/ст В и Г нормально питаются радиально от п/ст А и Б соответственно. Линия w3 находится под напряжением со стороны п/ст В, а выключатель Q5 нормально отключен. При аварийном отключении линии w2 устройство АВР, установленное на п/ст Г, включает выключатель Q5, чем питание п/ст Г переводится на п/ст В по линии w3. При отключении линии w1 п/ст В и вместе с ней линия w3 остаются без напряжения. Исчезновение напряжения на трансформаторе напряжения TV также приводит в действие устройство АВР на п/ст Г, которое включением выключателя Q5 подает напряжение на п/ст В от п/ст Г.

Опыт эксплуатации показывает, что АВР является весьма эффективным средством повышения надежности электроснабжения. Успешность действия АВР составляет 90–95%. Простота схем и высокая эффективность обусловили широкое применение АВР на э/ст и в электрических сетях.

2.2. Основные требования к схемам АВР

В эксплуатации находится большое количество АВР разных типов, которые имеют свои специфические особенности. Однако все устройства АВР должны удовлетворять следующим основным требованиям:

1. Схема АВР должна приходить в действие в случае исчезновения напряжения на шинах потребителей по любой причине, в том числе при аварийном, ошибочном или самопроизвольном отключении выключателей рабочего источника питания, а также при исчезновении напряжения на шинах, от которых осуществляется питание рабочего источника. Включение резервного источника питания допускается также при КЗ на шинах потребителя.
2. Для того чтобы уменьшить длительность перерыва питания потребителей, включение резервного источника питания должно производиться, возможно, быстрее, сразу же после отключения рабочего источника.
3. Действие АВР должно быть однократным, чтобы не допускать нескольких включений резервного источника на не устранившееся КЗ.
4. Схема АВР не должна приходить в действие до отключения выключателя рабочего источника, чтобы избежать включения резервного источника на КЗ в не отключившемся рабочем источнике. Выполнение этого требования исключает также в отдельных случаях несинхронное включение двух источников питания.
5. Для того чтобы схема АВР действовала при исчезновении напряжения на шинах, питающих рабочий источник, когда его выключатель остается включенным, схема АВР должна дополняться специальным пусковым органом минимального напряжения.
6. Для ускорения отключения резервного источника при его включении на не устранившееся КЗ должно предусматриваться ускорение защиты резервного источника после АВР. Это особенно важно в тех случаях, когда потребители, потерявшие питание, подключаются к другому источнику, несущему нагрузку.

Ускоренная защита обычно действует по цепи ускорения без выдержки времени. В установках же СН, а также на п/ст, питающих большое число электродвигателей, ускорение осуществляется до 0,5 с. Такое замедление ускоренной защиты необходимо для предотвращения её неправильного срабатывания в случае кратковременного замыкания контактов токовых реле в момент включения выключателя под действием толчка тока, обусловленного сдвигом по фазе между напряжением энергосистемы и затухающей ЭДС тормозящихся электродвигателей.

2.3. Принцип действия АВР

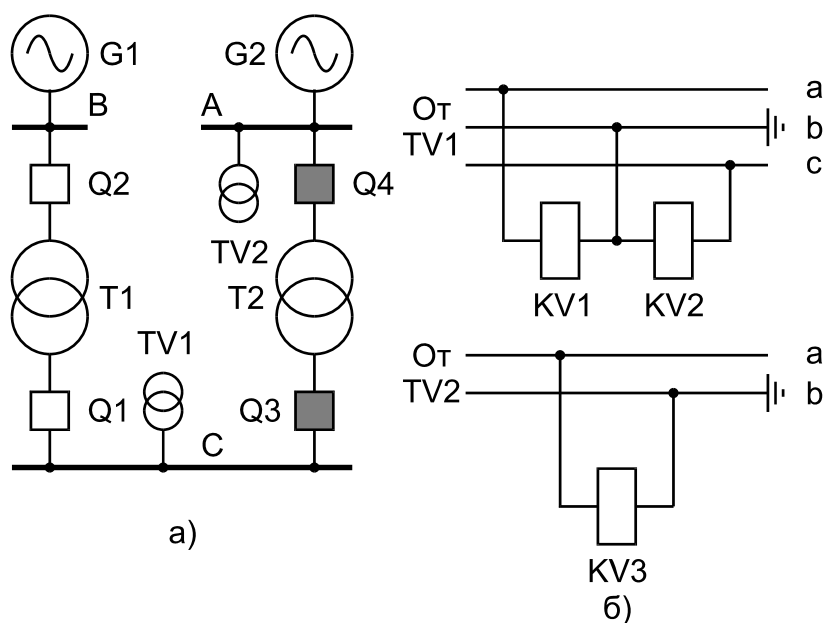


Рис. 24.

Рассмотрим принцип действия АВР на примере двухтрансформаторной п/ст, схема которой приведена на рис. 24. а). Питание потребителей нормально осуществляется от рабочего трансформатора Т1. Резервный трансформатор Т2 отключен и находится в автоматическом резерве.

При отключении по любой причине выключателя Q1 трансформатора Т1 его вспомогательный контакт SQ1.2 (см. рис. 25.) разрывает цепь обмотки промежуточного реле KL1. В результате якорь реле KL1, подтянутый при включенном выключателе, при снятии напряжения отпадает с некоторой выдержкой времени и размыкает контакты.

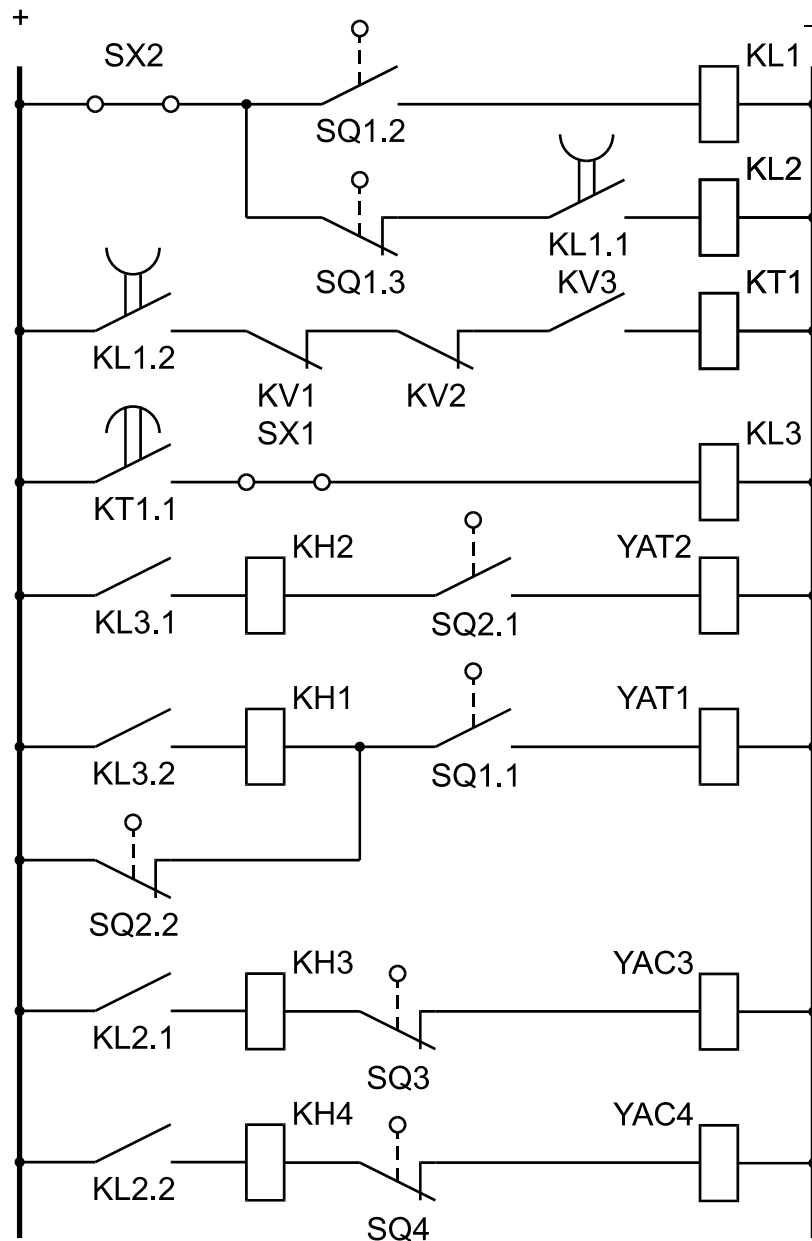


Рис. 25.

Второй вспомогательный контакт SQ1.3 выключателя Q1, замкнувшись при отключении Q1, подает плюс через ещё замкнутый контакт KL1.1 на обмотку промежуточного реле KL2, которое своими контактами производит включение выключателей Q3 и Q4 резервного трансформатора, воздействуя на контакторы включения YAC3 и YAC4. По истечении установленной выдержки времени реле KL1 размыкает контакты и разрывает цепь обмотки KL2. Если резервный трансформатор будет включен действием АВР на не устранившееся КЗ и

отключится РЗ, то его повторного включения не произойдет. Таким образом, реле КЛ1 обеспечивает однократность действия АВР и поэтому называется *реле однократности включения*. Реле КЛ1 вновь замкнет свои контакты и подготовит схему АВР к новому действию лишь после того, как будет восстановлена нормальная схема питания п/ст и включен выключатель Q1. Выдержка времени на размыкание контактов реле КЛ1 должна быть больше времени включения выключателей Q3 и Q4 для того, чтобы они успели надежно включиться.

Выше было рассмотрено действие АВР при отключении выключателя Q1 рабочего трансформатора. Наряду с этим следует иметь в виду возможность отключения выключателя Q2 со стороны высшего напряжения рабочего трансформатора. В этом случае потребители п/ст С также потеряют питание. Для того чтобы обеспечить действие АВР и в этом случае, при отключении Q2 от его вспомогательного контакта SQ2.2 подаётся импульс на катушку отключения YAT1 выключателя Q1. После отключения Q1 АВР запускается и действует, как рассмотрено выше.

Кроме рассмотренных случаев отключения выключателей Q1 или Q2 рабочего трансформатора, потребители также потеряют питание, если по какой-либо причине останутся без напряжения шины ВН п/ст В. Схема АВР при этом не подействует, так как оба выключателя рабочего трансформатора останутся включенными. Для того чтобы обеспечить действие АВР и в этом случае, предусмотрен специальный пусковой орган минимального напряжения, в который входят реле KV1, KV2, KV3 и КЛ3. При исчезновении напряжения на шинах п/ст В, а следовательно, и на шинах п/ст С в реле минимального напряжения, подключенные к трансформатору напряжения TV1, замкнут свои контакты и подадут плюс оперативного тока на обмотку реле времени КТ1 через контакт реле KV3. Реле КТ1 при этом запустится и по истечении установленной выдержки времени подаст плюс на обмотку выходного промежуточного реле КЛ3, которое отключит выключатели Q1 и Q2 рабочего трансформатора. После отключения Q1 АВР подействует, как рассмотрено выше.

Реле напряжения KV3 предусмотрено для того, чтобы предотвратить отключение Т1 от пускового органа минимального напряжения в случае отсутствия напряжения на шинах ВН А резервного трансформатора Т2, когда действие АВР будет заведомо бесполезным. Реле напряжения KV3, подключенное к трансформатору напряжения TV2 шин А, при отсутствии напряжения размыкает свой контакт и разрывает цепь от контактов реле KV1 и KV2 к обмотке реле времени КТ1.

2.4. Автоматическое включение резервных трансформаторов

На рис. 26. приведена схема АВР ТСН блочных ТЭС. Рабочий трансформатор (рис. 8.20. а)) Т1 имеет расщепленные обмотки и подключен отпайкой к генератору G1. Два резервных трансформатора Т2 и Т3 присоединены к магистралям резервного питания 6 кВ А и В. Выключатели ВН резервных трансформаторов Q21 и Q31 нормально отключены, а выключатели стороны НН Q2А и Q2В, Q3А и Q3В включены. В рассматриваемой схеме имеется возможность замены рабочего трансформатора любого энергоблока любым из двух резервных. Т2 и Т3. В зависимости от того, какой из резервных трансформаторов используется, включаются выключатели Q4А, Q4В или Q5А, Q5В (секционные выключатели устанавливаются через два энергоблока).

В схеме на рис. 26. б) показано АВР выключателей, обеспечивающих восстановление питания секции СН, питающейся нормально от рабочего трансформатора Т1 через выключатель Q11. В случае аварийного отключения Т1 будут включены выключатель Q1А, а также выключатели Q21 или Q31 резервных трансформаторов Т2 или Т3. Команды на включение выключателей подаются реле КЛА (рис. 26. б), которое срабатывает при замыкании вспомогательного контакта SQQ11.1 отключившегося выключателя Q11 через размыкающийся контакт KQC11.1, обеспечивающий однократность действия АВР. Плюс на включение выключателя Q1А подается непосредственно контактом КЛА.1 через указательное реле КН1, а на включение выключателей Q21 или Q31 – через контакты КЛА.2 и КЛА.3 соответственно.

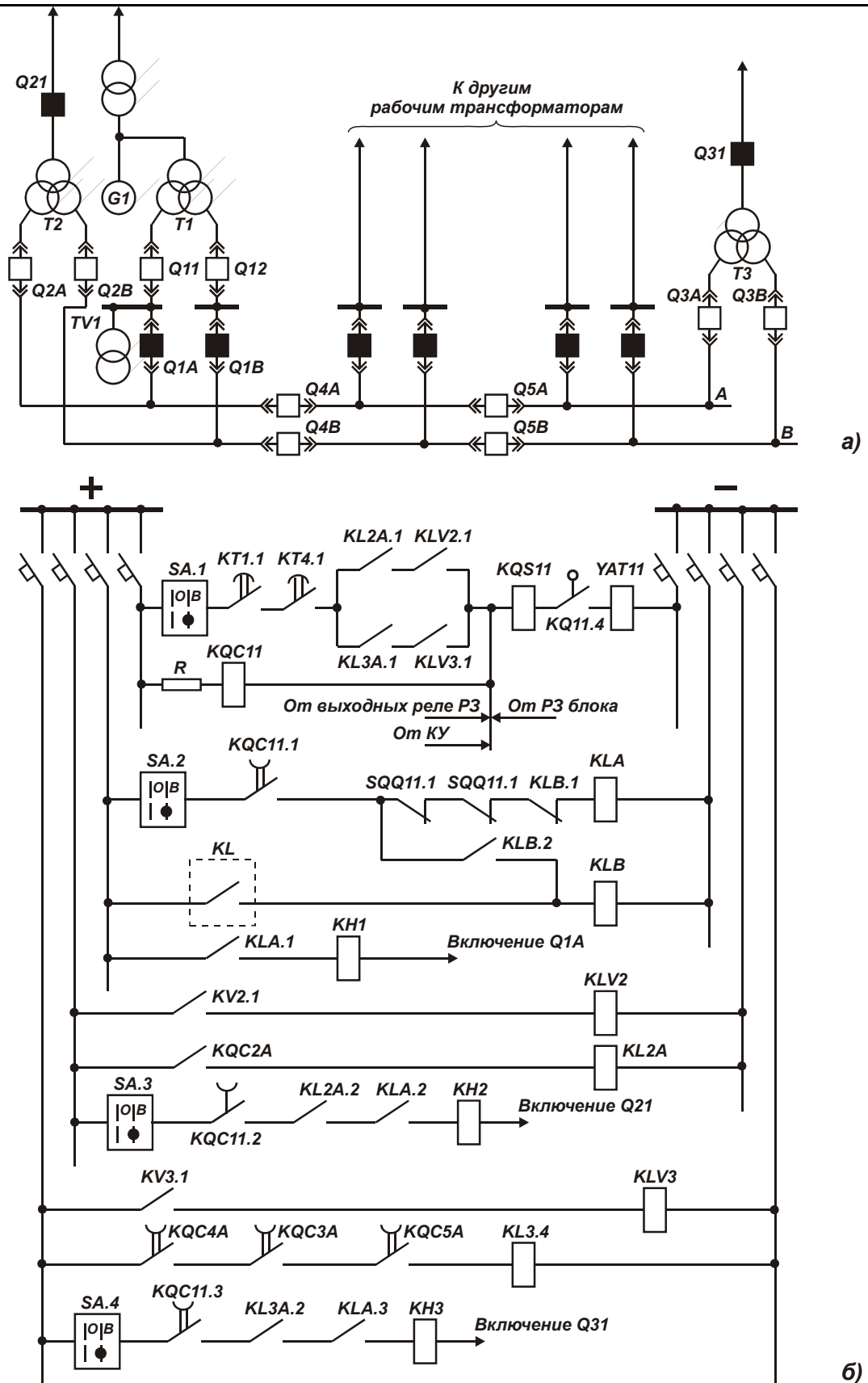


Рис. 26.

Для выбора направления действия схемы АВР на рис. 26. б) предусмотрены специальные промежуточные реле (KL2A и KL3A), контролирующие, от какого резервного трансформатора питаются вводы резервного питания к секции СН соответствующего энергоблока (в рассматриваемом случае энергоблока G1).

В схемах АВР выключателей Q1A и Q21 (рис. 26. а)), показанных на рис. 26. б), при использовании для резервирования Т» замкнуты контакты KV2.1 реле напряжения, контролирующего наличие напряжения на питающей стороне трансформатора Т2, контакты реле положения «Включено» KQC2A выключателя Q2A. Поэтому под напряжением находятся реле KLV2, KL2A и контакты их в схемах АВР (рис. 26. б) замкнуты. При использовании же для резервирования Т3 под напряжением будут находиться реле KLV3 и KL3A (рис. 26. б).

Действие АВР запрещается в случае отключения выключателя Q11 вручную (при этом размыкаются контакты KQ11.1, см. рис. 26. б) и в случае повреждения на шинах или присоединениях НН, когда могут подействовать резервные РЗ питающего трансформатора (при этом через замкнувшийся контакт выходного промежуточного реле резервных РЗ трансформатора KL (рис. 26. б)) сработает реле блокировки KLB, которое контактом KLB.1 разомкнет цепь обмотки реле KLA, а через контакт KLB.2 будет самоудерживаться до размыкания контакта KQC11.1 и возврата схемы АВР).

При исчезновении напряжения на шинах секции 6 кВ, когда выключатель рабочего трансформатора Q11 остается включенным, вступит в действие пусковой орган минимального напряжения АВР, схема которого приведена на рис. 27. Для отключения выключателя Q11 и последующего пуска АВР необходимо срабатывание двух реле минимального напряжения (KV1 и KV4 на рис. 27) и реле времени KT1 и KT4. В качестве реле KV1 и KV4 используются соответствующие реле первой ступени РЗ минимального напряжения, предназначенной для отключения неотчетливых электродвигателей в режиме самозапуска. На реле KV4 выполняется установка срабатывания 70 В, и оно срабатывает одновременно с реле KV1 при исчезновении напряжения на шинах, обеспечивая пуск АВР. Для исключения ложного срабатывания пускового органа АВР и РЗ минимального напряжения электродвигателей при отключении автоматического выключателя SF, установленного во вторичных цепях TV1 (рис. 27.), плюс на контакты реле напряжения подается через его вспомогательный контакт SQF, замкнутый при включенном автоматическом выключателе.

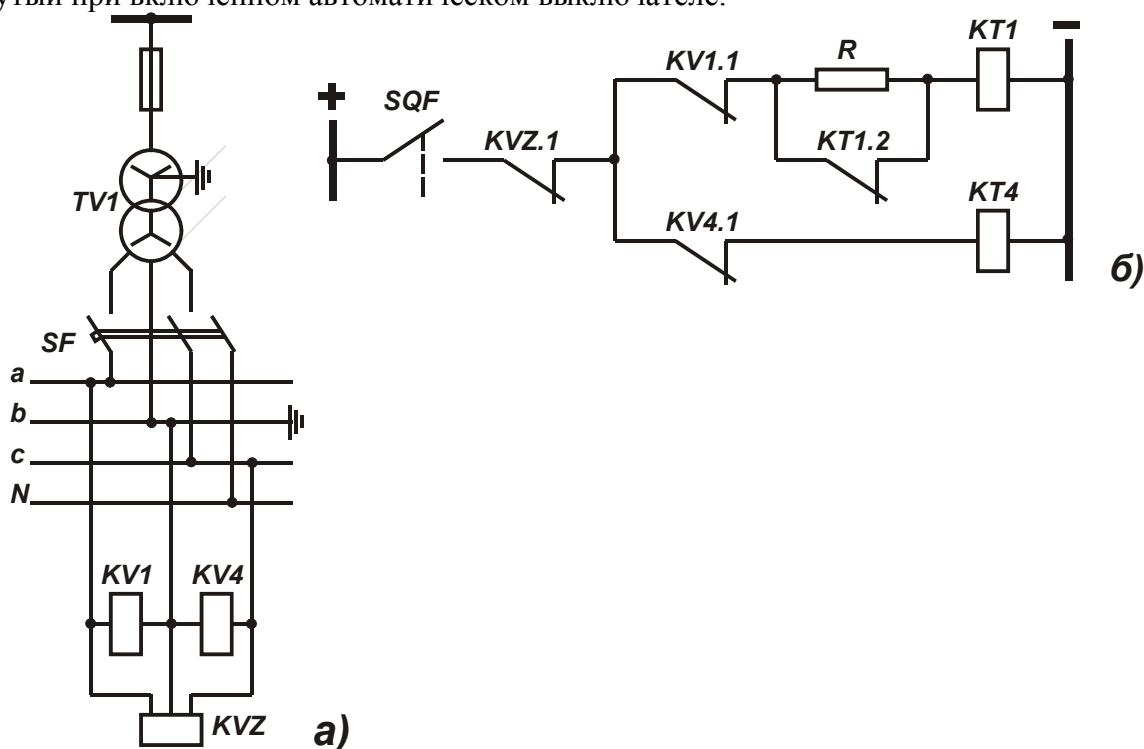


Рис. 27.

Предусмотренные в схеме на рис. 27. блокировки не исключают возможности ложного срабатывания пускового органа АВР в случае перегорания предохранителя в средней фазе на стороне ВН TV1, когда могут одновременно сработать оба реле напряжения (KV1 и KV4). Для предотвращения в этом случае ложного срабатывания пускового органа схемы АВР плюс на его схему подается через размыкающий контакт фильтр-реле напряжения обратной

последовательности KVZ (типа РНФ-1М), установленного в схеме РЗ минимального напряжения электродвигателей, подключенных к данной секции шин СН.

В цепи отключения соответствующего выключателя рабочего трансформатора от пускового органа схемы АВР включены замыкающие контакты промежуточных реле KL2 или KL3 (см. рис. 26. б)), замкнутые при наличии напряжения на резервном источнике питания. Промежуточные реле KL2 (KL3) приходят в действие от контактов максимальных реле напряжения KV2.1 (KV3.1) и служат для размножения контактов последнего с целью использования их в цепях других рабочих трансформаторов.

Реле времени KT1 и KT4 замыкают цепь отключения выключателя Q11 через замыкающие контакты реле KLV2.1 (KLV3.1) и KLA.1 (KL3A.1) в зависимости от того, какой трансформатор – Т2 или Т3 – используется для резервирования рабочего трансформатора.

2.5. Сетевые АВР

В распределительных сетях широкое применение находят АВР, обеспечивающие при своем срабатывании восстановление питания нескольких п/ст сети, – так называемые *сетевые* АВР. Схема такого АВР приведена на рис. 28. Устройство АВР двустороннего действия обеспечивает восстановления питания участков сети, расположенных слева и справа от п/ст В, в случае нарушения питания от п/ст А и Д. соответственно. Пуск АВР осуществляется контактами реле напряжения KV1 и KV2, подключенными к трансформаторам напряжения TV1 и TV2. В цепи обмотки реле времени KT1 пускового органа АВР включены замыкающие контакты автоматов SF1 и SF2, предотвращающих ложное срабатывание пускового органа в случае неисправностей цепей напряжения, а также замыкающие контакты реле напряжения KV3 и KV4, контролирурующие наличие напряжения со стороны резервного источника.

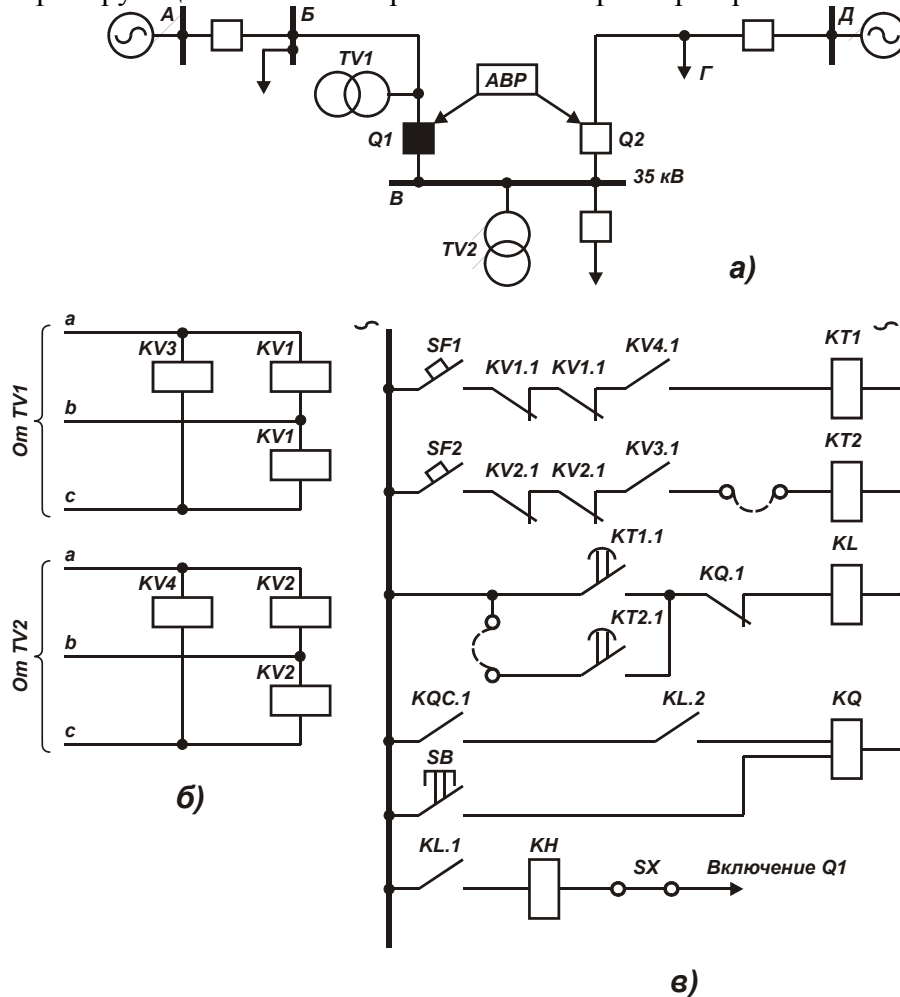


Рис. 28.

В схеме пускового органа АВР предусмотрено второе реле времени КТ2 для возможности осуществления двух различных уставок по времени в случае отключения питания от п/ст А и Д.

Однократность действия рассматриваемой схемы АВР обеспечивается двухпозиционным реле КQ. Это реле типа РП-9 переменного тока имеет две обмотки, которые включены со встречной полярностью. Срабатывание реле и переключение его контактов происходят за один из полупериодов поданного на обмотки напряжения переменного тока, когда в якоре реле направление управляющего потока противоположно направлению поляризующего потока, создаваемого постоянными магнитами.

В нормальном режиме замкнут контакт КQ.1 и подготовлена цепь выходного промежуточного реле КL. После срабатывания реле КL, подающего импульс на включение Q1, и замыкания контактов реле положения «Включено» КQС.1, фиксирующего включение Q1, реле КQ срабатывает и переключает свои контакты, размыкая КQ.1 в цепи обмотки КL. Возврат реле КQ и подготовка схемы АВР к новому действию осуществляется нажатием кнопки SB. Эту операцию выполняет персонал оперативно-выездной бригады, прибывающей на п/ст при поступлении сигнала о срабатывании АВР.

Действие сетевого АВР увязывается с АПВ линий, что обеспечивает наибольшую эффективность действия автоматики. РЗ в рассматриваемой сети должна выполняться с учетом возможности питания промежуточных п/ст как от одного, так и от другого источника.

2.6. Расчет уставок АВР

Реле однократности включения

Выдержка времени промежуточного реле однократности включения $t_{ОВ}$ от момента снятия напряжения с его обмотки до размыкания контактов должна с некоторым запасом превышать время включения выключателя резервного источника питания:

$$t_{ОВ} = t_{ВКЛ} + t_{ЗАП},$$

где: $t_{ВКЛ}$ - время включения выключателя резервного источника питания (если выключателей два, то выключателя, имеющего большее время включения);

$t_{ЗАП}$ - время запаса, принимается равным 0,3–0,5 с.

Пусковой орган минимального напряжения

Напряжение срабатывания реле минимального напряжения при выполнении пускового органа по схеме на рис. 24, выбирается так, чтобы пусковой орган срабатывал только при полном исчезновении напряжения и не приходил в действие при понижениях напряжения, вызванных КЗ или самозапуском электродвигателей. Для выполнения этого условия напряжение срабатывания реле минимального напряжения (напряжение, при котором возвращается якорь реле) должно быть равным:

$$U_{С.Р.} = \frac{U_{ОСТ.К.}}{k_H n_H};$$

$$U_{С.Р.} = \frac{U_{ЗАП.}}{k_H n_H},$$
(10)

где: $U_{ОСТ.К.}$ - наименьшее расчетное значение остаточного напряжения при КЗ;
 $U_{ЗАП.}$ - наименьшее напряжение при самозапуске электродвигателей;
 k_H - коэффициент надежности, принимаемый равным 1,1–1,2;
 n_H - коэффициент трансформации трансформатора напряжения.

Для определения наименьшего остаточного напряжения производятся расчеты при трехфазных КЗ и расчет самозапуска электродвигателей. Принимается меньшее значение напряжения срабатывания из полученных по формулам (10).

В большинстве случаев обоим условиям удовлетворяет напряжение срабатывания, равное:

$$U_{с.р.} = (0,25 \div 0,40) U_{ном}, \quad (11)$$

где: $U_{ном}$ – номинальное напряжение электроустановки.

Поэтому обычно можно принимать напряжение срабатывания согласно формуле (11). В схемах пусковых органов минимального напряжения должны применяться термически стойкие реле напряжения типа РН-53/60 Д, которые имеют пределы уставок 15–60 В и допускают длительное включение под напряжение 110 и 220 В.

Реле контроля наличия напряжения на резервном источнике питания

Напряжение срабатывания этого реле определяется из условия отстройки от минимального рабочего напряжения по формуле:

$$U_{с.р.} = \frac{U_{раб.мин.}}{k_H k_B n_H}, \quad (12)$$

где: $U_{раб.мин.}$ - минимальное рабочее напряжение;
 k_H - коэффициент надежности, принимаемый равным 1,2;
 k_B - коэффициент возврата реле.

3. Автоматическое включение синхронных генераторов на параллельную работу

3.1. Способы синхронизации

Общие сведения

Для успешного включения генератора в сеть необходимо, чтобы толчок уравнивающего тока в момент включения не превышал допустимого значения, а ротор включаемого генератора втянулся в синхронизм без длительных качаний. Для выполнения этих условий необходимо предварительно отрегулировать частоту вращения генератора так, чтобы она стала близкой к синхронной, а напряжение на его выводах (если генератор возбужден) сделать равным или близким напряжению энергосистемы и выбрать момент подачи команды на включение выключателя. Этот процесс уравнивания частоты вращения и напряжения и выбора момента включения генератора в сеть называется *синхронизацией*. В эксплуатации применяются два основных способа включения генераторов на параллельную работу с энергосистемой: точная синхронизация и самосинхронизация.

При включении способом *точной синхронизации* генератор разворачивается до частоты, близкой к синхронной, и возбуждается. Затем вручную или с помощью автоматики уравниваются частоты и напряжения синхронизируемого генератора и сети. После этого подается команда на включение генератора в сеть. Для того чтобы толчок уравнивающего тока в момент включения не превышал допустимого значения, а качания ротора генератора быстро затухли, необходимо очень точно уравнивать частоты и напряжения генератора и сети и выбрать соответствующий момент для включения выключателя.

При *самосинхронизации* генератор разворачивается до частоты, близкой к синхронной, и включается в сеть невозбужденным. Ток возбуждения подается в обмотку ротора сразу же после включения выключателя генератора. Затем происходит нарастание тока ротора и ЭДС, и генератор втягивается в синхронизм.

Точная синхронизация

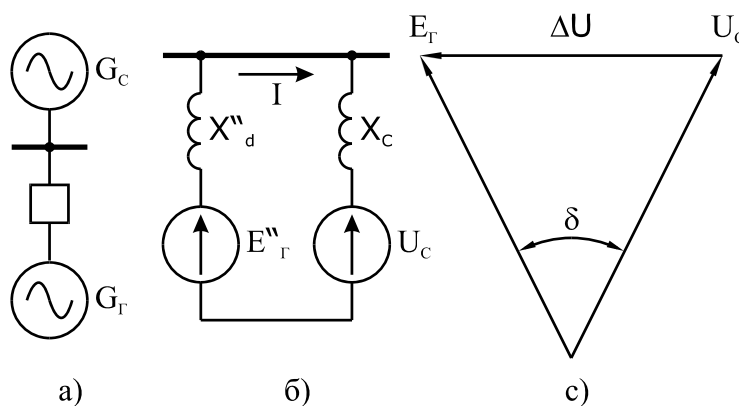


Рис. 29.

Рассмотри условия точной синхронизации, которая может применяться для включения в сеть генераторов всех типов и мощностей при любой схеме коммутации. На рис. 29. приведена схема замещения для расчета толчка тока при включении генератора в сеть. Стрелками обозначены принятые положительные направления ЭДС генератора Γ и напряжения

энергосистемы С. Обходя контур (рис. 29. б)), можно записать согласно второму закону Кирхгофа:

$$U_C - E''_{\Gamma} = IZ_{\Sigma} \quad (13)$$

Из этого выражения можно определить толчок уравнивающего тока в момент включения:

$$I_{\text{ур}} = \frac{U_C - E''_{\Gamma}}{Z_{\Sigma}} = \frac{\Delta U}{Z_{\Sigma}}, \quad (14)$$

где: ΔU - разность синхронизируемых напряжений (ЭДС) в момент включения (генератор замещается ЭДС E''_{Γ} за сверхпереходным сопротивлением x''_d);
 $I_{\text{ур}}$ - периодическая составляющая тока в момент включения;
 Z_{Σ} - суммарное сопротивление между ЭДС синхронизируемого генератора и напряжением энергосистемы (генератор замещается сверхпереходным сопротивлением x''_d).

Соответственно амплитудное значение уравнивающего тока в момент включения:

$$i''_{\text{ур}} = \frac{\sqrt{2} \cdot 1,8 \Delta U}{Z_{\Sigma}} \quad (15)$$

Если ЭДС генератора и напряжение энергосистемы равны по абсолютному значению и в момент включения сдвинуты на угол δ (рис. 29. в)), ток будет равен:

$$I_{\text{ур}} = \frac{2U \sin \frac{\delta}{2}}{Z_{\Sigma}} \quad (16)$$

В общем случае, когда ЭДС генератора и напряжение энергосистемы не равны по абсолютному значению, выражение для определения уравнивающего тока примет следующий вид:

$$I_{\text{ур}} = \frac{\sqrt{E''_{\Gamma}{}^2 + U_C^2 - 2E''_{\Gamma}U_C \cos \delta}}{Z_{\Sigma}} \quad (17)$$

Как следует из выражений, приведенных выше, уравнивающий ток в момент включения будет тем больше, чем больше разность синхронизируемых напряжений и угол между ними. Поскольку в реальных условиях при синхронизации всегда имеется некоторая разница частот синхронизируемого генератора f_{Γ} и энергосистемы f_C , то угол между напряжениями δ и разность напряжений ΔU все время изменяются. При этом разность мгновенных значений синхронизируемых напряжений равна:

$$\Delta u = e''_{\Gamma} - u_C = E''_{\Gamma} \sin \omega_{\Gamma} t - U_C \sin \omega_C t, \quad (18)$$

где: ω_{Γ} и ω_C – угловые скорости вращения ЭДС генератора и энергосистемы соответственно:
 $\omega_{\Gamma} = 2\pi f_{\Gamma}$ и $\omega_C = 2\pi f_C$.

При условии $E''_{\Gamma} = U_C = U$

$$\Delta u = U(\sin \omega_{\Gamma} t - \sin \omega_C t) = 2U \sin \frac{\omega_{\Gamma} - \omega_C}{2} t \cdot \cos \frac{\omega_{\Gamma} + \omega_C}{2} t \quad (19)$$

График изменения напряжения Δu , показанный на рис 30. а), представляет собой колебания, которые называются *биениями*, а разность напряжений Δu – *напряжением биения* u_s .

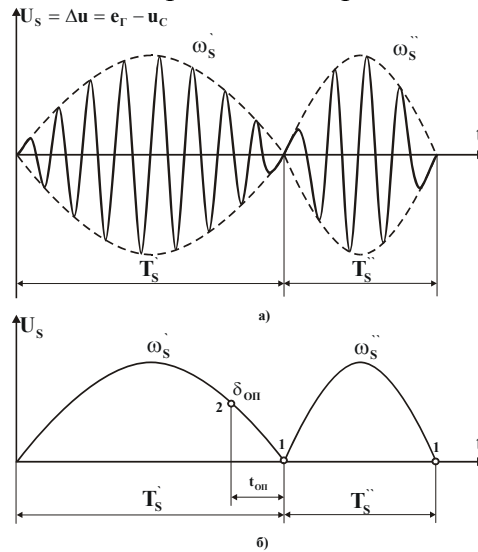


Рис. 30.

В дальнейших нас будет интересовать огибающая амплитудных значений напряжения биения, очерченная на рис. 30. а) штриховой линией. Математическое выражение огибающей имеет следующий вид:

$$U_s = 2U \sin \frac{\omega_r - \omega_c}{2} t = 2U \sin \frac{\omega_s}{2} t, \quad (20)$$

где: U_s - текущее значение огибающей напряжения биения в каждый момент времени;
 $\omega_r - \omega_c = \omega_s$ - разность угловых скоростей синхронизируемых напряжений, или, как говорят, угловая скорость скольжения.

Огибающая напряжения биения изменяется от нуля до максимального значения, равного двойной амплитуде $2U$, и вновь уменьшается до нуля. Время полного цикла изменения напряжения биения от нуля через максимум до нуля или между двумя максимальными значениями называется периодом скольжения:

$$T_s = \frac{2\pi}{\omega_s} = \frac{1}{f_s}, \quad (21)$$

где: ω_s - в радианах секунду (рад/с);
 f_s - в герцах (Гц);
 T_s - в секундах (с).

Чем больше разность частот, тем меньше период биения, как показано на рис 30. а).

Для того, чтобы при синхронизации не было толчка уравнительного тока, согласно выражению (14) и рис. 30. контакты выключателя синхронизируемого генератора должны замыкаться в момент, когда огибающая напряжения биения U_s будет равна нулю (точка 1 на рис. 30. б)). Этот момент называется *моментом оптимума*.

Выключатель имеет собственное время включения, поэтому команда на включение должна быть подана несколько раньше, чем будет достигнут оптимум, с опережением, равным времени включения выключателя (точка 2 на рис. 30. б)). Время от момента подачи команды на включение до момента оптимума, когда синхронизируемые напряжения совпадают по углу, называется *временем опережения* $t_{оп}$. Соответственно угол $\delta_{оп}$, при котором подается команда на включение выключателя синхронизируемого генератора, называется *углом опережения*.

Если выбрать момент подачи команды на включение выключателя так, чтобы время опережения точно равнялось времени включения выключателя, контакты выключателя будут замыкаться в момент оптимума и синхронизация будет происходить без толчка уравнивающего тока. Таким образом, для того чтобы включение генератора в сеть не сопровождалось большим толчком уравнивающего тока, должны быть соблюдены два следующих условия точной синхронизации:

- равенство синхронизируемых напряжений:

$$U_G = U_C$$

- совпадение фаз синхронизируемых напряжений:

$$\varphi_G \approx \varphi_C$$

- Третьим условием, которое должно быть выполнено при точной синхронизации, является близкое совпадение частот синхронизируемых напряжений:

$$f_G = f_C$$

Необходимость соблюдения этого последнего требования определяется реальными условиями синхронизации, в процессе которой включение выключателя может происходить не точно в момент оптимума, а раньше или позже оптимума на величину ошибки $\Delta t_{\text{ош}}$.

Возникновение ошибки $\Delta t_{\text{ош}}$ объясняется тем, что действительное время опережения $t_{\text{оп.д}}$ может отличаться от расчетного из-за погрешности устройства синхронизации. Действительное время включения выключателя $t_{\text{в.в.д}}$ также может отличаться от расчетного:

$$\Delta t_{\text{ош}} = t_{\text{в.в.д}} - t_{\text{оп.д}} \tag{22}$$

Очевидно, что наибольшее значение $\Delta t_{\text{ош}}$ будет иметь место при разных знаках ошибок выключателя и времени опережения.

Угол ошибки $\delta_{\text{ош}}$, рад, при котором будет происходить включение выключателя, равен:

$$\delta_{\text{ош}} = \omega_s \Delta t_{\text{ош}} \tag{23}$$

Из выражения (23) следует, что чем больше угловая скорость скольжения, тем больше может быть угол ошибки $\delta_{\text{ош}}$, а следовательно больше толчок уравнивающего тока. Для того чтобы толчок уравнивающего тока при определенном значении $\Delta t_{\text{ош}}$, известном для данного типа выключателя и устройства синхронизации, не превышал допустимого значения, должно выполняться третье условие точной синхронизации:

$$\omega_s \approx 0 \text{ или } f_G \approx f_C$$

Следует иметь в виду, что соблюдение последнего условия необходимо также для того, чтобы процесс синхронизации не сопровождался длительными качаниями после включения генератора в сеть. Действительно, когда генератор, частота которого выше частоты энергосистемы, включается в сеть, он обладает избытком кинетической энергии относительного движения:

$$\Delta A = \frac{T_J \omega_s^2}{2}, \tag{24}$$

где: T_J – механическая постоянная инерции синхронизируемого агрегата.

Чем больше разность частот синхронизируемых напряжений ω_s , тем больше избыток кинетической энергии в момент включения генератора в сеть и тем длительнее будут качания. Если разность частот будет достаточно большой, генератор может не втянуться в синхронизм.

На практике условия точной синхронизации выполняются не абсолютно точно, а допускаются некоторые отклонения, при которых обеспечивается успешная синхронизация. Частота скольжения f_s допускается примерно 0,05–0,2 Гц, что соответствует периоду биения $T_s = 20 \div 5$ с. Разность напряжений синхронизируемого генератора и сети допускается около 5–10 %. Значение допустимого угла ошибки $\delta_{\text{ог}}$ определяется в зависимости от параметров сети и синхронизируемого генератора. Допустимым можно считать включение, при котором периодическая составляющая уравнительного тока в момент включения не превосходит номинального тока генератора.

Самосинхронизация

Согласно правилам технической эксплуатации способ самосинхронизации разрешается применять в аварийных условиях на турбогенераторах мощностью до 200 МВт включительно и гидрогенераторах мощностью до 500 МВт включительно; генераторы большей мощности разрешается включать этим способом при условии, что кратность сверхпереходного тока к номинальному не превышает 3,0. В нормальных условиях разрешается включение способом самосинхронизации (в зависимости от условий работы электростанции и состояния агрегата) турбогенераторов с косвенным охлаждением обмоток, работающих по схеме генератор – трансформатор; гидрогенераторов с косвенным охлаждением обмоток, а также синхронных компенсаторов с разгонными электродвигателями.

Следует также иметь в виду, что включение генератора в сеть способом самосинхронизации сопровождается значительным снижением напряжения на выводах генератора, что может вызвать нарушение нормальной работы потребителей, подключенным к шинам генераторного напряжения. Значение остаточного напряжения может быть подсчитано по следующей формуле:

$$U_{\Gamma} = U_c \frac{X'_d}{X'_d + Z_{\text{PEЗ}}}, \quad (25)$$

где: $Z_{\text{PEЗ}}$ - наименьшее результирующее сопротивление энергосистемы, приведенное к выводам генератора;

X'_d - переходное сопротивление генератора.

При включении синхронной машины в сеть способом самосинхронизации должны быть соблюдены следующие условия:

- генератор не возбужден;
- АГП отключен
- остаточное напряжение на выводах статора не должно превышать 0,1–0,3 $U_{\text{ном}}$;
- скольжение машины не должно превышать допустимого значения;
- ускорение машины в момент включения не должно превосходить допустимого значения (0,5 Гц/с для гидрогенераторов без успокоительных обмоток и 2–5 Гц/с для турбогенераторов и гидрогенераторов с успокоительными обмотками).

Если самосинхронизация будет происходить при большом остаточном напряжении на выводах генератора, она будет сопровождаться большими толчками тока как несинхронное включение возбужденного генератора. В случае включения генератора в сеть при большом скольжении или ускорении процесс самосинхронизации может затянуться и будет сопровождаться длительными качаниями. Поскольку генератор, включаемый в сеть методом

самосинхронизации, не возбужден, момент его включения в сеть относительно фазы напряжения системы не имеет значения.

Сравнение способов синхронизации

Основными достоинствами способа самосинхронизации является **ускорение** процесса синхронизации и его сравнительная простота, вследствие чего он легко может быть автоматизирован. Преимущества самосинхронизации особенно важны в **аварийных** условиях при значительных колебаниях частоты и напряжения в энергосистеме. Недостатком способа самосинхронизации следует считать сравнительно большие толчки тока в момент включения, вследствие чего **подгорают контакты** выключателей и подвергаются дополнительным динамическим усилиям обмотки генераторов и трансформаторов.

Достоинство точной синхронизации состоит в том, что включение генератора, как правило, не сопровождается большими толчками тока и длительными качаниями. Вместе с тем жесткие требования, предъявляемые условиями точной синхронизации, делают ее более сложной и длительной операцией. Особенно это относится к аварийным условиям, когда вследствие резких колебаний частоты и напряжения становится практически невозможным точное уравнивание частот и напряжений синхронизируемого генератора и сети.

3.2. Устройства для автоматизации процесса синхронизации

Общие положения

Синхронизация генераторов весьма ответственная операция, требующая от дежурного персонала определенных знаний и опыта работы. Автоматизация этой операции облегчает условия труда оперативного персонала и позволяет **ускорить** включение генератора в сеть, что особенно важно в аварийных условиях. Различают *ручную, автоматическую и полуавтоматическую* синхронизацию. В соответствии с этим устройства автоматизации подразделяются на *автоматические* и *полуавтоматические*.

При автоматической синхронизации весь процесс включения генератора в сеть выполняется автоматически, без вмешательства дежурного персонала. Так, например, автоматический точный синхронизатор осуществляет регулирование частоты вращения и напряжения синхронизируемого генератора, контролирует допустимость для включения разности частот и напряжений, дает импульс на включение в момент, когда выполняются условия точной синхронизации.

При полуавтоматической синхронизации устройства автоматизации играют вспомогательную роль, помогая дежурному персоналу синхронизировать генератор. Так, например, устройство полуавтоматической самосинхронизации контролирует разность частот и дает импульс на включение, когда она станет допустимой для включения. Регулирование частоты вращения синхронизируемого генератора при этом возлагается на дежурный персонал. В ряде случаев устройства полуавтоматической точной синхронизации используются в качестве блокировок, разрешающих включение генератора вручную при допустимых для синхронизации условиях.

Полуавтоматический синхронизатор с постоянным углом опережения

В эксплуатации применяются синхронизаторы двух типов: *с постоянным углом опережения* и *с постоянным временем опережения*. Одна из схем полуавтоматического синхронизатора с постоянным углом опережения приведена на рис. 31. Рассматриваемый синхронизатор состоит из двух узлов: контроля угла опережения и контроля скольжения – и является полуавтоматическим устройством, так как осуществляет только часть операций, выполнение которых необходимо при точной синхронизации, а именно: проверяет допустимость разности частот (скольжения) и в определенный момент подает импульс на

включение выключателя синхронизируемого генератора. Другие операции: регулирование частоты вращения и напряжения синхронизируемого генератора, а также контроль разности напряжений – осуществляет дежурный персонал. Узел опережения синхронизатора дает импульс, разрешающий включение генератора всегда при одном и том же угле опережения, каково бы ни было скольжение синхронизируемого генератора. Включение выключателя происходит, если скольжение не превышает заранее заданного допустимого значения, что проверяется с помощью узла контроля скольжения. Рассмотрим, как работает полуавтоматический синхронизатор, схема которого состоит из двух реле напряжения, реле времени и двух промежуточных реле.

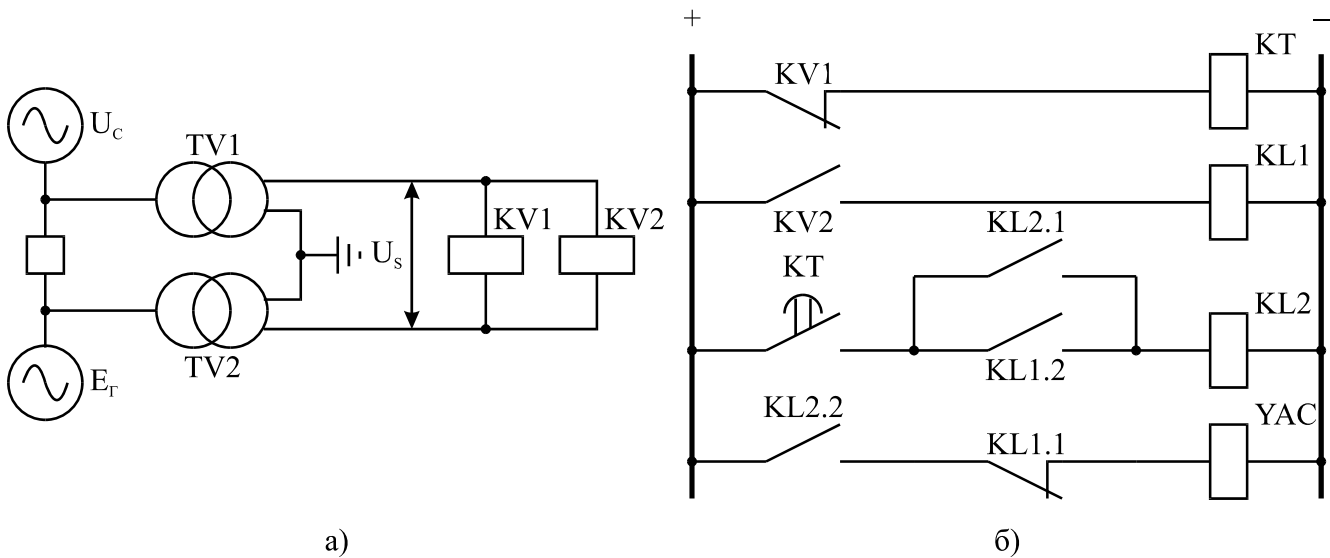


Рис. 31.

К реле напряжения KV1 и KV2 подведено напряжение биения, т.е. разность синхронизируемых напряжений. Для этого одна из фаз обоих трансформаторов напряжения объединена (обычно заземленная), а от другой фазы напряжение подано на зажимы реле напряжения. Определение угла опережения, при котором должна быть подана команда на включение выключателя синхронизируемого генератора, осуществляет реле напряжения KV2. Когда напряжение на реле KV2 больше напряжения срабатывания, якорь реле подтянут и контакт замкнут. Промежуточное реле KL1 при этом обтекается током и контакт KL1.1 в цепи включения выключателя разомкнут. В каждый период при любом скольжении реле KV2 возвращается, когда напряжение биения снижается до уставки его срабатывания (точка б на рис. 32.), и размыкает свой контакт. Реле KL1, отпадая, замыкает контакт в цепи включения выключателя. Поскольку напряжение биения в каждый момент зависит от угла между векторами синхронизируемых напряжений, согласно (20) реле KV2 в каждом периоде срабатывает при одном и том же постоянном угле опережения:

$$\delta_{\text{оп}} = 2 \arcsin \frac{U_{\text{с.р.,KV2}}}{2U} \quad (26)$$

Контроль угловой скорости скольжения – разности частот синхронизируемых напряжений – осуществляется с помощью двух реле напряжения KV1 и KV2 и реле времени следующим образом. Реле напряжения KV1, уставка срабатывания которого \$U_{\text{с.р.,KV1}}\$ выше, чем у KV2, замыкает свой контакт каждый период биения в точке а и пускает реле времени. При этом осуществляется сравнение отрезка времени \$t_{a-b}\$ (от момента срабатывания KV1 до момента срабатывания KV2) с уставкой реле времени.

При большой разности частот, когда угловая скорость скольжения велика и недопустима для включения, отрезок \$t_{a-b}\$ меньше уставки реле времени \$t_K\$ и синхронизатор не разрешает

включать выключатель. С уменьшением разности частот отрезок времени $t_{a-б}$ увеличивается, и, когда он становится больше t_K , синхронизатор дает команду на включение выключателя.

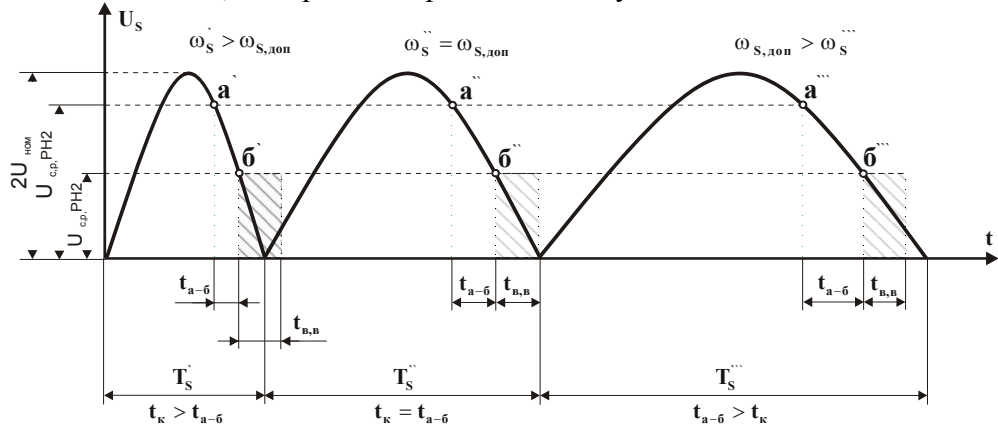


Рис. 32.

Рассмотрим, как будут взаимодействовать реле в схеме синхронизатора при разных скольжениях. Когда напряжение биения выше уставок срабатывания реле KV1 и KV2, реле KV1 держит контакт разомкнутым, а KV2 – замкнутым. При снижении напряжения до точки а реле KV1 срабатывает и подает плюс на обмотку реле времени. В дальнейшем схема работает по-разному, в зависимости от того, допустима или нет угловая скорость скольжения для включения генератора в сеть.

Если скорость скольжения меньше допустимой или равна ей ($\omega_s''' \leq \omega_{s,доп}$ рис. 32.), напряжение снижается медленно, так что к моменту, когда сработает реле KV2, реле времени успеет доработать и замкнуть свой контакт: $t_{a-б} > t_K$.

При этом через контакт KL1.2 реле KL1 проходит импульс на обмотку реле KL2, которое срабатывает и самоудерживается через контакт KL2.1. Контакт KL2.2 замыкается, подготавливая цепь включения выключателя. При дальнейшем снижении напряжения биения сработает и разомкнет свой контакт реле KV2, а промежуточное реле KL1, вернувшись, контактом KL1.1 замкнет цепь на включение выключателя.

В случае, если скорость скольжения превышает допустимую для включения ($\omega_s > \omega_{s,доп}$), напряжение от точки а до б снижается быстро ($t_{a-б} < t_K$). При этом раньше, чем доработает реле времени, сработает реле KV2 и промежуточное реле KL1 разомкнет свой контакт KL1.2. Вследствие этого при замыкании контакта реле времени не произойдет срабатывания реле KL2, поэтому не будет подана команда на включение выключателя.

Достоинство рассматриваемого синхронизатора – простота выполнения. Основным же недостатком этого и других синхронизаторов с постоянным углом опережения является то, что они по принципу действия допускают при малой скорости скольжения включение генератора с толчком уравнительного тока.

Время опережения, задаваемое синхронизатором с постоянным углом опережения при разной частоте скольжения, определяется следующим выражением:

$$t_{оп} = \frac{\delta_{оп}}{\omega_s}, \tag{27}$$

здесь $\delta_{оп}$ – величина постоянная, следовательно, чем меньше скорость скольжения, тем больше будет время опережения, задаваемое синхронизатором, и тем больше будет угол ошибки при включении генератора в сеть, так как время включения выключателя постоянно. Действительно, если при частоте скольжения ω_s'' (рис. 32.) включение генератора в сеть происходит точно в момент оптимума (так как при этом $t_{оп} = t_{в,в}$), то при меньшей частоте скольжения ω_s''' выключатель включится раньше оптимума, поскольку в этом случае $t_{оп} > t_{в,в}$.

Уставки срабатывания реле в схеме полуавтоматического синхронизатора с постоянным углом опережения (см. рис. 31.) выбираются по следующим выражениям.

Напряжение срабатывания реле напряжения KV2, определяющего заданный угол опережения:

$$U_{\text{с.р. KV2}} = 2U_{\text{НОМ}} \sin \frac{\delta_{\text{ОШ}}}{2} \quad (28)$$

или при вторичном напряжении $U_{\text{НОМ}} = 100 \text{ В}$:

$$U_{\text{с.р. KV2}} = 200 \sin \frac{\delta_{\text{ОШ}}}{2} \quad (29)$$

где: $\delta_{\text{ОШ}}$ – максимальное значение угла ошибки, при включении с которым толчок тока не превосходит допустимого значения:

$$\delta_{\text{ОШ}} = 2 \arcsin \frac{I_{\text{ДОП}} Z_{\Sigma}}{2U_{\text{НОМ}}} \quad (30)$$

здесь $I_{\text{ДОП}}$ – допустимый ток (периодическая составляющая), принимается равным $I_{\text{НОМ}}$.

Поскольку при малых углах можно принять $\sin \delta \approx \delta$, расчет можно производить по упрощенной формуле:

$$\delta_{\text{ОШ}} \approx \frac{I_{\text{ДОП}} Z_{\Sigma}}{U_{\text{НОМ}}} \quad (31)$$

Максимально допустимое скольжение определяется по выражению (32) так, чтобы максимально возможный угол включения не превышал $\delta_{\text{ОШ}}$:

$$\omega_s \leq \frac{2\delta_{\text{ОШ}}}{t_{\text{В.В.}}} \quad (32)$$

На реле времени принимается выдержка времени $t_K = 1 \div 1,5 \text{ с}$.

Напряжение срабатывания реле напряжения KV1 в схеме на рис. 31. выбирается по следующему выражению:

$$U_{\text{с.р. KV1}} = 2U_{\text{НОМ}} \sin \frac{\omega_{\text{S,max}} (t_{\text{В.В.}} + t_K)}{2} \quad (33)$$

или при вторичном напряжении $U_{\text{НОМ}} = 100 \text{ В}$:

$$U_{\text{с.р. KV1}} = 200 \sin \frac{\omega_{\text{S,max}} (t_{\text{В.В.}} + t_K)}{2} \quad (34)$$

В некоторых случаях полуавтоматические синхронизаторы с постоянным углом опережения используются в качестве блокирующих устройств, контролирующих правильность действий оперативного персонала. При этом выходная цепь синхронизатора включается последовательно с контурами ключа управления. Дежурный, синхронизирующий генератор, дает команду на включение выключателя вручную, наблюдая за движением стрелки

синхроноскопа, а синхронизатор разрешает включение выключателя при угле опережения, меньшем заданного, и при допустимой скорости скольжения.

Автоматический синхронизатор с постоянным временем опережения

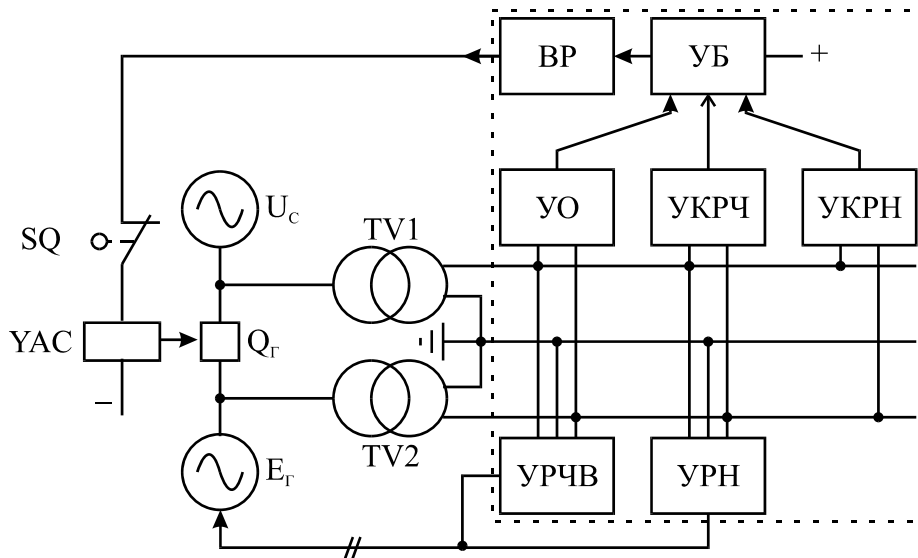


Рис. 33.

АСПВО, структурная схема которого приведена на рис. 33., обеспечивает автоматизацию всех операций при точной синхронизации. Автосинхронизатор имеет следующие основные узлы:

- УО - Узел Опережения, определяющий момент подачи импульса на включение выключателя;
- УКРЧ - Узел Контроля Разности Частот, определяющий допустимость скольжения для включения синхронизируемого генератора;
- УКРН - Узел Контроля Разности Напряжений, сравнивающий напряжения сети и синхронизируемого генератора;
- УРЧВ - Узел Регулирования Частоты Вращения, выравнивающий частоты вращения синхронизируемого генератора и энергосистемы;
- УРН - Узел Регулирования Напряжения, выравнивающий напряжения синхронизируемого генератора и энергосистемы;
- УБ - Узел Блокировок, обеспечивающий соответствующие взаимодействие элементов в схеме автосинхронизатора;
- ВР - Выходное реле, подающие сигнал на электромагнит включения генераторного выключателя.

Узел опережения выбирает момент подачи импульса на включение выключателя, который должен подаваться с постоянным временем опережения, не зависящим от разности частот синхронизируемых напряжений.

Если установить время опережения, задаваемое автосинхронизатором, равным времени включения выключателя $t_{оп} = t_{в.в.}$, включение выключателя в идеальном случае (без учета погрешности самого автосинхронизатора и разброса времени включения выключателя) всегда будет происходить точно в момент оптимума. На рис. 34. показаны моменты подачи импульса на включение выключателя автосинхронизатором с постоянным временем опережения при различных скольжениях. Большая точность работы по принципу действия является **преимуществом** автосинхронизатора с постоянным временем опережения по сравнению с

автосинхронизатором с постоянным углом опережения. **Недостатком** же автосинхронизатора с постоянным временем опережения является их сложность.

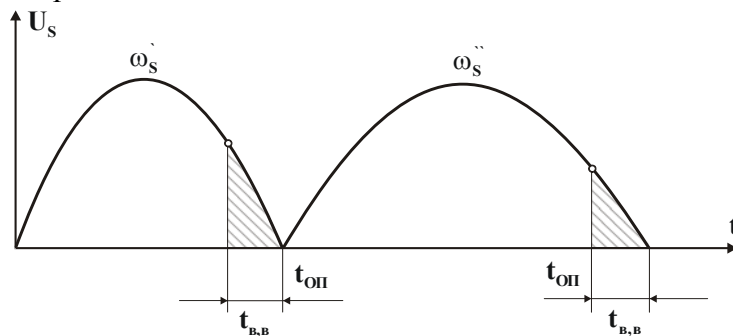


Рис. 34.

Полуавтоматический синхронизатор

Схема полуавтоматической самосинхронизации, приведенная на рис. 35., выполняет следующие функции: с помощью реле KV проверяет отсутствие напряжения на выводах генератора; с помощью реле KF осуществляет контроль скольжения синхронизируемого генератора относительно напряжения сети и при допустимом скольжении дает импульс на включение выключателя генератора; после включения генератора в сеть подается импульс на включение АГП. Изменение частоты вращения агрегата осуществляется дежурным персоналом, вследствие чего рассматриваемое устройство самосинхронизации называется полуавтоматическим.

Рассмотрим как работает схема, приведенная на рис. 35. Включением ключа самосинхронизации SA на схему подается оперативный ток, и в то же время одна из обмоток реле разности частот KF, контролирующего скольжение генератора, подключается к трансформатору напряжения сети. Вторая обмотка реле KF будет подключена к трансформатору напряжения генератора спустя выдержку времени реле КТ (1–2 с), если генератор отключен и отсутствует напряжение на его выводах (АГП отключен и контакт реле напряжения KV замкнут). Когда скольжение станет допустимым для включения, реле KF замкнет контакт и подаст плюс на обмотку промежуточного реле KL1, которое, сработав, подаст контактом KL1.1 импульс на включение выключателя генератора. После этого включится АГП, цепь катушки включения которого будет замкнута вспомогательным контактом выключателя SQ3.

После срабатывания реле KL1, размыкающий контакт которого KL1.2 разрывает цепь обмотки реле KL2, последнее возвращается с замедлением и размыкает цепь включения выключателя и АГП, чем обеспечивается однократность действия схемы. Возврат схемы осуществляется после отключения ключа SA, чем снимается оперативный ток с обмотки реле KL1, которое самоудерживается через свой замыкающий контакт KL1.3.

Для контроля скольжения синхронизируемого генератора используется реле типа ИРЧ-01А, выполненное на базе реле направления мощности индукционного типа. Две обмотки реле подключаются к синхронизируемым напряжениям. Обмотка напряжения, имеющая высокое сопротивление, подключается к трансформатору напряжения сети, а токовая обмотка, имеющая небольшое сопротивление, через последовательно включенный резистор R подключается к трансформатору напряжения синхронизируемого генератора. Так как при самосинхронизации генератор до включения в сеть не возбужден, к токовой обмотке реле подается остаточное напряжение генератора. Высокая чувствительность реле ИРЧ обуславливает его надежную работу при небольшом остаточном напряжении генератора, примерно 0,2% (0,2 В на вторичной обмотке трансформатора напряжения).

После включения выключателя синхронизируемого генератора на токовую обмотку реле KF будет подано полное напряжение 100 В. Для того чтобы предотвратить повреждение обмотки реле, не рассчитанной на такое большое напряжение, обмотка отключается размыкающими контактами KL1.4, KV и вспомогательными контактами выключателя и АГП.

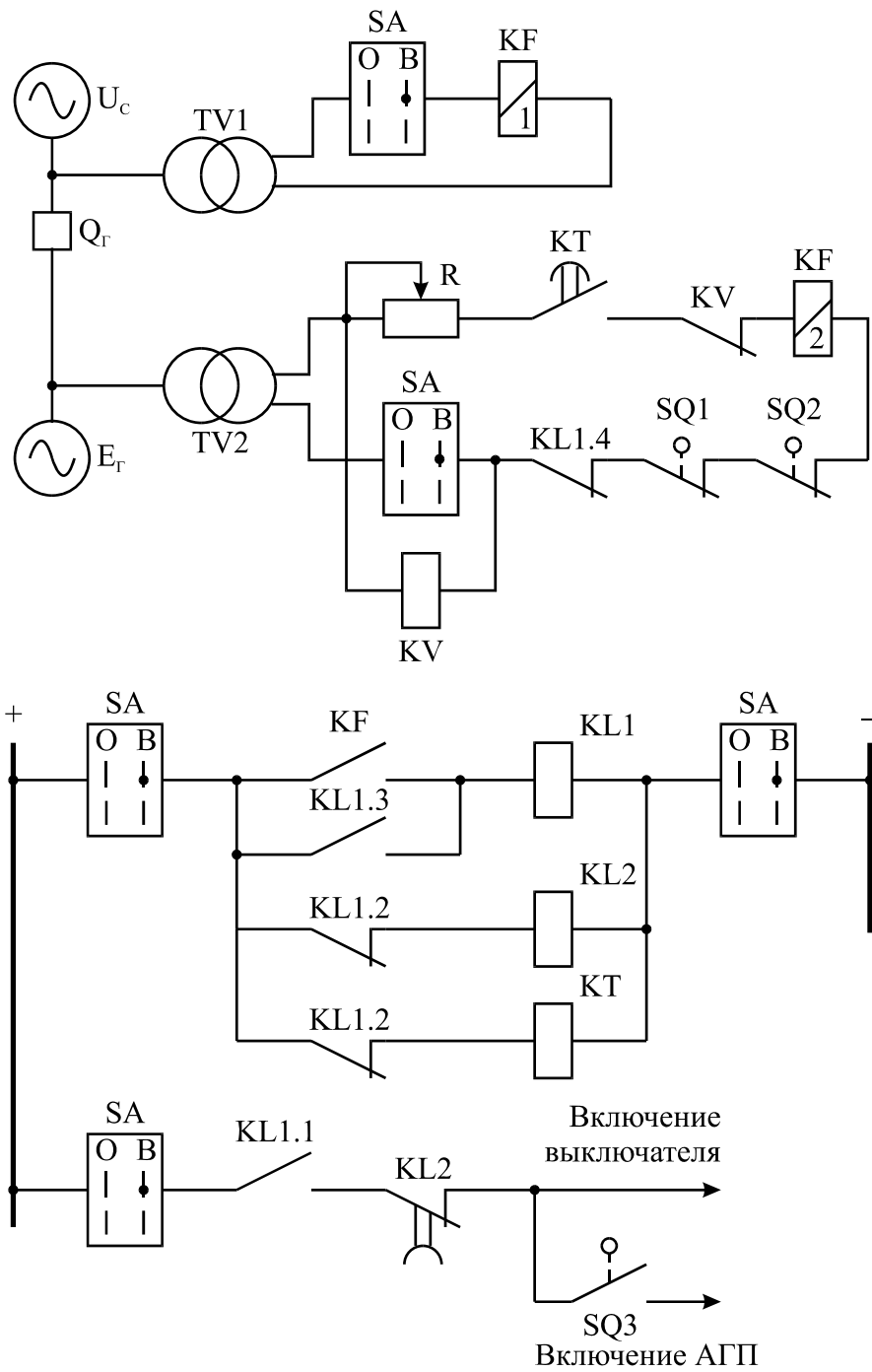


Рис. 35.

При наличии на обмотках реле \$Kf\$ двух синхронизируемых напряжений его подвижная система будет совершать колебательное движение между двумя парами неподвижных контактов. При этом амплитуда колебаний будет тем больше, чем меньше разность частот синхронизируемых напряжений. Когда разность частот станет меньше уставки реле, то в каждый период колебаний подвижной системы будет происходить поочередное замыкание правой и левой пар неподвижных контактов.

Рассмотренная схема применяется для самосинхронизации турбогенераторов.

4. Автоматическое регулирование режима энергосистемы по частоте

4.1. Баланс мощности и частота

Любое нарушение соответствия между выработкой электроэнергии и её потреблением немедленно отражается на качестве электроэнергии. Критерием такого соответствия является наличие баланса мощности между генераторами энергосистемы и её потребителями при номинальной частоте электрического тока:

$$\sum P_{\Gamma} - \sum P_{\Pi} = 0 \quad (35)$$

где: $\sum P_{\Gamma}$ - суммарная мощность генераторов электростанций (суммарная нагрузка генераторов, генерация) при номинальной частоте;
 $\sum P_{\Pi}$ - суммарная мощность потребителей электроэнергии, включающая в себя кроме собственно мощностей потребителей также и потери в сетях, расход на собственные нужды энергосистемы и т.п. (суммарная нагрузка потребителей, энергопотребление) при номинальной частоте.

Равенство суммарной мощности генераторов и потребителей является необходимым условием существования установившегося режима в энергосистеме. Если система работает с любой, в том числе и ненормальной частотой f , и частота эта неизменна, значит, в системе условие баланса выполняется при этой частоте:

$$\sum P_{\Gamma, f} - \sum P_{\Pi, f} = 0 \quad (36)$$

где: $\sum P_{\Gamma, f}$ и $\sum P_{\Pi, f}$ - то же, что $\sum P_{\Gamma}$ и $\sum P_{\Pi}$ в (35), но при частоте f , отличной от номинальной.

Как будет показано ниже, и нагрузка генераторов, и нагрузка потребителей изменяются при изменении частоты. Характер этой зависимости таков, что при небольших нарушениях баланса (35), вызванных изменением нагрузки генераторов или потребителей, соответствие между выработкой и потреблением электроэнергии (36) восстанавливается автоматически¹ при новой частоте. Это свойство саморегулирования энергосистемы обеспечивает устойчивость её работы. При сильных нарушениях баланса возможно нарушение саморегулирования, что может привести к возникновению аварийной ситуации в энергосистеме.

Частота в энергосистеме является показателем состояния баланса мощности; задача поддержания баланса сводится к поддержанию номинальной частоты.

Регулирование режима энергосистемы по частоте сводится к постоянному поддержанию баланса мощности путем ручного или автоматического (а чаще и того, и другого одновременно) изменения нагрузки генераторов электростанций таким образом, чтобы частота все время оставалась близкой к номинальной. Стандартом на качество электроэнергии предусмотрено поддержание частоты в энергосистеме в пределах $50 \pm 0,1$ Гц.

Причиной отклонения частоты от номинального значения является нарушение общего баланса мощности энергосистемы $\sum P_{\Gamma} - \sum P_{\Pi} = 0$. Величину этого нарушения назовем *первичным небалансом* мощности ΔP :

¹ тут подразумевается «само собой», то есть, по законам сохранения энергии.

$$\Delta P = \sum P_{\Gamma} - \sum P_{\Pi} \quad (37)$$

Нормально $\Delta P = 0$, и формула (37) превращается в (35). Небаланс положителен при избытке мощности генераторов ($\sum P_{\Gamma} > \sum P_{\Pi}$) и отрицателен при дефиците мощности генераторов ($\sum P_{\Gamma} < \sum P_{\Pi}$).

При возникновении небаланса ($\Delta P \neq 0$) частота изменяется таким образом, чтобы при новом её значении восстановилось равенство между суммарными нагрузками генераторов и потребителей. Новые значения мощности генераторов и потребителей можно выразить следующим образом:

$$\sum P_{\Gamma,f} = \sum P_{\Gamma} + \Delta \sum P_{\Gamma,f} \quad (38)$$

$$\sum P_{\Pi,f} = \sum P_{\Pi} + \Delta \sum P_{\Pi,f} \quad (39)$$

Из (36) с учетом (37)–(39) следует взаимосвязь между небалансом мощности при номинальной частоте ΔP и изменениями мощности генераторов $\Delta P_{\Gamma,f}$ и потребителей $\Delta P_{\Pi,f}$ в результате последовавшего за возникновением небаланса изменения частоты:

$$\Delta P = -(\Delta P_{\Gamma,f} - \Delta P_{\Pi,f}) \quad (40)$$

Реакцию генераторов и потребителей энергосистемы на изменение частоты, появляющуюся вслед за возникновением первичного небаланса ΔP , будем называть *вторичным небалансом* энергосистемы по частоте ΔP_f :

$$\Delta P_f = (\Delta P_{\Gamma,f} - \Delta P_{\Pi,f}) \quad (41)$$

Как следует из (40) и (41), вторичный небаланс энергосистемы равен по величине первичному небалансу и противоположен ему по знаку; его появление компенсирует первичный небаланс и восстанавливает при новой частоте нарушенное равновесие:

$$\Delta P + \Delta P_f = 0.$$

4.2. Частотные характеристики энергосистемы

Частотная статическая характеристика потребителей

Определяет изменение суммарной мощности потребителей $\sum P_{\Pi}$ энергосистемы в зависимости от изменения частоты f при постоянстве других факторов, влияющих на мощность (напряжения и т.п.).

Потребители большой энергосистемы могут быть условно подразделены на группы, в пределах которых потребители более или менее одинаково реагируют на изменение частоты. Наиболее характерные группы потребителей приведены в Электротехническом справочнике т.2, кн. 1.

В общем случае частотная характеристика потребителей энергосистемы может быть представлена выражением:

$$\sum P_{\Pi,f} = \sum P_{\Pi,0} + \sum P_{\Pi,1} \left(\frac{f}{f_{\text{НОМ}}} \right) + \sum P_{\Pi,2} \left(\frac{f}{f_{\text{НОМ}}} \right)^2 + \sum P_{\Pi,3} \left(\frac{f}{f_{\text{НОМ}}} \right)^3 + \sum P_{\Pi,4} \left(\frac{f}{f_{\text{НОМ}}} \right)^4 \quad (42)$$

где каждым из слагаемых учитывается суммарная мощность отдельных групп потребителей.

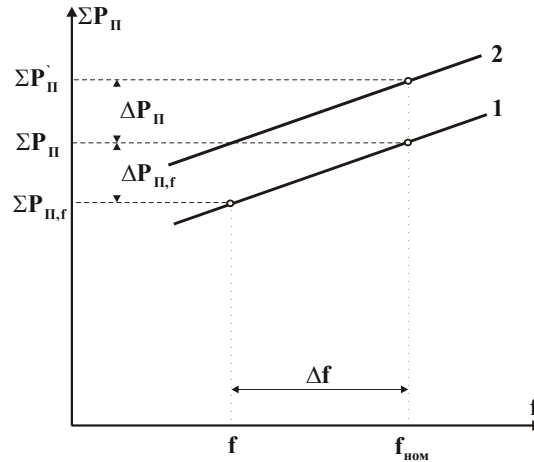


Рис. 37.

Частотная статическая характеристика обобщенных потребителей энергосистемы (1) и её изменение при подключении дополнительных потребителей (2).

Как следует из (37), частотная статическая характеристика потребителей существенно нелинейна, однако в узком интервале частот (45–50 Гц) эта нелинейность сравнительно невелика и согласно ПУЭ при приближенных расчетах может не учитываться.

На рис. 36. приведена спрямленная частотная статическая характеристика потребителей энергосистемы. Как видно из рисунка, снижение частоты сопровождается снижением мощности потребителей энергосистемы, и наоборот, что способствует установлению равновесия (36) при новой частоте после нарушения баланса (35). Это явление, получившее название *регулирующего эффекта нагрузки*, количественно оценивается *коэффициентом регулирующего эффекта нагрузки*:

$$K_H = \frac{\Delta P_{\Pi,f} f_{\text{НОМ}}}{\sum P_{\Pi} \Delta f}, \quad (43)$$

где: $\Delta f = f - f_{\text{НОМ}}$ — отклонение частоты, Гц.

Коэффициент регулирующего эффекта нагрузки положителен и показывает, на сколько процентов увеличивается (снижается) суммарная мощность потребителей энергосистемы при повышении (снижении) частоты на 1% (т.е. на 0,5 Гц).

При ранее принятом допущении в интервале частот 45–50 Гц K_H можно считать постоянным. Значение его зависит от структуры потребителей энергосистемы, т.е. от процентного содержания различных по частотным свойствам групп потребителей, и в разных энергосистемах различно; в среднем по опытным данным $K_H = 1 \div 3$.

Величина, показывающая, как изменяется мощность потребителей при изменении частоты на 1 Гц, называется *крутизной частотной статической характеристики потребителей* σ_{Π} , МВт/Гц. Эта величина связана с коэффициентом регулирующего эффекта нагрузки соотношением:

$$\sigma_{\Pi} = \frac{\Delta P_{\Pi,f}}{\Delta f} = \frac{\sum P_{\Pi} K_H}{f_{\text{НОМ}}} \quad (44)$$

Прирост мощности потребителей при изменении частоты может быть записан в виде:

$$\Delta P_{\Pi, f} = \sigma_{\Pi} \Delta f \tag{45}$$

Как и коэффициент регулирующего эффекта, крутизна совмещенной частотной статической характеристики потребителей **положительна** и в интервале частот 45 – 50 Гц может приниматься постоянной.

Мощность потребителей после изменения частоты может быть представлена выражением:

$$\sum P_{\Pi, f} = \sum P_{\Pi} + \sigma_{\Pi} \Delta f \tag{46}$$

При подключении или отключении отдельных потребителей частотная характеристика смещается вдоль вертикальной оси на значение мощности этих потребителей. Если последняя невелика в сравнении с суммарной мощностью потребителей, изменением характеристики при этом можно пренебречь и считать, что характеристика перемещается параллельно самой себе. На рис. 37. показано перемещение характеристики 1 при подключении дополнительных потребителей с мощностью ΔP_{Π} . Новая характеристика 2 представляет собой зависимость мощности нового состава потребителей от частоты:

$$\sum P'_{\Pi} = \sum P_{\Pi} + \Delta P_{\Pi}$$

Частотная статическая характеристика генерирующей части энергосистемы

Турбоагрегаты электростанций, как тепловых, так и гидравлических, при неизменных параметрах пара (воды) и постоянном впуске энергоносителя в турбину при небольших отклонениях частоты (до $\pm 10\%$) имеют практически постоянную мощность. Если бы турбоагрегаты в энергосистеме работали в таких условиях, частотные характеристики энергосистемы полностью определялись бы характеристиками потребителей. Однако это не так. Все турбоагрегаты как гидравлических, так и тепловых (в том числе и атомных) электростанций оснащаются автоматическими регуляторами угловой частоты (скорости) вращения ротора турбоагрегата АРС.

Рассмотрим общую функциональную схему АРС, приведенную на рис. 38.

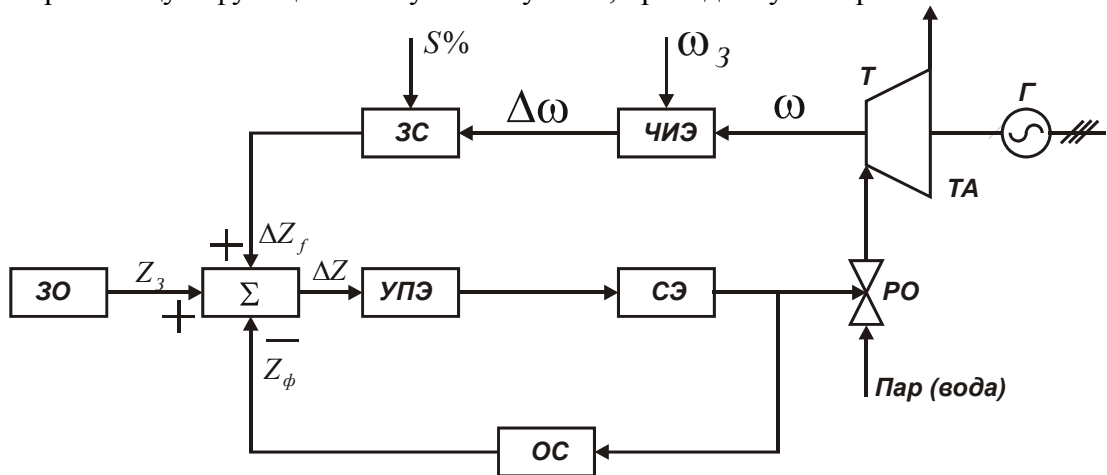


Рис. 38.

Вращающий момент турбоагрегата ТА определяется расходом через турбину Т энергоносителя (пара), зависящим, в свою очередь, от положения регулирующего органа РО (регулирующие клапаны парового ТА), от его фактического открытия Z_{ϕ} . Угловая частота вращения ω ротора ТА неизменна при соответствии вращающего момента турбины электрической мощности генератора и изменяется при нарушении такого соответствия до тех пор, пока соответствие не будет вновь восстановлено. Изменение положения РО на холостом

ходу ведет к изменению частоты вращения ТА, а при работе ТА под нагрузкой – к изменению мощности ТА.

Открытие РО задается задатчиком открытия ЗО, называемым механизмом изменения скорости вращения МИСВ.

Величина заданного открытия Z_3 , корректируется сигналом ΔZ_f , пропорциональным отклонению частоты вращения от номинальной. Складываясь с сигналом – заданием на сумматоре Σ , сигнал коррекции ΔZ_f увеличивает заданное открытие при частоте вращения ниже номинальной и уменьшает при повышенной частоте вращения.

Величина дополнительного открытия по отклонению частоты ΔZ_f зависит от величины отклонения частоты от установленного на задатчике ЗС статизма. Статизмом АРС и ТА в целом называют величину, характеризующую взаимосвязь изменения частоты и дополнительного открытия РО за счет сигнала коррекции по частоте ΔZ_f , выраженного в соответствующем приращении мощности $\Delta P_{г,ф}$ турбоагрегата:

$$s\% = \frac{\Delta\omega}{\Delta P_{г,ф}} \frac{P_{г,ном}}{\omega_{ном}} 100\%, \quad (47)$$

где: $P_{г,ном}$ - номинальная мощность турбоагрегата;
 $\omega_{ном}$ - номинальная угловая частота вращения турбоагрегата;
 $\Delta\omega$ - изменение угловой частоты вращения.

Заменяя угловую частоту вращения ω на частоту напряжения генератора f , выражение (47) можно записать в виде:

$$s\% = \frac{\Delta f}{\Delta P_{г,ф}} \frac{P_{г,ном}}{f_{ном}} 100\%. \quad (48)$$

Это выражение упрощается с учетом $f_{ном} = 50$ Гц:

$$s\% = \frac{2\Delta f}{\Delta P_{г,ф}} P_{г,ном}. \quad (49)$$

Сигнал заданного открытия Z_3 , скорректированный по частоте, сравнивается на сумматоре с сигналом фактического открытия $Z_ф$, поступающим по каналу обратной связи ОС с РО. При их равенстве на выходе сумматора сигнал отсутствует и РО не изменяет своего открытия. При изменении любого из трех поступающих на сумматор сигналов появляется сигнал регулирования, поступающий с сумматора на усилительно-преобразовательный элемент УПЭ и далее – на силовой элемент СЭ, изменяющий открытие РО таким образом, чтобы было удовлетворено равенство:

$$Z_3 + \Delta Z_f = Z_ф.$$

На рис. 39. приведена частотная статическая характеристика турбоагрегата, работающего в энергосистеме, при различных положениях задатчика открытия (МИСВ). В интервале мощностей от холостого хода ($P_Г = 0$) до номинальной мощности генератора ($P_{Г,ном}$) характеристика представляет собой наклонную прямую линию. Горизонтальный участок характеристики $P_{Г,ном} = \text{const}$ формируется имеющимся в АРС ограничителем открытия РО, не позволяющим перегружать турбоагрегат.

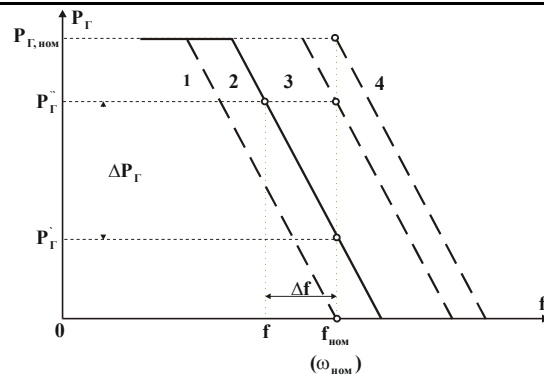


Рис. 39.

Каждому положению задатчика открытия соответствует своя характеристика на рис. 39.; изменения задания ведет к параллельному перемещению характеристики вдоль оси частоты (ограничение открытия при этом остается на неизменном уровне). Характеристика 1 соответствует холостому ходу генератора ($P_G = 0$); при этом открытие РО таково, что обеспечивается покрытие потерь холостого хода ТА при номинальной частоте вращения ($f_{ном}$). Допустим, что изменение нагрузки данного турбоагрегата практически не влияет на частоту в большой энергосистеме. Тогда, перемещая посредством МИСВ характеристику из положения 1 в положение 2, можно загрузить ТА до мощности $P'_Г$ (при неизменной $f_{ном}$). Перемещая далее характеристику из положения 2 в положение 3, можно загрузить ТА до мощности $P''_Г$, т.е. еще на ΔP_G и т.д. Таким образом, посредством МИСВ можно изменять нагрузку турбоагрегата в полном диапазоне от холостого хода до номинальной.

Однако на ту же величину ΔP_G загрузится генератор при неизменном положении МИСВ, соответствующем характеристике 2, если частота в системе, а вместе с ней и частота вращения синхронно работающего турбоагрегата, понизится на величину Δf . Очевидно, для этого требуется установить определенное соответствие между сигналами ΔZ_f и Z_3 на входе сумматора АРС, что достигается согласно (47) уставкой по статизму.

Взаимосвязь между Δf и соответствующем ΔP_G устанавливается крутизной частотной статической характеристики ТА σ_G , МВт/Гц:

$$\sigma_G = \frac{\Delta P_{Г,f}}{\Delta f}, \tag{50}$$

где: $\Delta P_{Г,f} = \Delta P_G$ (по рис. 39.).

Крутизна характеристики связана со статизмом соотношением, вытекающим из (48) и (49):

$$\sigma_G = \frac{P_{Г,ном}}{f_{ном}} \frac{100\%}{s\%}; \tag{51}$$

$$\sigma_G = \frac{2P_{Г,ном}}{s\%}. \tag{52}$$

Как видно из характеристик на рис. 39., знак приращения мощности турбоагрегата по частоте обратен знаку отклонения частоты, следовательно, статизм турбоагрегата, крутизна и коэффициент крутизны частотной характеристики турбоагрегата **отрицательны**.

Согласно ПТЭ статизм турбоагрегата должен находиться в пределах минус $(4,5 \pm 0,5)\%$. Это значит, что крутизна характеристики турбоагрегата мощностью 300 Мвт должна быть $\sigma_G = - (120 \div 150)$ МВт/Гц.

Из рассмотрения рис. 39. можно заключить, что при номинальной нагрузке ТА крутизна его частотной характеристики различна в направлении загрузки или разгрузки: в направлении

дальнейшей загрузки она мала или даже равна нулю, в то время как в направлении разгрузки она соответствует норме. В реальных же условиях она может быть различной и при других нагрузках. Причины этого в следующем:

- регуляторы АРС имеют зону нечувствительности по частоте, являющуюся, в частности, следствием наличия люфтов в электромеханической части регулятора и регулирующего органа. Для турбоагрегатов мощностью более 50 МВт ПТЭ допускается зона нечувствительности до ± 15 Гц, следовательно, при малых отклонениях частоты крутизна может быть мала и даже равна нулю при любой исходной нагрузке ТА;
- регуляторы АРС настраиваются при номинальных параметрах энергоносителя (давление и температура пара). При изменении открытия регулирующего органа изменяется расход энергоносителя через проточную часть турбины. Если при этом происходит отклонение от нормы параметров энергоносителя, изменение мощности оказывается, как правило меньшим, чем это требуется при настройке АРС, падает и крутизна частотной статической характеристики ТА. Реальная крутизна частотной характеристики турбоагрегата ниже крутизны характеристики АРС;
- на тепловых электростанциях частот возникают ограничения минимальных нагрузок, связанные с неустойчивостью работы парогенераторов в этих условиях. Тогда технологическая автоматика парогенератора не может при повышении частоты и снижении под действием АРС расхода пара через турбину обеспечить соответствующие снижение производительности парогенератора, повышаются параметры пара, и реальное снижение мощности турбоагрегата получается существенно меньшим, чем должно быть по настройке АРС; снижается и реальная σ_{Γ} при $\Delta f > 0$.

Таким образом, реальная частотная статическая характеристика ТА существенно отличается от показанной на рис. 39, однако рассмотренные основные принципы остаются в силе.

Введем понятие крутизны частотной характеристики генерирующей части энергосистемы:

$$\sigma_{\Gamma, C} = \frac{\Delta P_{\Gamma, f, C}}{\Delta f} = \sum_{i=1}^n \sigma_{\Gamma, i}, \quad (53)$$

где: $\Delta P_{\Gamma, f, C}$ – суммарное изменение мощности всех генераторов системы, МВт, при изменении частоты на Δf , Гц.

Прирост мощности турбоагрегатов энергосистемы при изменении частоты может быть выражен следующим равенством:

$$\Delta P_{\Gamma, f, C} = \sigma_{\Gamma, C} \Delta f. \quad (54)$$

Суммарная мощность генераторов после изменения частоты согласно: $\sum P_{\Gamma, f} = \sum P_{\Gamma} + \Delta \sum P_{\Gamma, f}$ составит:

$$\sum P_{\Gamma, f} = \sum P_{\Gamma} + \sigma_{\Gamma, C} \Delta f \quad (55)$$

Выражение (55) есть уравнение частотной статической характеристики генерирующей части энергосистемы, показанной на рис. 40. Верхний загиб характеристики обусловлен исчерпанием регулировочных возможностей отдельных турбоагрегатов по мере их загрузки при понижении частоты, вследствие чего в регулировании принимает участие все меньшее количество турбоагрегатов. Нижний загиб обусловлен технологическими ограничениями на отдельных турбоагрегатах, возникающими по мере их разгрузки при повышении частоты, в результате чего также уменьшается количество турбоагрегатов, изменяющих нагрузку при

дальнейшем росте частоты. Средний, наиболее крутой участок соответствует наибольшему количеству участвующих в регулировании турбоагрегатов. При частотах, близких к загибам характеристики, крутизна последней неодинакова при повышении и понижении частоты.

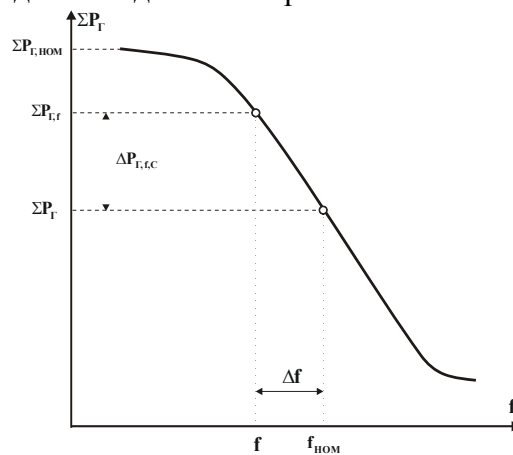


Рис. 40.

Совмещенная частотная статическая характеристика энергосистемы

Как уже отмечалось, вторичный небаланс (41), являющейся реакцией энергосистемы на отклонение частоты, есть результат сложения вторичных небалансов потребителей (45) и генерирующей части энергосистемы (54). Следовательно, крутизна совмещенной частотной характеристики энергосистемы определяется крутизной частотных характеристик (44) и (53) генерирующей и потребляющей частей энергосистемы:

$$\sigma_c = \frac{\Delta P_F}{\Delta f} = \sigma_{Г,C} - \sigma_{П} \tag{56}$$

Принимая во внимание знаки, отметим, что крутизна характеристики системы отрицательна, и значение её равно арифметической сумме крутизны характеристик потребителей и генераторов.

Рассмотрим упрощенно процесс установления новой частоты в энергосистеме после возникновения первичного небаланса. Предположим, что причиной первичного небаланса является неожиданный рост мощности потребителей на величину ΔP, при этом в исходном режиме обеспечивался баланс мощности при номинальной частоте. На рис. 41. а) и б), показаны частотные статические характеристики генерирующей части системы (1) и потребителей до (2) и после (3) возникновения небаланса. Исходный режим характеризовался точкой а, соответствующей балансу мощности при номинальной частоте.

В начале переходного процесса, последовавшего за возникновением первичного небаланса, частота в энергосистеме ещё оставалась неизменной (энергосистема инерционна), поэтому мощность потребителей увеличивалась на всю величину первичного небаланса, и режим потребителей характеризовался точкой б. Этой же точкой определялась и электрическая мощность генераторов, равная мощности потребителей. Мощность же турбин определяется впуском в них энергоносителя, и в первый момент времени остается неизменной, определяемой точкой а. Возникшее в турбоагрегате преобладание электрической мощности генератора над мощностью турбины ведет к торможению ротора турбоагрегата, т.е. к снижению частоты его вращения. Поскольку это происходит одновременно на всех турбоагрегатах энергосистемы, частота в последней понижается.

По мере снижения частоты вращения турбоагрегатов вступают в действие их АРС и в соответствии со своими частотными характеристиками увеличивают впуск энергоносителя в турбины. Мощность турбин растет со снижением частоты по характеристике 1 в направлении точки в. Одновременно снижается мощность потребителей по характеристике 3 также в

направлении точки в. Снижение частоты ведет к сближению мощности турбин и мощности генераторов, торможение турбоагрегатов уменьшается, скорость снижения частоты также уменьшается, и в точке в наступает новое положение равновесия (36).

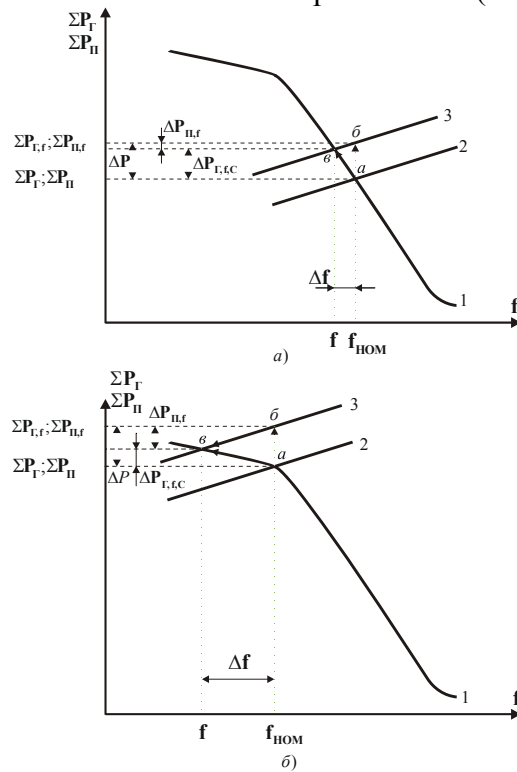


Рис. 41.

За время переходного процесса мощность турбин возросла на $\Delta P_{Г, f, c}$, мощность потребителей снизилась на $\Delta P_{П, f}$, а суммарное изменение мощности турбин и потребителей, т.е. вторичный небаланс мощности, определяемый (41), в соответствии с ($\Delta P + \Delta P_f = 0$) скомпенсировал первичный небаланс.

Отклонение частоты, последовавшее за возникновением первичного небаланса, согласно (56) связано с первичным небалансом соотношением:

$$\Delta f = -\frac{\Delta P}{\sigma_c}. \quad (57)$$

На рис. 41. показаны два случая, отличающиеся исходным режимом. В случае по рис. 41. а) в исходном режиме в энергосистеме имелся достаточный резерв регулировочной мощности (т.е. генерирующей мощности, способной автоматически изменять свою нагрузку при изменении частоты), в случае по рис. 41. б) такой резерв был мал. Это видно по различной крутизне частотной характеристики генерирующей части энергосистемы 1 в точке исходного режима. Поэтому при возникновении неожиданного дефицита мощности турбоагрегаты энергосистемы в первом случае смогли в значительной мере изменить свою мощность, чем во втором, и отклонение частоты в первом случае получилось существенно меньшим. При низкой крутизне частотной характеристики генерирующей части энергосистемы процесс установления новой частоты идет в значительной мере за счет регулирующего эффекта нагрузки, генераторы участвуют в нем слабо, и, следовательно, отклонения частоты при том же первичном небалансе получается большим.

Рассмотренные процессы саморегулирования энергосистемы под воздействием частотных свойств турбоагрегатов, снабженных АРС, и потребителей называют *первичным регулированием частоты*.

4.3. Устройства автоматического регулирования частоты

Общие сведения

Как уже отмечалось, задача автоматического регулирования частоты (АРЧ) сводится к задаче постоянного поддержания баланса мощности в энергосистеме, т.е. к задаче регулирования активной мощности. Различают астатическое и статическое регулирование частоты.

При **астатическом регулировании** частоты поддерживается баланс мощности при заданной частоте. Это значит, что при появлении отклонения частоты вступивший в работу регулятор частоты изменяет мощности регулирующих электростанций в требуемом направлении все то время, пока существует отклонение частоты. Процесс регулирования прекращается лишь при восстановлении заданной частоты, т.е. при полном восстановлении баланса мощности в энергосистеме. Очевидно, что изменение мощности регулирующих электростанций при этом оказывается равным по величине первичному небалансу.

Критерий астатического регулирования (т.е. условие не действия регулятора частоты):

$$\Delta f = 0 \quad (58)$$

Отклонение мощности регулирующих электростанций определяется первичным небалансом мощности, и непосредственно от отклонения частоты не зависит:

$$\Delta P_{\text{РЕГ,ЭС}} = -\Delta P \quad (59)$$

При **статическом регулировании** частоты изменение мощности регулирующих электростанций ставится в прямую зависимость от отклонения частоты:

$$\Delta P_{\text{РЕГ,ЭС}} = K_{\text{П,Ч}} \Delta f \quad (60)$$

где: $\Delta P_{\text{РЕГ,ЭС}} = P_{\text{РЕГ,ЭС},f} - P_{\text{РЕГ,ЭС},0}$;

$P_{\text{РЕГ,ЭС},0}$ - исходная мощность регулирующих электростанций;

f_0 - исходная частота;

$\Delta f = f - f_0$;

$K_{\text{П,Ч}}$ - коэффициент передачи регулятора частоты регулирующих электростанций, МВт/Гц;

$K_{\text{П,Ч}} < 0$.

Из выражения (60) видно, что мощность регулирующих электростанций отлична от исходной ($\Delta P_{\text{РЕГ,ЭС}} \neq 0$) лишь до тех пор, пока сохраняется некоторое отклонение частоты от заданного значения ($\Delta f \neq 0$).

При появлении первичного небаланса ΔP в энергосистеме, оснащенной системой статического регулирования частоты, возникает отклонение частоты в соответствии с (57). Крутизна совмещенной частотной характеристики энергосистемы в этом случае может быть представлена в виде:

$$\sigma_c = \sigma'_c + K_{\text{П,Ч}}, \quad (61)$$

где: σ'_c - крутизна совмещенной частотной характеристики энергосистемы без учета регулирующих электростанций, выделенных для статического регулирования частоты.

Этим слагаемым учитывается первичное регулирование частоты, осуществляемое всеми остальными электростанциями и потребителями. Слагаемое $K_{П,ч}$ учитывает регулирующие электростанции. Первичный небаланс компенсируется за счет отклонения частоты:

$$\begin{aligned} \Delta P &= -\sigma_c \Delta f = -(\sigma'_c \Delta f + \Delta P_{\text{РЕГ,ЭС}}); \\ \Delta f &= -\frac{\Delta P}{\sigma_c} = -\frac{\Delta P}{\sigma'_c + K_{П,ч}}. \end{aligned} \quad (62)$$

Доля участия регулирующих электростанций в регулировании (т.е. в покрытии первичного небаланса) пропорциональна коэффициенту передачи регулятора частоты:

$$-\frac{\Delta P_{\text{РЕГ,ЭС}}}{\Delta P} = \frac{K_{П,ч}}{\sigma'_c + K_{П,ч}} = \frac{1}{\frac{\sigma'_c}{K_{П,ч}} + 1}. \quad (63)$$

При статическом регулировании не происходит полного восстановления частоты. Остаточное (по окончании процесса регулирования) отклонение частоты при этом необходимо для сохранения изменившейся мощности как регулирующих, так и всех прочих электростанций и потребителей, так как именно это изменение мощностей компенсирует согласно (62) первичные небаланс и вновь восстанавливает соответствие выработки и потребления электроэнергии. Увеличивая коэффициент передачи регулятора, можно это остаточное отклонение частоты снижать, однако при этом возрастает доля участия регулирующих электростанций в покрытии первичного небаланса, что требует повышения их регулировочной способности. Очевидно, что при увеличении коэффициента передачи статический регулятор частоты приближается в конечном счете к астатическому, так как при этом остаточное отклонение частоты (62) при одном и том же первичном небалансе бесконечно уменьшается, а доля участия регулирующих электростанций в покрытии первичного небаланса стремится к единице, что характерно для астатического регулирования.

Рассмотренное ранее первичное регулирование частоты является статическим, однако без выделения для регулирования специальных регулирующих электростанций.

На выделяемых для регулирования электростанциях при статическом регулировании устанавливается меньший в сравнении с прочими электростанциями статизм их АРС (либо специально установленного на них АРЧ), а именно такой, чтобы получить требуемый коэффициент передачи регулирования частоты:

$$s\% = \frac{(\sum P_{Г.НОМ})_{\text{РЕГ,ЭС}}}{K_{Г,ч} f_{НОМ}} 100\% \quad (64)$$

Требуемый коэффициент передачи регулирующих электростанций может быть определен по (62), если задаться значением первичного небаланса в энергосистеме и допустимым при этом отклонением частоты. Значение первичного небаланса может быть получено из анализа реальных режимов и графиков нагрузки энергосистемы, а допустимое отклонение частоты определяется ГОСТ на качество электроэнергии. Выражение (63) дает возможность определить требуемый на регулирующих электростанциях регулировочный диапазон $\Delta P_{\text{РЕГ,ЭС}}$ при заданном ΔP и $K_{П,ч}$. Крутизна совмещенной частотной характеристики остальной части энергосистемы σ'_c при этом предполагается известной.

Автоматическое регулирование частоты в энергосистеме, как астатическое, так и статическое, может быть обеспечено использованием АРС турбоагрегатов. В этом случае на выделенных для целей регулирования электростанциях АРС турбоагрегатов настраивается либо

астатически, либо с нужным статизмом (64). При астатической настройке для оптимального распределения нагрузки между генераторами регулирующих электростанций и между регулируемыми электростанциями требуется принятие дополнительных мер.

В настоящее время широко распространено автоматическое регулирование частоты с использованием так называемых вторичных регуляторов частоты. Подключаемые к ним электростанции оснащаются системами автоматического регулирования частоты и мощности (АРЧМ). Системы АРЧМ электростанций обеспечивают автоматическое поддержание заданной мощности со статизмом по частоте, что необходимо для их участия наряду с прочими электростанциями в первичном регулировании частоты. Кроме того, эти системы позволяют автоматически изменять мощность электростанции на заданное значение и в нужном направлении по командам от вторичных регуляторов. Последние могут быть установлены на самих электростанциях либо в ином месте (например, на диспетчерском пункте энергосистемы) и называются *системными* устройствами АРЧМ в отличие от ранее упомянутых *станционных* устройств.

Система АРЧМ тепловой электростанции

Изменение мощности турбоагрегата требует соответствующего изменения производительности котла, для чего требуется скоординированное управление подачей топлива, воды, воздуха, поддержание оптимального режима в топке и открытия регулирующих клапанов турбины, а также многое другое.

Ввиду тепловой инерционности котла результаты регулирования реализуются с задержкой, что требует применения сложных законов регулирования. Возникают также дополнительные осложнения, связанные с инерционностью и задержками при регулировании подачи топлива и др.

Изменение мощности турбоагрегата связано с изменением расхода пара, следовательно, его давления и температуры, что приводит к возникновению дополнительных напряжений в металле турбины и котла. В современных высокоиспользованных конструкциях, не имеющих излишних запасов прочности, эти напряжения могут привести к преждевременному износу оборудования, для предотвращения чего необходимо ограничение темпа изменения мощности.

Устойчивая работа котла со всем комплексом его технологической автоматики без участия человека в регулировании режима возможна лишь в сравнительно узком интервале нагрузок, вследствие чего требуется организация сложной системы технологических ограничений и блокировок, не позволяющих котлу и турбоагрегату войти в зону опасных режимов в процессе автоматического изменения нагрузки.

Система управления современной крупной тепловой электростанции строится таким образом, что весь объем необходимой для управления энергоблоками информации концентрируется на так называемых блочных щитах управления и отсутствует на центральном щите. В результате автоматическое управление тепловой электростанцией как единым комплексом встречает серьезные трудности.

В настоящее время на системы АРЧМ тепловой электростанции возлагаются следующие функции:

- обеспечение устойчивого несения турбоагрегатом (энергоблоком на блочной ТЭС) заданной графиком нагрузки;
- автоматическое изменение нагрузки в соответствии с ПТЭ при изменениях частоты в целях обеспечения первичного регулирования частоты в энергосистеме;
- автоматическое изменение мощности в заданном направлении на заданное значение и в заданном темпе в целях автоматического регулирования режима энергосистемы;
- автоматическое экстренное изменение нагрузки по командам технологических защит турбоагрегата, котла и противоаварийной автоматики энергосистемы;
- возможность внесения коррекции в распределение нагрузки между турбоагрегатами (энергоблоками) в целях оптимизации режима по командам от АСУ ТП электростанции или энергосистемы;

-
- сохранение устойчивого несения нагрузки, возможно более близкой к заданной, при возникновении внутренних возмущений на котле (в энергоблоке), например, при резком снижении теплотворной способности топлива;
 - предохранение турбоагрегата (энергоблока) от недопустимо быстрого изменения нагрузки в чрезмерно большом диапазоне, опасного с точки зрения тепловых напряжений в металле турбины и другого оборудования.

5. Автоматическая частотная разгрузка

5.1. Назначение и основные принципы выполнения АЧР

Пока в энергосистеме имеется вращающийся резерв активной мощности, системы регулирования частоты и мощности будут поддерживать заданный уровень частоты. После того как вращающийся резерв будет исчерпан, дефицит активной мощности, вызванный отключением части генераторов или включением новых потребителей, повлечет за собой снижение частоты в энергосистеме.

Небольшое снижение частоты (на несколько десятых герца) не представляет опасности для нормальной работы энергосистемы, хотя влечет за собой ухудшение экономических показателей. Снижение же частоты более чем на 1–2 Гц представляет серьезную опасность и может привести к полному расстройству работы энергосистемы. Это в первую очередь определяется тем, что при понижении частоты снижается частота вращения электродвигателей, а следовательно и производительность приводимых ими механизмов собственных нужд тепловых электростанций. Так, например, снижение частоты на 3–5 Гц приводит к уменьшению на 20–40% подачи воды в конденсатор циркуляционными насосами. При таком снижении частоты питательные насосы почти полностью прекращают подачу воды в котел. Вследствие снижения производительности механизмов собственных нужд резко уменьшается располагаемая мощность тепловых электростанций, особенно электростанций высокого давления, что влечет за собой дальнейшее снижение частоты в энергосистеме. Таким образом, происходит лавинообразный процесс – «лавина частоты», который может привести к полному расстройству работы энергосистемы. Следует также отметить, что современные крупные паровые турбины не могут длительно работать при низкой частоте из-за опасности повреждения их рабочих лопаток.

Процесс снижения частоты в энергосистеме сопровождается также снижением напряжения, что происходит вследствие уменьшения частоты вращения возбуждателей, установленных на одном валу с основными генераторами. Если регуляторы возбуждения генераторов и синхронных компенсаторов не смогут удержать напряжение, то также может возникнуть лавинообразный процесс – «лавина напряжения» так как снижение напряжения сопровождается увеличением потребления реактивной мощности, что еще более осложнит положение в энергосистеме.

Аварийное снижение частоты в энергосистеме, вызванное внезапным возникновением значительного дефицита активной мощности, протекает очень быстро, в течение нескольких секунд. Поэтому дежурные персонал не успевают принять каких-либо мер, вследствие чего ликвидация аварийного режима должна возлагаться на устройства автоматики. Для предотвращения развития аварии должны быть немедленно мобилизованы все резервы активной мощности, имеющиеся на электростанциях. Все вращающиеся агрегаты загружаются до предела с учетом допустимых кратковременных перегрузок.

При отсутствии вращающегося резерва единственным возможным способом восстановления частоты в сети является отключение части наименее ответственных потребителей. Это и осуществляется с помощью специальных устройств – автоматов *частотной разгрузки* (АЧР), срабатывающих при опасном снижении частоты в сети.

Изменение частоты энергосистемы является сложным процессом, связанным с изменением параметров отдельных её элементов: активной мощности, развиваемой агрегатами электростанций и мощности нагрузки, большая часть которой состоит из электродвигателей.

Глубина снижения частоты зависит не только от значения дефицита активной мощности в первый момент аварии, но и от характера нагрузки. Потребление мощности одной группой потребителей, к которой относятся электроосветительные приборы и другие установки, имеющие чисто активную нагрузку, не зависит от частоты и при её снижении остается постоянной. Потребление же другой группы потребителей (электродвигателей переменного

тока) при уменьшении частоты снижается. Чем больше в энергосистеме доля нагрузки первой группы, тем больше снизится частота при возникновении одинакового дефицита активной мощности. Нагрузка потребителей второй группы будет в некоторой степени сглаживать эффект снижения частоты, поскольку одновременно будет уменьшаться потребление мощности электродвигателями.

Уменьшение мощности, потребляемой нагрузкой при снижении частоты или, как говорят, *регулирующий эффект нагрузки* характеризуется коэффициентом регулирующего эффекта K_H , равным отношению:

$$K_H = \frac{\Delta P\%}{\Delta f\%}. \quad (65)$$

Коэффициент K_H показывает, на сколько процентов уменьшается потребление нагрузкой активной мощности на каждый процент снижения частоты. Значение коэффициента регулирующего эффекта нагрузки должно определяться специальными испытаниями и принимается в расчетах равным $1 \div 3$.

Отклонение частоты в процентах, входящее в выражение (65),

$$\Delta f\% = \frac{\Delta f}{50} 100 = 2\Delta f,$$

где Δf – в герцах.

Подставляя это значение в выражение (65), получаем:

$$K_H = \frac{\Delta P\%}{2\Delta f},$$

откуда

$$\Delta f = \frac{\Delta P\%}{2K_H}. \quad (66)$$

Таким образом, зная коэффициент K_H , можно по выражению (66) определить, на сколько герц снизится частота при определенном значении дефицита активной мощности ΔP , выраженном в процентах к полной нагрузке энергосистемы. Зная величину снижения частоты в аварийном режиме f_{AB} по сравнению с номинальной частотой 50 Гц, можно определить установившееся значение частоты:

$$f_{AB} = 50 - \Delta f \quad \text{или} \quad f_{AB} = 50 - \frac{\Delta P\%}{2K_H}. \quad (67)$$

Если до возникновения дефицита энергосистема работала с частотой f_C , отличной от 50 Гц, выражение (67) будет иметь следующий вид:

$$f_{AB} = f_C - \frac{\Delta P\%}{2K_H}. \quad (68)$$

Устройства АЧР должны устанавливаться там, где возможно возникновение значительного дефицита активной мощности во всей энергосистеме или в отдельных ее районах, а мощность потребителей, отключаемых при срабатывании АЧР, должна быть достаточной для предотвращения снижения частоты, угрожающего нарушением работы

механизмов собственных нужд электростанций, что может повлечь за собой лавину частоты. В соответствии с ПТЭ устройства АВР должны исключать возможность даже кратковременного снижения частоты ниже 45 Гц, время работы с частотой ниже 47 Гц не должно превышать 20 с, а с частотой ниже 48,5 Гц – 60 с.

При выполнении АВР необходимо учитывать все реально возможные случаи аварийных отключений генерирующей мощности и разделения энергосистемы или энергообъединения на части, в которых может возникнуть дефицит активной мощности, а также то обстоятельство, что нагрузка, а следовательно, и возможный дефицит активной мощности меняются в зависимости от сезона, времени суток, дней недели. Для того чтобы суммарная мощность нагрузки потребителей, отключаемых действием АЧР, хотя бы примерно соответствовала дефициту активной мощности, возникшему при данной аварии, АЧР, как правило, выполняется многоступенчатым, в несколько очередей, отличающихся уставками по частоте срабатывания.

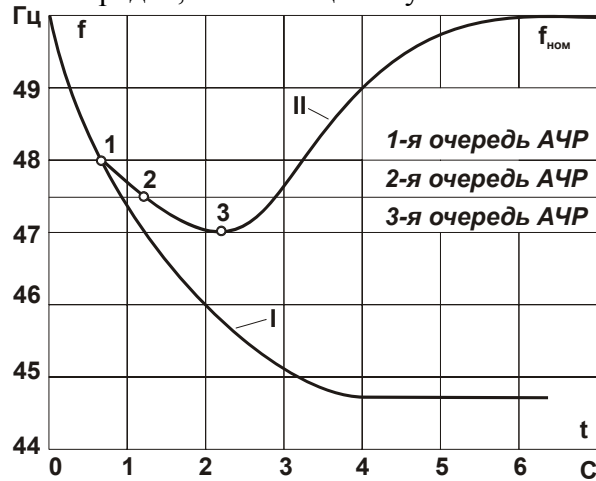


Рис. 42.

На рис. 42. приведены кривые, характеризующие процесс изменения частоты в энергосистеме при внезапном возникновении дефицита активной мощности. Если в энергосистеме отсутствует АЧР, то снижение частоты, вызванное дефицитом активной мощности, будет продолжаться до такого установившегося значения, при котором за счет регулирующего эффекта нагрузки и действия регуляторов частоты вращения турбин вновь восстановится баланс генерируемой и потребляемой мощности при новом сниженном значении частоты (кривая I). Для восстановления в энергосистеме нормальной частоты в этом случае необходимо вручную отключить часть нагрузки потребителей, суммарное потребление мощности которыми при частоте 50 Гц равно дефициту мощности, вызвавшему аварийное снижение частоты.

Иначе будет протекать процесс изменения частоты при наличии АЧР (кривая II). Пусть, например, АЧР состоит из трех очередей с уставками срабатывания 48; 47,5 и 47 Гц. Когда частота снизится до 48 Гц (точка 1), сработают АЧР первой очереди и отключит часть потребителей: дефицит активной мощности уменьшится, благодаря чему уменьшится и скорость снижения частоты. При частоте 47,5 Гц (точка 2) сработают АЧР второй очереди, еще больше уменьшат дефицит активной мощности и скорость снижения частоты. При частоте 47 Гц (точка 3) сработают АЧР третьей очереди и отключат потребителей, мощность которых достаточна не только для прекращения снижения частоты, но и для её восстановления. Устройства АЧР, используемые для ликвидации аварийного дефицита активной мощности в энергосистемах, подразделяются на три основные категории (ПТЭ).

Первая категория АЧР I – быстродействующая ($t = 0,1 \div 0,3$ с) с уставками срабатывания от 49 Гц (в отдельных случаях от 49,2 – 49,3 Гц) до 46,5 Гц. назначение очередей АЧР I – не допустить глубокого снижения частоты в первое время развития аварии. Уставки срабатывания отдельных очередей АЧР I отличаются одна от другой на 0,1 Гц.

Мощность потребителей, подключаемых к устройствам АЧР I, $P_{АЧР I}$ определяется по формуле (ПТЭ)

$$P_{\text{АЧР I}} \geq \Delta P_{\Gamma} + 0,05 - \Delta P_{\text{РЕЗ}}, \quad (69)$$

где: ΔP_{Γ} - дефицит генерирующей мощности;
 $\Delta P_{\text{РЕЗ}}$ - учитываемая часть резерва мощности;
 0,05 - запас.

В качестве $\Delta P_{\text{РЕЗ}}$ учитывается только гарантированный вращающийся резерв тепловых электростанций, обеспеченный по паропроизводительности котлов. Все величины в формуле (69) указаны в относительных единицах, причем за базисную мощность принята потребляемая мощность энергосистемы (района) в исходном режиме до возникновения дефицита мощности. Мощность, подключаемая а АЧР I, примерно равномерно распределена между очередями.

Вторая категория АЧР II – предназначена для восстановления частоты до нормального значения, если она длительно остается пониженной, или, как говорят «зависает» на уровне около 48 Гц; АЧР II работает после отключения части потребителей от АЧР I, когда снижение частоты прекращается и она устанавливается на уровне 47,5 – 48,5 Гц.

Уставки срабатывания всех АЧР II принимаются одинаковыми, равными верхней уставке АЧР I или несколько большими (до 0,5 Гц), но не выше 49,2 Гц. Выдержки времени АЧР II отличаются друг от друга на 3 с и принимаются равными 5 – 90 с. Большие выдержки времени АЧР II принимаются для того, чтобы за это время были мобилизованы резервы активной мощности, имеющиеся в энергосистеме: загружены все работающие агрегаты, пущены и загружены резервные гидроагрегаты. При этом наибольшие выдержки времени (70–90 с) следует принимать в условиях возможной мобилизации мощности ГЭС. Объем нагрузки, подключаемый к АЧР II, зависит от способа осуществления этого вида автоматики, который может быть отдельным и совмещенным с АЧР I. В первом случае к АЧР II подключаются другие потребители, а не те, которые подключены к АЧР I. При совмещенном выполнении на отключение одних и тех же потребителей действуют как АЧР I, так и АЧР II.

При раздельном выполнении АЧР I и АЧР II суммарная мощность потребителей, подключенных к АЧР II, должна удовлетворять следующему условию:

$$P_{\text{АЧР II}} \geq 0,4P_{\text{АЧР I}}, \quad (70)$$

но не менее 0,1.

При совмещении действия АЧР I и АЧР II мощность потребителей, подключенных только к устройствам АЧР II, должна составлять:

$$P_{\text{АЧР II}} \geq 0,1. \quad (71)$$

В результате суммарная мощность потребителей, подключенных к устройствам АЧР, составит:

- при раздельном действии АЧР I и АЧР II

$$\sum P_{\text{АЧР}} = P_{\text{АЧР I}} + P_{\text{АЧР II}} = (\Delta P_{\Gamma} + 0,05) + 0,4(\Delta P_{\Gamma} + 0,05) = 1,4\Delta P_{\Gamma} + 0,07; \quad (72)$$

- при совмещенном действии АЧР I и АЧР II,

$$\sum P_{\text{АЧР}} = P_{\text{АЧР I}} + P_{\text{АЧР II}} = (\Delta P_{\Gamma} + 0,05) + 0,1 = \Delta P_{\Gamma} + 0,15. \quad (73)$$

При определенных выше параметрах настройки реле АЧР и объемах разгрузки предотвращается снижение частоты ниже 46 Гц и обеспечивается восстановление нормальной частоты в энергосистеме за время не более 1 – 1,5 мин. При заданных уставках, отличающихся на 0,1 Гц, допускается неселективная работа смежных очередей АЧР.

Кроме указанных категорий автоматической частотной разгрузки АЧР I и АЧР II в эксплуатации применяется также так называемая **дополнительная** категория разгрузки. Такие устройства АЧР применяются для осуществления местной разгрузки при возникновении большого дефицита активной мощности в районе энергосистемы или на отдельной подстанции, когда суммарной мощности потребителей, подключенных к очередям АЧР I и АЧР II, оказывается недостаточно для ликвидации возможного дефицита активной мощности в этом районе. Дополнительная разгрузка может выполняться как с помощью АЧР, так и с помощью других устройств противоаварийной автоматики.

Действие устройств АЧР должно сочетаться с другими видами автоматики. Так, например, для того чтобы действие АЧР было эффективным, нагрузка потребителей, отключенных при аварийном снижении частоты, не должна подхватываться устройствами АПВ и АВР. Поэтому АПВ линии, отключенной действием АЧР, должно блокироваться. Линии и трансформаторы, обеспечивающие резервное питание в схемах АВР, должны отключаться теми же очередями АЧР, что и основные питающие линии и трансформаторы.

5.2. Реле частоты

В качестве основного органа устройств АЧР, определяющего глубину снижения частоты, используются реле частоты. Широкое применение в схемах АЧР нашли индукционные реле частоты типа ИВЧ-011А (ИВЧ-3). В последнее время в схемах АЧР используются полупроводниковые реле частоты типа РЧ-1, схема которого приведена на рис. 43.

Напряжение сети u_C через разделительный трансформатор Т и фильтр высших гармоник Ф (РЗ и С1) подается на фазосдвигающую схему, состоящую из двух частотно-измерительных элементов И1 и И2 и активного делителя А. Цепь с элементом И1 служит для задания уставки реле по частоте срабатывания (Р1, R1, С4, С5, R3), а цепь с элементом И2 (Р2, R2, С2, С3, R42) – для уставки реле по частоте возврата (при использовании реле в схеме АЧР с ЧАПВ). Цепь срабатывания подключена к фазочувствительной схеме постоянно, цепь возврата подключается при необходимости (через внешние контакты), например, при осуществлении ЧАПВ. Активный делитель А (R4, R5) служит для создания опорного напряжения u_2 , относительно которого производится измерение углов сдвига фаз токов цепей И1 или И2, зависящих от частоты сети на входе реле.

Принцип действия реле основан на изменении фазы тока в цепи И1 и И2 при изменении частоты напряжения на входе реле. Параметры этих цепей подобраны таким образом, что при уставке срабатывания реле возникает резонанс напряжений. При этом сопротивление цепи становится чисто активным, и ток в ней совпадает по фазе с приложенным напряжением. Если частота приложенного напряжения выше частоты срабатывания реле, то в цепи преобладает индуктивное сопротивление и ток отстает от напряжения. Если частота напряжения сети ниже частоты срабатывания, то преобладающим становится емкостное сопротивление, и ток опережает напряжение. Схема дает разрешение на срабатывание реле, если ток в измерительной цепи совпадает с приложенным напряжением или опережает его.

Фазочувствительная схема, реагирующая на угол между напряжением на R5 и R3 (И1) или R42 (И2), состоит из двух идентичных формирователей импульсов Ф1 и Ф2, дифференцирующего элемента ДЭ и логического элемента ЛЭ, выполняющего операцию «Запрет». Формирователи импульсов преобразуют синусоидальные напряжения, снимаемые с резисторов R5 и R3 (R42), в импульсы прямоугольной формы с длительностью, близкой к полупериоду ($u_{Ф1}$ и $u_{Ф2}$). Положение импульсов относительно друг друга во времени определяется соотношением частоты срабатывания реле и частоты сети.

Дифференцирующий элемент формирует короткий импульс u_d , соответствующий переднему фронту прямоугольного импульса $u_{Ф2}$ (рис. 44.). Импульсы от элементов Ф1 и ДЭ поступают на логический элемент, представляющий собой схему несовпадения. Прохождение импульса u_d через элемент ЛЭ возможно только при условии отсутствия на входе этой же схемы импульса $u_{Ф1}$ ($f_C > f_{C.P.}$).

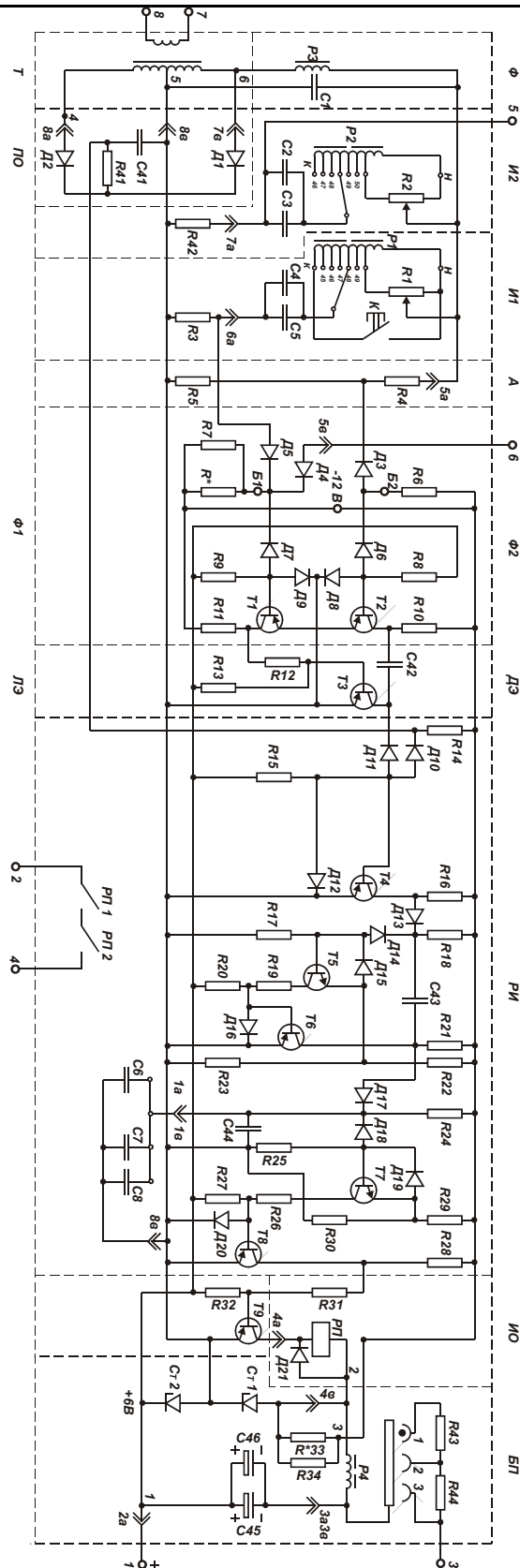


Рис. 43.

Наличие на входе элемента ЛЭ импульса $u_{\Phi 1}$ блокирует прохождение импульса $u_{\text{д}}$ ($f_{\text{с}} < f_{\text{с.р.}}$). В первом случае на выходе элемента ЛЭ появляются импульсы $u'_{\text{д}}$ (рис. 44. а), поступающие на вход расширителя импульсов РИ. При наличии этих импульсов выходное реле не срабатывает. При исчезновении импульсов на входе РИ (рис. 44. б)) на его выходе появляется с выдержкой времени сигнал постоянного тока, который через усилитель У вызывает срабатывание исполнительного органа ИО.

Для предотвращения ложного срабатывания реле в случае исчезновения напряжения в сети, а вместе с ним и импульсов на входе РИ в схему введен пусковой орган ПО, который пускает РИ только при наличии на входе реле переменного напряжения.

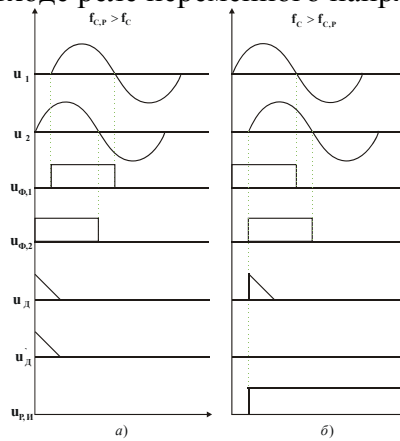


Рис. 44.

Блок схема реле представлена на рис. 45.

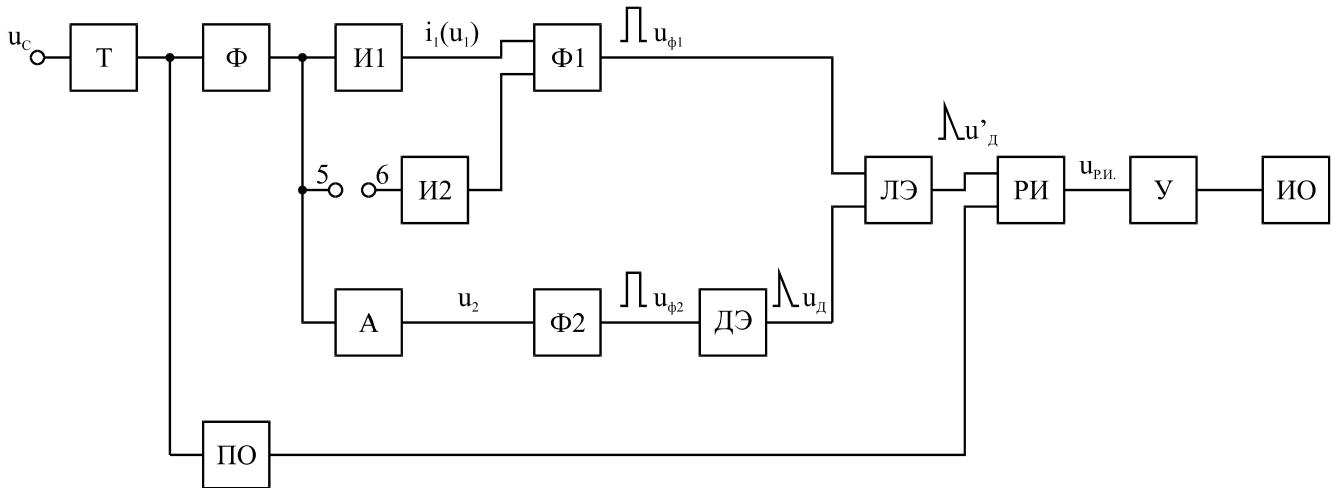


Рис. 45.

Кратко опишем отдельные узлы схемы реле типа РЧ-1.

Формирователь импульсов (Ф1). При отсутствии сигнала транзистор Т1 открыт током, проходящим через резисторы R7 и R*. Транзистор Т1 остается открытым и при отрицательной полуволне напряжения на входе диодов Д4 и Д5. При положительной полуволне напряжения на входе одного из диодов Д4 или Д5 потенциал точки Б1 становится положительнее потенциала базы Т1. При этом закрывается диод Д7, отделяя базу Т1 от шинки – 12 В. Потенциал базы Т1 при этом положителен и равен падению напряжения на диоде Д9; транзистор Т1 закрыт. Таким образом, при положительной полуволне напряжения измерительной цепи транзистор Т1 закрыт, при отрицательной – открыт. Выходное напряжение Ф1 с резистора R11 подается на ЛЭ. Аналогично транзистору Т1 работает транзистор Т2 формирователя импульсов Ф2. Закрывание транзисторов Т1 и Т2 происходит при небольших напряжениях на базе, равных долям вольта, что позволяет формировать напряжение прямоугольной формы между эмиттером и коллектором каждого транзистора в течение времени, близкого полупериоду входного сигнала.

Дифференцирующий элемент (ДЭ). При закрывании транзистора Т2 происходит заряд конденсатора С42 через резистор R10 и сопротивление перехода эмиттер-коллектор транзистора Т3 (при закрытом транзисторе Т1) или сопротивление перехода эмиттер-база

транзистора Т4 (при открытом транзисторе Т3). Время заряда конденсатора С42 значительно меньше времени закрытого состояния транзистора Т2, что позволяет получить на конденсаторе кратковременный зарядный импульс, начало которого совпадает с началом закрывания транзистора Т2.

Логический элемент (ЛЭ) выполнен на транзисторе Т3. При открытом транзисторе Т1 транзистор Т3 закрыт положительным потенциалом, поступающим на его базу с делителя R12-R13. При закрывании Т1 транзистор Т3 открывается током базы, возникающим при перераспределении потенциалов на делителе R12-R13.

Расширитель импульсов (РИ). Транзистор Т4, выполняющий роль предварительного усилителя, при отсутствии на реле переменного напряжения открыт под воздействием тока через резистор R14. При наличии переменного напряжения выпрямленное напряжение пускового органа ПО (диоды Д1, Д2, резистор R41, конденсатор С41) закрывает диод Д10, что приводит к закрыванию Т4 прямым падением напряжения на диоде Д12. При закрытом Т4 закрыт также и транзистор Т5, поскольку при выбранном соотношении сопротивлений в делителях R17-R18 и R22-R23 диоды Д14 и Д15 открыты.

При открывании транзистора Т4 импульсом u'_d открывается диод Д13, что приводит к закрыванию диодов Д14 и Д15 и открыванию транзистора Т5, так как потенциал его базы, подключенной через резистор R17 к нулю схемы, оказывается выше потенциала эмиттера, потенциал которого определяется параметрами делителя R22-R23.

Усилитель (совмещен с цепями РИ) обеспечивает фиксацию, усиление и передачу на исполнительный орган импульса на срабатывание, полученного от логического элемента. Кроме того, в состав усилителя входят конденсаторы С6, С7, С8, создающие задержку на срабатывание реле. При закрытом транзисторе Т5 транзистор Т6 также закрыт падением напряжения на открытом диоде Д16, ток через который определяется, в частности, сопротивлением резистора R20. Открывание транзистора Т5 приводит к перераспределению потенциалов в цепи R19, R20, что и обеспечивает открывание транзистора Т6. При открытом транзисторе Т6 диод Д17 открыт, а Д18 закрыт. Поэтому открыт и транзистор Т7 типа n-p-n, база которого заведомо положительнее эмиттера, подключенного к средней точке делителя R29-R30. Через открытые транзисторы Т7 и Т5 открыты соответственно транзисторы Т8 и Т6. При открытом транзисторе Т8 база транзистора Т9 положительнее его эмиттера, и транзистор Т9 закрыт.

При исчезновении импульсов на входе РИ закрывается транзистор Т5, прерывается путь для тока, открывающего транзистор Т6, и последний закрывается, что приводит к закрыванию диода Д17. После заряда конденсаторов С6, С7, С8 открывается диод Д18, база Т7 подключается к делителю R25-Д18-R24, и транзистор Т7 закрывается. Транзистор Т8 закрывается так же, как при закрывании Т5 закрывается транзистор Т6. Закрывание транзистора Т8 создает возможность для прохождения тока, открывающего выходной транзистор Т9 по цепи: нулевая шинка-эмиттер Т9-база Т9-R31-R28-шинка – 12 В. Транзистор Т9 открывается, что приводит к срабатыванию реле частоты.

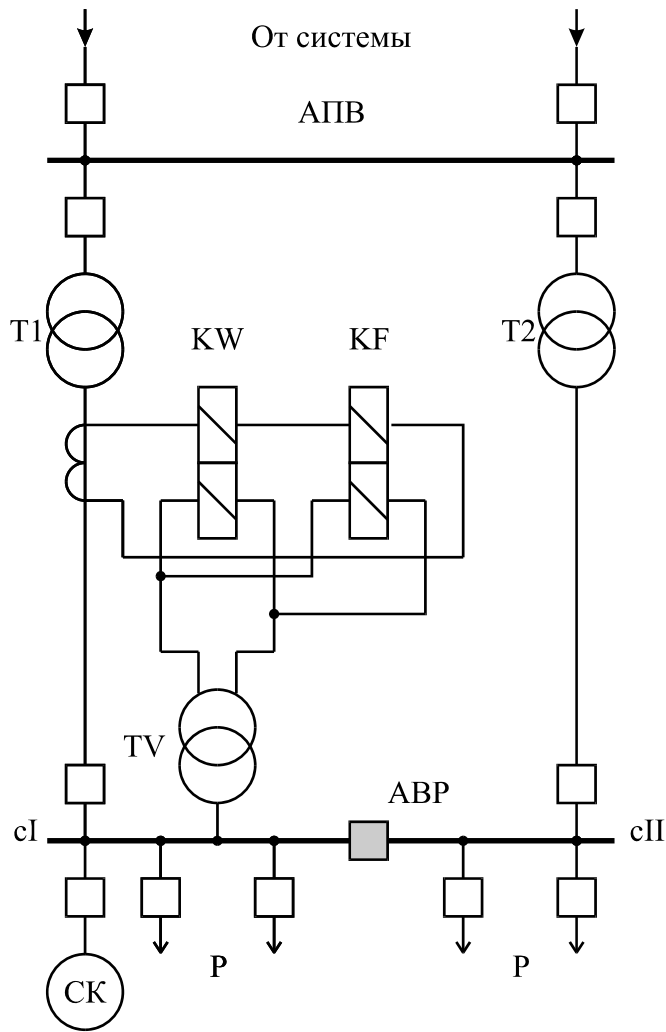
Таким образом, для срабатывания реле частоты необходимо, чтобы закрылся транзистор Т5 на время, большее времени заряда конденсаторов С6, С7, С8, т.е. больше уставки времени срабатывания реле. Частота срабатывания реле устанавливается ступенчато через 1 Гц, переключением числа витков реактора Р1 и плавно, в пределах 1 Гц, резистором R1. Разница между частотой срабатывания и возврата реле при неизменной уставке не превышает 0,1 Гц. Аналогично с помощью реактора Р2 и резистора R2 регулируется уставка возврата реле частоты при использовании его в схеме АЧР с ЧАПВ.

Для питания реле частоты постоянным оперативным током в реле встроен блок питания БП. Напряжение +6 и –12 В создается стабилитронами Ст1 и Ст2 через ограничивающие резисторы. Для предотвращения неправильного срабатывания реле при подаче или снятии постоянного оперативного тока предназначены конденсаторы большой емкости С46 С45.

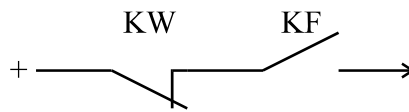
5.3. Предотвращение ложных отключений потребителей при кратковременных снижениях частоты в энергосистеме

В энергосистеме могут возникать режимы, вызывающие кратковременное снижение частоты, не представляющее существенной опасности для работы энергосистемы. Такие режимы, которые способны вызвать срабатывание АЧР, могут иметь место в следующих случаях: при кратковременном снятии напряжения питания с шин подстанций, на которых установлены крупные синхронные и асинхронные электродвигатели; во время КЗ в энергосистеме малой мощности; во время асинхронного хода.

Снижение частоты при кратковременном отключении подстанции в цикле АПВ или АВР



а)



б)

Рис. 46.

При отключении связи с энергосистемой (обеих линий или трансформатора Т1 в схеме на рис. 46. а) питание потребителей, потерявших питание, может быть восстановлено спустя небольшое время действием АПВ линий и трансформатора или АВР секционного выключателя. Однако за время, пока будет нарушена связь с энергосистемой, потребители подстанции могут быть отключены ложным действием АЧР. Это происходит потому, что после отключения источника питания напряжение на шинах подстанции с синхронными компенсаторами или мощными синхронными электродвигателями сразу не исчезает, а некоторое время поддерживается за счет инерции вращающихся частей синхронных компенсаторов или электродвигателей и приводимых ими механизмов. Асинхронные электродвигатели могут поддерживать напряжение на шинах подстанции выше 40–50% номинального в течение примерно 1 с, а синхронные двигатели и компенсаторы поддерживают напряжение в течение нескольких секунд. При этом, поскольку частота вращения электродвигателей и синхронных компенсаторов, подключенных к шинам подстанции, будет уменьшаться, снизится и частота поддерживаемого ими напряжения. Поэтому АЧР, включенные на это напряжение, могут подействовать ложно и отключить потребителей до того, как подействует АПВ или АВР.

В практике эксплуатации применяются специальные блокировки, предотвращающие ложное срабатывание АЧР в рассматриваемом режиме. На рис. 46.б) показана одна из таких схем, в которой плюс на контакт реле КF реле частоты АЧР подается через контакт блокирующего реле направления мощности KW. Реле направления мощности, включенное в цепи трансформатора связи с энергосистемой (рис. 46. а)), реагирует на направление активной мощности. При наличии связи с энергосистемой, когда подстанция потребляет активную мощность, реле направления мощности держит свой контакт замкнутым, как показано на рис. 46. б), разрешая действовать АЧР. После отделения подстанции от питающей сети активная мощность по трансформатору проходить не будет или будет направлена в сторону шин ВН. При этом реле KW разомкнет свой контакт и снимет плюс с контакта реле КF, предотвращая ложное срабатывание АЧР. При отсутствии блокировки для исправления ложного действия АЧР можно применить АПВ после АЧР.

Снижение частоты вследствие наброса мощности при КЗ

Увеличение потерь мощности при КЗ в энергосистеме небольшой мощности может вызвать снижение частоты и срабатывание АЧР. Активное сопротивление цепи КЗ состоит из сопротивлений элементов энергосистемы: линий, трансформаторов и переходного сопротивления в месте повреждения. Поскольку значение последнего может изменяться в очень больших пределах, будут изменяться и активные потери мощности при КЗ. Если известно значение мощности КЗ, определяемое обычно для выбора силового электрооборудования, максимально возможный наброс активной мощности при КЗ может быть подсчитан по следующему выражению:

$$\Delta P_K = 0,5S_K \quad (74)$$

Практически с возможностью значительного снижения частоты при КЗ следует считаться лишь в энергосистемах сравнительно небольшой мощности (до 500 МВт). Для предотвращения ложных отключений потребителей в рассматриваемом режиме необходимо либо снижать уставку срабатывания реле частоты, либо применять АПВ после АЧР.

Снижение частоты при асинхронном ходе

При включении линии действием несинхронного АПВ может возникнуть асинхронный ход. При этом АЧР, установленные на промежуточных подстанциях транзита, будут реагировать на некоторое среднее значение частоты по отношению к частотам несинхронно работающих энергосистем. Если частота в одной из энергосистем будет значительно ниже

номинальной, АЧР, установленные на подстанциях электропередачи, могут сработать и отключить часть потребителей. Чем ближе находится подстанция, на которой установлена АЧР, к шинам дефицитной энергосистемы, тем более вероятно срабатывание АЧР. Срабатывание АЧР на подстанциях электропередачи, расположенных ближе к дефицитной энергосистеме, приводит к снижению дефицита мощности в этом районе, что способствует ресинхронизации и восстановлению нормального режима работы. Потребители, отключенные действием АЧР во время асинхронного хода, могут быть автоматически включены в работу с помощью АПВ после АЧР.

5.4. Автоматическое повторное включение после АЧР

Для ускорения восстановления питания потребителей, отключенных при срабатывании АЧР, применяется специальный вид автоматики – АПВ после АЧР (или ЧАПВ). Устройство ЧАПВ срабатывает после восстановления частоты в энергосистеме и дает импульс на включение отключенных потребителей. В первую очередь ЧАПВ следует выполнять на подстанциях с ответственными потребителями, на подстанциях без постоянного обслуживающего персонала, с дежурством на дому, далеко расположенных от места размещения оперативно-выездных бригад.

Действие ЧАПВ должно осуществляться при частоте 49,5–50 Гц. Начальная уставка по времени ЧАПВ принимается 10–20 с, конечная – в зависимости от конкретных условий. Минимальный интервал по времени между смежными очередями ЧАПВ в пределах энергосистемы или отдельного узла – 5 с. Мощности нагрузки по очередям ЧАПВ распределяются обычно равномерно. Очередность подключения потребителей к ЧАПВ обратно очередности АЧР, т.е. к последним очередям АЧР подключаются первые очереди ЧАПВ.

Доля нагрузки, подключаемой к ЧАПВ, в каждом конкретном случае должна определяться с учетом местных условий (возможности повторного снижения частоты в отделившемся на изолированную работу районе, перегрузки линий электропередачи, восстановления параллельной работы действием АПВ с улавливанием синхронизма и т.д.).

5.5. Схемы АЧР и ЧАПВ

На рис. 47. а) приведена схема совмещенных АЧРІ и АЧРІІ. Действие АЧРІ осуществляется с помощью реле частоты KF1, промежуточного реле KL1 и выходного реле KL2 и реле времени КТ1. Сигнализация срабатывания АЧРІ и АЧРІІ выполняется указательным реле КН1 и КН2 соответственно. При выполнении АЧР только одного вида (АЧРІ или АЧРІІ) часть реле исключается из схемы.

С целью экономии реле частоты для осуществления совмещенного АЧР используются специальные схемы, в которых предусматривается переключение уставки одного реле частоты. Одна из таких схем приведена на рис. 47. б). В схеме АЧР используется одно реле частоты KF типа РЧ-1, на измерительных элементах которого настроены уставки, соответствующие АЧРІ и АЧРІІ. В нормальном режиме до срабатывания KF замкнут контакт KL2.1 двухпозиционного реле типа РП8, чем обеспечивается готовность к действию обоих измерительных элементов реле, настроенных на уставки АЧРІ и АЧРІІ.

При снижении частоты до уставки АЧРІІ замкнется контакт KF.1 и реле KL1 контактом KL1.1 подаст плюс на верхнюю обмотку реле KL2, которое, переключив свои контакты, выведет из действия измерительный элемент с уставкой АЧРІІ. Если частота понизится до уставки АЧРІ, контакт KF.1 при этом не разомкнется или, разомкнувшись кратковременно, замкнется вновь, после чего с небольшим замедлением сработает промежуточное реле KL3 и контактом KL3.1 подаст импульс через указательное реле КН1 на выходное промежуточное реле KL5. На этом работа схемы закончится.

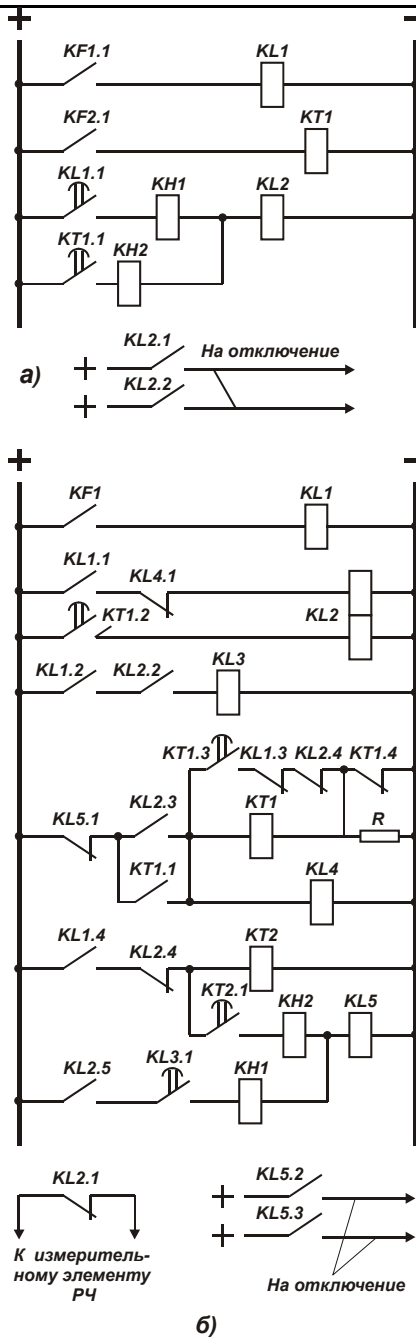


Рис. 47.

Если частота не снизится до уставки АЧРІ, схема будет продолжать работать. Реле времени КТ1, сработав при замыкании контакта КЛ2.3, будет самоудерживаться через свой мгновенный замыкающий контакт КТ1.1. Спустя выдержку времени, установленную на проскальзывающем контакте КТ1.2, будет подан плюс на нижнюю обмотку реле КЛ2, и оно переключит свои контакты, вновь вводя в действие измерительный элемент с уставкой АЧРІІ. В течение всего времени, пока не замкнется проскальзывающий контакт КТ1.2, схема будет готова к действию на отключение без выдержки времени в случае снижения частоты до уставки АЧРІ. После замыкания проскальзывающего контакта КТ1.2 и переключения контактов реле КЛ2 цепь отключения от АЧРІ будет выведена и в работе останется только АЧРІІ. После переключения КЛ2 сработают вновь КФ (если частота в энергосистеме будет ниже уставки срабатывания АЧРІІ) и реле КЛ1 и запустится реле времени КТ2, которое, сработав, через указательное реле КН2 подаст плюс на выходное реле КЛ5.

Промежуточное реле КЛ4, обмотка которого включена параллельно обмотке КТ1, будет держать своим контактом КЛ4.1 разомкнутый цепь верхней обмотки реле КЛ2, предотвращая его повторное срабатывание.

Возврат схемы в исходное положение осуществляется после срабатывания выходного реле KL5, которое разомкнет контакт KL5.1 в цепи обмоток реле KT1 и KL4. В случае, если схема не подействует на отключение вследствие восстановления частоты в энергосистеме выше уставки АЧРП и возврата реле KF, возврат схемы будет осуществлен шунтированием обмотки KT1 по цепи: упорный контакт KT1.3 – замыкающий контакт KL1.3 – замыкающий контакт KL2.4. Выдержка времени АЧРП в рассматриваемой схеме определяется суммой выдержек времени, установленных на KT2 и на проскальзывающем контакте KT1.2.

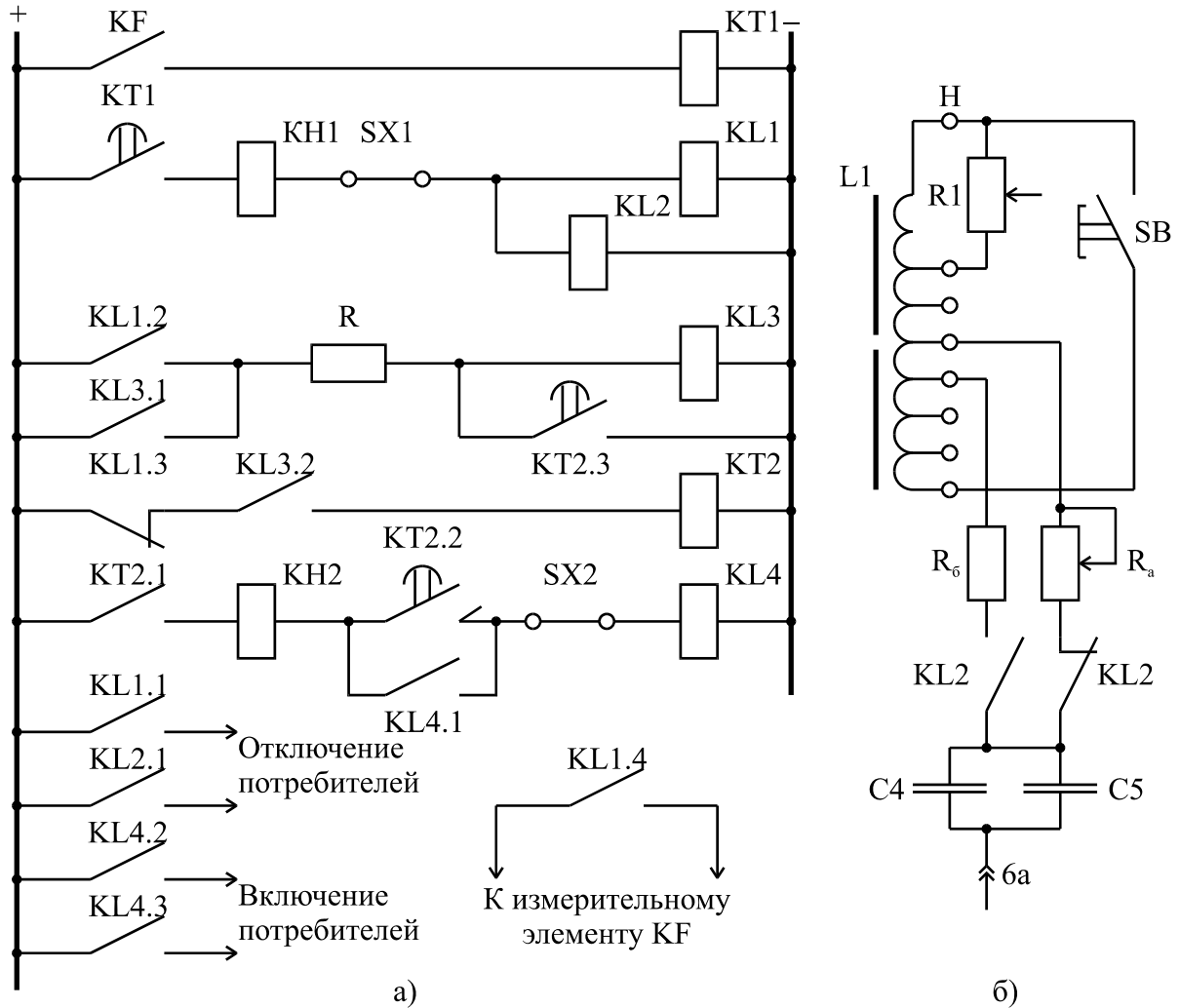


Рис. 48.

На рис. 48. а. приведена схема одной очереди АЧР с ЧАПВ. В схеме используется одно реле частоты, уставка срабатывания которого автоматически переключается.

При снижении частоты до уставки срабатывания соответствующей очереди АЧР сработает реле частоты KF и запустит реле времени KT1. После того как замкнется контакт реле времени, сработают промежуточные реле KL1 и KL2 и отключат группу потребителей. Одновременно замыкающий контакт KL1.4. введет в работу измерительный элемент реле частоты типа РЧ-1 с уставкой, соответствующей ЧАПВ. Теперь после ввода в работу указанного измерительного элемента контакт реле частоты разомкнется лишь после того, как частота в энергосистеме восстановится до значения новой уставки 49,5–50 Гц. Реле KL1 при срабатывании замыкает также своим контактом KL1.2 цепь обмотки промежуточного реле KL3, которое срабатывает и самоудерживается. После восстановления нормальной или близкой к нормальной частоты реле KF и KT1 разомкнут свои контакты. При этом реле KL1 возвратится и замкнет контакт KL1.3 в цепи обмотки реле времени KT2. Поскольку контакт KL3.2 уже

замкнут, реле КТ2 начинает работать и спустя выдержку времени, установленную на проскальзывающем контакте КТ2.2, замкнет цепь обмотки промежуточного реле КЛ4. Последнее, сработав, самоудерживается через свой замыкающий контакт КЛ4.1 и подает импульсы на включение выключателей потребителей, отключавшихся действием АЧР. Возврат схемы осуществляется после замыкания упорного контакта реле времени КТ2.3, выдержка времени на котором отличается от выдержки проскальзывающего контакта КТ2.2 примерно на 1 с. После замыкания упорного контакта КТ2.3 реле КЛ3 возвратится и разомкнет контактом КЛ3.2 цепь обмотки реле времени КТ2. Указательные реле КН1 и КН2 предназначены для сигнализации срабатывания АЧР и ЧАПВ. С помощью накладки SX1 рассматриваемая автоматика может быть выведена из действия полностью, а с помощью накладки SX2 – только ЧАПВ.

Рекомендуемая литература

1. Автоматизация электроэнергетических систем. М, Энергоатомиздат, 1994.
2. Электротехнический справочник. Том 3. Книга 1. М, Энергоатомиздат, 1988.
3. В.А. Андреев Релейная защита и автоматика систем электроснабжения. М, ВШ, 1991.