

ГЛАВА 8

Автоматика прекращения асинхронного хода

8.1. Асинхронный режим

Под асинхронным режимом понимают кратковременную работу энергосистемы при несинхронной работе одного или нескольких генераторов (энергосистем), что обусловлено либо нарушением устойчивости, либо потерей возбуждения.

Выскажем некоторые соображения, касающиеся терминологии.

По нашему мнению, термин «асинхронный режим» целесообразно использовать для режимов, сопровождающихся совместной работой возбужденных и невозбужденных (потерявших возбуждение) синхронных машин по аналогии с режимами работы асинхронных электрических машин. Ведомую роль в этом играют синхронные электрические машины.

Термин «асинхронный ход» целесообразно использовать для несинхронной работы возбужденных синхронных машин.

Во время асинхронного хода возбужденного генератора фазовый сдвиг между вектором э.д.с. генератора и вектором напряжения приемной сети многократно проходит значения от 0° до 360° . При этом машина работает то в генераторном, то в двигательном режиме, что сопровождается очень большими уравнительными токами, значительными отклонениями напряжения, а также большими моментами, действующими на генератор и турбину. Асинхронный ход в энергосистеме не допустим.

При потере возбуждения генератор может перейти в устойчивый асинхронный режим. При этом его возбуждение осуществляется за счет потребления реактивной мощности из энергосистемы. В результате скольжения ротора генератора возникает асинхронный момент, при этом генератор выдает в энергосистему определенную активную мощность. Такой режим кратковременно допустим и для генератора и для энергосистемы, поэтому «Правилами технической эксплуатации» разрешается работа турбогенераторов в асинхронном режиме без возбуждения в течение определенного времени [1, 2].

Рекомендации по ликвидации асинхронного режима генератора в результате потери возбуждения зависят от типа генератора (турбо-, гидро) и его

системы охлаждения. Для турбогенераторов с косвенным охлаждением допускается работа в асинхронном режиме в течение 30 минут. При этом его активная мощность должна быть снижена до $(0,5 - 0,7) P_{ном}$, а ток в статоре не должен превосходить $1,1I_{ном}$.

Так как турбогенераторы с непосредственным охлаждением имеют более высокие номинальные плотности тока в обмотке статора, то длительность асинхронного режима для них не должна превышать 15 минут. Допустимая асинхронная нагрузка ограничивается в пределах $(0,55 - 0,4)P_{ном}$. Допустимость асинхронного режима генератора определяется и требованиями энергосистемы. Так как при потере возбуждения генератор потребляет реактивную мощность из сети, мощность энергосистемы должна быть достаточной для поддержания напряжения на сборных шинах прилегающей сети не ниже $0,7U_{ном}$, чтобы предотвратить нарушение устойчивости параллельной работы генераторов.

Характеристики асинхронного момента гидро- и турбогенераторов отличаются друг от друга. Причем максимальный асинхронный момент гидрогенератора ниже, чем у турбогенератора, прежде всего это относится к гидрогенераторам без успокоительных обмоток. Поэтому при потере возбуждения эти генераторы значительно увеличивают частоту вращения и уменьшают активную нагрузку почти до нуля. Вследствие этого гидрогенераторы при потере возбуждения должны немедленно отключаться от сети.

Гидрогенераторы с демпферными обмотками имеют больший асинхронный момент, в результате чего может наступить установившийся асинхронный режим. Но это равновесие происходит при значительном скольжении (3 – 5 %), что по условиям нагрева демпферных обмоток недопустимо.

Исключение составляют сверхмощные гидрогенераторы, имеющие демпферную систему. Моментная характеристика подобных генераторов приближается к характеристике турбогенераторов с высоким использованием активных материалов. Для этих генераторов рассматривается вопрос о возможности асинхронного режима при потере возбуждения с активной нагрузкой в пределах до 30 % от номинальной.

Релейная защита должна выявлять возникновение асинхронного режима независимо от причины, вызвавшей этот режим. Но действие релейной защиты должно быть селективным. При асинхронном ходе возбужденного генератора несущего полную нагрузку, последний необходимо как можно

скорее отключить от сети. Потерявший возбуждение турбогенератор может сравнительно долго работать, если снизить его нагрузку до уровня допустимой. За это время причина потери возбуждения может быть ликвидирована или генератор может быть переведен на резервное возбуждение. Таким образом, релейная защита должна фиксировать не только сам факт асинхронного режима, но и устанавливать причину нарушения режима.

Из того факта, что асинхронный режим при потере возбуждения длительно допустим, не следует вывод, что релейная защита может быть медленнореагирующей. И в этом случае, так же как и при асинхронном ходе возбужденной машины, выявление режима должно осуществляться как можно быстрее.

Поясним это положение. На рис. 8.1 показаны характеристики асинхронного момента генератора (кривые 1, 3) и моментные характеристики турбины (прямые 2, 4). Точка пересечения моментной характеристики турбины с осью ординат соответствует предаварийному режиму. В этом случае скольжение равно нулю и асинхронный режим отсутствует. Момент турбины M_m уравнивается синхронным моментом генератора $M_{сн}$. При потере возбуждения синхронный момент исчезает. Тогда избыточный момент $M_{изб} = M_m - M_{сн}$ пойдет на ускорение ротора, который будет вращаться с некоторым скольжением относительно поля статора. Возникает асинхронный момент, максимальный при критическом скольжении $s_{кр}$. Для генератора, имеющего моментную характеристику 1, установившийся асинхронный режим наступит в точке «а». По инерции скольжение ротора может превзойти s_a , но при этом момент $M_{изб}$ изменит знак и будет тормозить ротор. Если точка «а» находится на достаточном расстоянии от максимума кривой 1, то режим со скольжением s_a будет устойчивым.

Как видно из рис. 8.1, для получения устойчивого асинхронного режима без каких-либо дополнительных мероприятий необходимо пересечение моментной характеристики турбины с характеристикой асинхронного момента генератора. Это возможно либо при большом моменте $M_{ac,max}$ ($M_{ac,max} > M_{сн}$), либо при условии, что в предаварийном режиме агрегат работал с незначительной нагрузкой (точка «b» на пересечении характеристик 3, 4).

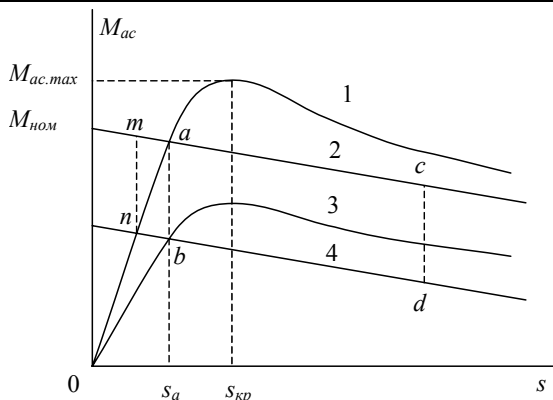


Рис.8.1. Характеристики асинхронного момента

Иная картина получается у генератора, имеющего небольшой момент $M_{ac.max}$ и работающего в исходном режиме с номинальной мощностью. Выпадение генератора из синхронного режима поясним, ориентируясь на характеристику асинхронного момента 3 и моментную характеристику турбины 2. При таком расположении характеристик момент M_{ac} меньше момента M_m при всех значениях скольжения и установившийся асинхронный режим без дополнительных мероприятий невозможен. Из-за избыточного момента частота вращения ротора будет непрерывно повышаться до тех пор, пока не сработает автомат безопасности турбины и турбогенератор не будет отключен от сети.

Устойчивый асинхронный режим возможно получить в результате быстрого снижения момента турбины. Ради упрощения дальнейших рассуждений сделаем предположение, что такое снижение осуществляется без задержки. Еще раз обратимся к характеристикам 2, 3 и 4. Экстренное снижение момента турбины осуществляется здесь из точки «с» в точку «d». До точки «с» ротор генератора ускорялся. При переходе в точку «d» избыточный момент изменит знак, и ротор генератора может начать тормозиться, при этом принципиально возможен переход в устойчивый асинхронный режим в точке «b». Может оказаться, что снижение момента недостаточно и скольжение будет нарастать дальше. Очевидно, что чем раньше будет совершен подобный переход, тем больше вероятность получения устойчивого асинхронного режима.

Необходимо стремиться к тому, чтобы переход на сниженную моментную характеристику производился раньше, чем скольжение достигнет

значения $s_{кр}$. С учетом этого переход с характеристики 2 на характеристику 4 в точках m , n предпочтителен в сравнении с рассмотренным ранее случаем.

Ориентируясь на характеристики агрегата 1 и 2, оценим время, в течение которого достигается значение скольжения s_a . Будем считать, что возбуждение генератора исчезает полностью и с этого времени синхронный момент генератора равен нулю. Тогда избыточный момент при $t = 0$ равен моменту турбины. С течением времени асинхронный момент нарастает, вследствие чего избыточный момент уменьшается. При скольжении $s = s_a$ избыточный момент становится равным нулю.

Уравнение агрегата имеет вид $T_J \frac{d\omega}{dt} = \Delta M$, где T_J – постоянная времени агрегата; ω – частота вращения; ΔM – момент в относительных единицах.

Поскольку асинхронный момент в диапазоне скольжения от $s = 0$ до $s = s_a$ увеличивается почти по линейному закону, то в упрощенном расчете можно принять $\Delta M = const = 0,5M_m$ и время достижения заданного скольжения можно рас-

считать по формуле $t = \frac{\omega T_J}{0,5M_m}$. Подставляя $M_m = 1$, $T_J = 10$ с, $\omega = s = 0,005$,

имеем $t = 0,1$ с. Обычно $s_a < 0,005$, поэтому воздействие на турбину с целью получения устойчивого асинхронного режима должно начинаться не позже, чем через 0,1 с. Вот почему время выявления начала асинхронного хода должно быть как можно меньше.

8.2. Асинхронный ход возбужденного генератора

В доаварийном режиме генератор работает синхронно на энергосистему (рис.8.2).

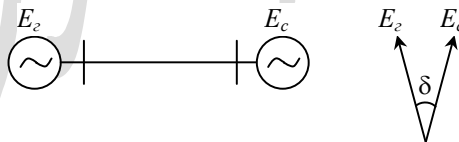


Рис.8.2. Схема работы генератора на энергосистему

При синусоидальных э.д.с. генератора

$$e_z(t) = E_{mz} \sin(\omega t + \delta) \quad (8.1)$$

и энергосистемы

$$e_c(t) = E_{mc} \sin \omega t \quad (8.2)$$

и одинаковой частоте вращения ω э.д.с. изображаются векторами \dot{E}_z и \dot{E}_c , сдвинутыми между собой на угол δ . Расчет токов и напряжений в этой схеме выполняется с использованием комплексных величин.

При асинхронном ходе э.д.с. генератора равна $e_z(t) = E_{mz} \sin \omega_z t$ и э.д.с. энергосистемы $e_c(t) = E_{mc} \sin \omega_c t$, т.е. э.д.с. этих источников имеют разные частоты ω_z и ω_c . Положим $\omega_z > \omega_c$. В таком случае угол будет расти $\Delta\delta = (\omega_z - \omega_c) t = \omega_s t$. Здесь время отсчитывается с момента возникновения асинхронного хода; $\omega_s = d\delta / dt$ - скольжение. Скольжение выражают также в относительных единицах $\frac{\omega_z - \omega_c}{\omega_c} = s_*$.

При возникновении скольжения создается асинхронный момент M_{ac} и генератор генерирует асинхронную мощность. С некоторыми упрощениями можно представить полный электромагнитный момент синхронной машины двумя составляющими: синхронной $M_{сн}$ и асинхронной M_{ac} , причем $M = M_{сн} + M_{ac}$. Соответственно мощность $P = P_{сн} + P_{ac}$. При этом приближенно можно считать, что наличие возбуждения не оказывает влияние на асинхронную составляющую P_{ac} , т.е. при расчетах можно использовать наложение синхронных и асинхронных моментов и мощностей [7].

Синхронная составляющая момента $M_{сн}$ зависит от параметров машины, тока возбуждения, приложенного напряжения и угла δ , а асинхронная составляющая момента M_{ac} – от параметров машины, приложенного напряжения, угла δ и скорости его изменения, т.е. скольжения $s = d\delta / dt$. В упрощенных расчетах оперируют усредненным асинхронным моментом $M_{ac,ср.}$, который не зависит от угла δ .

Рассмотрим режим с бесконечно малым скольжением $s = \frac{d\delta}{dt} \approx 0$. В таком случае асинхронный момент мал, и его можно не учитывать. Выдаваемая мощность генератора будет определяться только его синхронной мощностью.

С учетом сказанного, можно построить векторную диаграмму по рис. 8.2 для любых значений δ , \dot{E}_2 , \dot{E}_c и найти $\Delta \dot{E}$, ток и напряжение в любой точке схемы.

Бесконечно малое скольжение предполагает близость частот ω_z и ω_c , т.е. наличие в схеме как бы одночастотной э.д.с. Это упрощение помогает раскрыть картину асинхронного режима, выяснить основные закономерности и получить приближенную количественную оценку параметров. Такой подход будет использован нами в начале рассмотрения проблемы. В дальнейшем изложении при построении векторных диаграмм сопротивление Z_p в комплексной плоскости будет учтено действие асинхронного момента (мощности), используя при этом принцип суперпозиции, о чем сказано выше.

Допустимость сделанных упрощений поясним еще раз следующими соображениями. Пусть $e_z(t) = E_{mz} \sin \omega_z t$ и $e_c(t) = E_{mc} \sin \omega_c t$. Уравнительный ток в линии определится разностью э.д.с. источников

$$\Delta e(t) = e_z(t) - e_c(t) = E_{mz} \sin \omega_z t - E_{mc} \sin \omega_c t. \quad (8.3)$$

Ради упрощения, рассмотрим случай, когда $E_{mz} = E_{mc} = E_m$. При этом

$$\Delta e(t) = 2E_m \sin \frac{\omega_z - \omega_c}{2} t \cdot \cos \frac{\omega_z + \omega_c}{2} t \quad (8.4)$$

или

$$\Delta e(t) = 2E_m(t) \cos \omega_{cp} t. \quad (8.5)$$

Из этих формул следует, что $\Delta e(t)$ представляет собой гармоническое колебание со средней частотой $\omega_{cp} = 0,5(\omega_z + \omega_c)$, амплитуда которого изменяется во времени по закону $2E_m \sin \frac{\omega_{\delta} t}{2} = 2E_m \sin \frac{\delta}{2}$. Строго говоря, этот сигнал не является чисто гармоническим, что затрудняет математические операции с ним.

В инженерных задачах идут на некоторые упрощения, допустимые с точки зрения точности расчетов. Так, при исследовании поведения релейной защиты в асинхронном режиме, следует помнить, что подавляющее большинство реле реагирует на действующее значение тока (напряжения), при этом время наблюдения за сигналом составляет один или почти один период промышленной частоты [17]. В таком случае при частоте скольжения $f_s \leq 1$ Гц

на отрезке времени $\Delta t = 20$ мс можно считать $E_m(t) = const$ и рассматривать $\Delta e(t)$ как гармонический сигнал со средней частотой ω_{cp} и постоянной амплитудой.

Для одночастотного сигнала можно оперировать комплексными сопротивлениями $z = r + jx$, где $x = \omega L$, а также комплексными токами \dot{I} и напряжениями \dot{U} .

С учетом сказанного, для действующего значения уравнительного тока в линии запишем

$$I_{yp} = \frac{2E}{X_{\Sigma}} \sin \frac{\delta}{2}. \quad (8.6)$$

График изменения тока в функции угла δ показан на рис.8.3. На этом же рисунке показано изменение активной мощности генератора, рассчитанной по формуле:

$$P_z = \frac{E_z \cdot E_c}{X_{\Sigma}} \sin \delta. \quad (8.7)$$

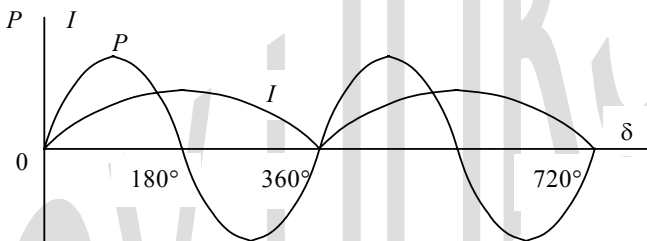


Рис.8.3. График изменения тока $I(\delta)$ и активной мощности $P(\delta)$ генератора

Из графика следует, что асинхронный режим генератора является очень тяжелым режимом – через генератор протекает очень большой уравнительный ток, а активная мощность принимает весьма большие значения при углах $\delta = 90^\circ + n \cdot 180^\circ$, где $n = 0, 1, 2 \dots$ и меняет свой знак в течение одного проворота ротора.

Принимая во внимание высказанную выше оговорку об одночастотности сигнала, можно рассчитывать напряжение в n -ой точке сети по формуле:

$$\dot{U}_n = \dot{E}_z - z_n \dot{I}_{yp}. \quad (8.8)$$

Характерным режимом является случай $\delta = 180^\circ$, для которого построена векторная диаграмма на рис. 8.4. Здесь схема представлена сопротивлениями генератора Z_g , линии Z_l и энергосистемы Z_c . Э.д.с. генератора E_g и системы E_c приложены по концам схемы и сдвинуты на 180° , что соответствует рассматриваемому случаю.

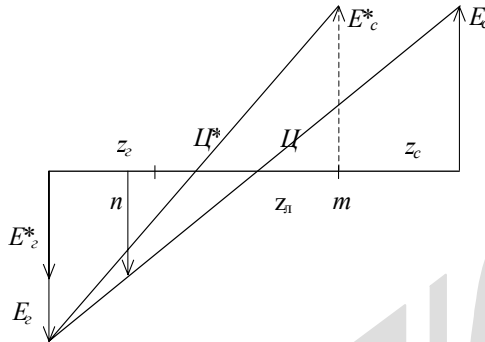


Рис. 8.4. Векторная диаграмма э.д.с. для угла $\delta = 180^\circ$

Полагая $z = x$, получим уравнительный ток чисто реактивным, сдвинутым относительно э.д.с. на угол 90° , тогда падение напряжения $x \dot{I}_{ур}$ будет совпадать по фазе с направлением э.д.с. В таком случае величина напряжения в точке «n» будет равна $U_n = E_g - x_n \dot{I}_{ур}$ и эпюра напряжений вдоль линии электропередач изобразится прямой, соединяющей концы векторов \dot{E}_g и \dot{E}_c .

В некоторой точке Ц, называемой электрическим центром, напряжение равно нулю. Во всех точках сети от э.д.с. E_g до электрического центра напряжение совпадает по направлению с вектором \dot{E}_g . После точки Ц напряжение (в точке «m») будет ориентировано согласно с вектором \dot{E}_c .

Для энергосистемы большой мощности можно положить сопротивление энергосистемы $Z_c = 0$. Тогда вектор \dot{E}_c переместится в точку «m» и будет изображаться вектором E_c^* , а эпюра напряжений вдоль схемы будет определяться линией, соединяющей концы векторов \dot{E}_g и \dot{E}_c^* . Отсюда следует, что электрический центр также сместится и займет положение Ц*. При работе

блока генератор–трансформатор на шины бесконечной мощности электрический центр будет располагаться «внутри» блока генератор–трансформатор.

Если э.д.с. генератора уменьшить до значения E_2^* , то эпюра напряжений также изменится. Если генератор невозбужден, т.е. $E_2 = 0$, то центр проворота переместится в нейтраль генератора.

Релейная защита, реагирующая на напряжение (реле напряжения, дистанционное реле) и расположенная вблизи от электрического центра отреагирует на факт снижения напряжения как на короткое замыкание в точке Ц. Это обстоятельство должно учитываться при выборе уставок таких защит.

На рис. 8.5 показана схема сети и векторная диаграмма напряжения в месте установки реле при асинхронном ходе. Пусть $\dot{E}_2 = E_2 e^{j\delta(t)}$, $z_2 = x_2$, $z_c = x_c$, а также $E_c = E_2$. С изменением угла δ в схеме действует э.д.с. $\Delta \dot{E} = \dot{E}_c - \dot{E}_2 = \dot{E}_c - E_2 e^{j\delta(t)}$.

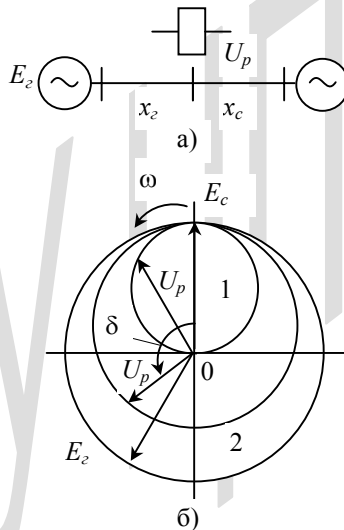


Рис. 8.5. Схема сети (а) и векторная диаграмма (б).

Напряжение \dot{U}_p определяется так

$$\dot{U}_p = \dot{E}_c - \frac{\dot{E}_c(1 - e^{j\delta(t)})}{x_2 + x_c} x_c. \quad (8.9)$$

Обозначим $\frac{x_c}{x_2 + x_c} = x_{c,*}$, тогда

$$\dot{U}_p = \dot{E}_c - x_{c,*} \dot{E}_c (1 - e^{j\delta(t)}). \quad (8.10)$$

Это уравнение определяет собой окружность, которая проходит через точки: при $\delta = 0$, $\dot{U}_p = \dot{E}_c$, если $\delta = 180^\circ$, то $\dot{U}_p = \dot{E}_c(1 - 2x_{c,*})$.

Для случая $x_{c,*} = 0,5$ окружность $U_p(\delta)$ отмечена цифрой 1. При этом конец вектора \dot{U}_p скользит по окружности 1.

Если $x_{c,*} > 0,5$, то окружность $U_p(\delta)$ охватывает начало координат (отмечено цифрой 2). Теперь вектор \dot{U}_p вращается с частотой ω_2 и дополнительно колеблется относительно вектора E_2 .

Еще раз обратимся к выражению

$$\Delta e(t) = 2E_m \sin \frac{\delta}{2} \cos \omega_{cp} t. \quad (8.11)$$

Такая запись формулы справедлива в пределах изменения угла $\delta = 0 - 360^\circ$. при дальнейшем увеличении угла функция $\sin \delta/2$ меняет знак, вследствие чего может создаваться неправильное представление, что после $\delta = 360^\circ$ сигнал $\cos \omega_{cp} t$ следует изображать в виде пунктирной линии 2 (рис. 8.6), промодулированный по закону $\sin \delta/2$.

Для сигнала $\Delta e(t)$ корректнее оперировать углом Θ (рис.8.6, б). График изменения углов δ и Θ показаны на рис.8.6, в. В пределах углов $0 - 360^\circ$ формула $\Theta = \delta/2$ справедлива, но при дальнейшем скольжении вектора E_1 относительно вектора E_2 вектор $\Delta E''$ уменьшается до нуля и после угла 360° возрождается в виде $\Delta E'$, т.е. как бы поворачивается на 180° . На рис. 8.6, в это отмечено скачкообразным изменением угла Θ от 180° до 360° . После угла 360° функция $\sin \Theta$ положительна.

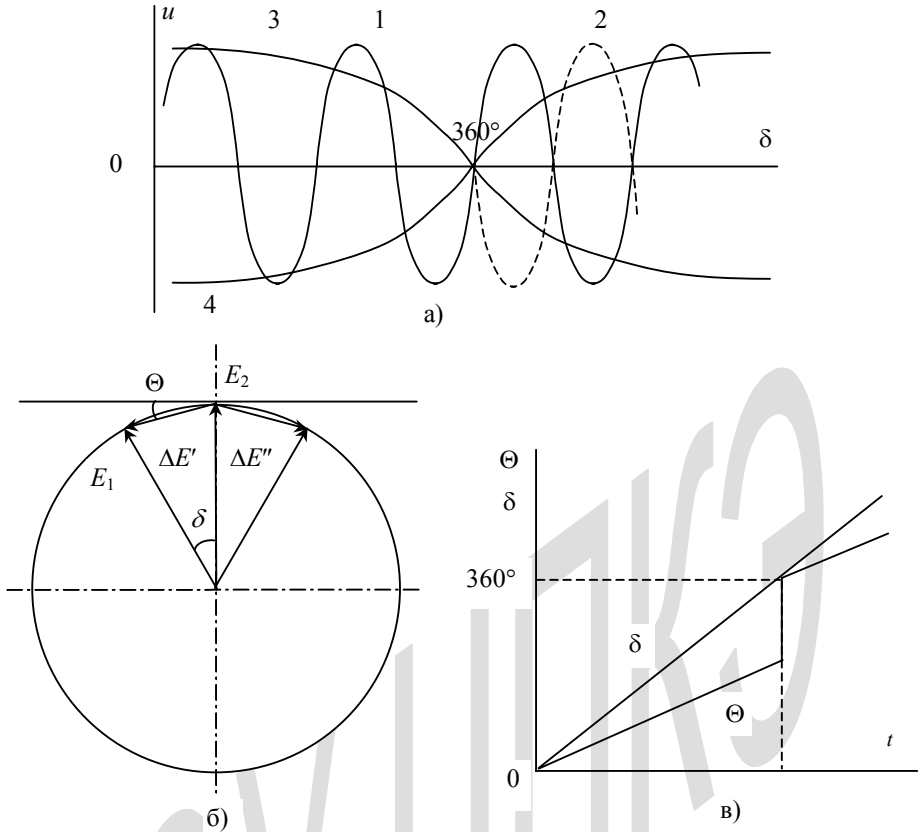


Рис.8.6. Изменение тока (а) и диаграммы напряжений и э.д.с. (б, в) при асинхронном ходе

8.3. Асинхронный режим невозбужденного генератора

Причиной асинхронного режима является потеря возбуждения генератора. Маловероятна одновременная потеря возбуждения сразу на двух или нескольких генераторах. Поэтому в данном случае рассматривается асинхронный режим одного генератора станции, в системе возбуждения которого произошла авария, и он потерял возбуждение.

Напомним кратко сущность перехода генератора в асинхронный режим. Если возбуждение генератора потеряно, то его синхронный момент также исчезает. Будем полагать, что в такой ситуации момент турбины остается неизменным. Тогда под действием момента турбины, неуравновешенного теперь синхронным моментом генератора, агрегат начнет ускоряться. Появится скольжение ротора относительно магнитного поля статора. В замкнутых контурах ротора будет наводиться э.д.с. и токи, взаимодействие которых с магнитным полем статора создает асинхронный момент генератора.

Если при некотором скольжении s асинхронный момент сравняется с моментом турбины, то может возникнуть новый стационарный режим. Если такого баланса нет, то скольжение будет нарастать и при скольжении $s = 7 - 10\%$ турбина будет остановлена действием автомата безопасности.

Для выявления асинхронного режима, обусловленного потерей возбуждения, казалось бы, основным параметром должен быть ток возбуждения. Однако по ряду причин подобная защита работает неудовлетворительно и, как правило, не используется. Потеря возбуждения может произойти по разным причинам. На рис. 8.7 показаны системы возбуждения генераторов. На этих системах контактами 1, 2, 3 отмечены места возможных разрывов цепи в системе возбуждения. При всех отмеченных разрывах возбуждение генератора теряется, но состояние цепи обмотки возбуждения может быть различным. Так, при разрыве цепи 1 обмотка ротора (рис. 8.7, а) остается замкнутой на возбудитель. Пренебрегая сопротивлением возбудителя, можно считать, что обмотка возбуждения замкнута накоротко. В этом контуре будет циркулировать ток под действием э.д.с., наведенной со стороны статора.

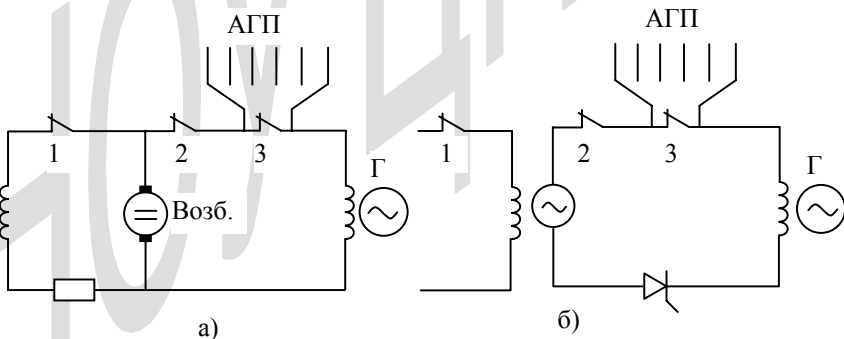


Рис.8.7. Схема возбуждения синхронного генератора

Если отключится контакт 3, то обмотка возбуждения будет включена на дополнительное сопротивление автомата гашения поля (АГП). При отключении в точке 2 цепь обмотки возбуждения полностью будет разорвана.

Еще сложнее ситуация для тиристорной системы возбуждения (рис. 8.7, б). При выходе из строя некоторых тиристоров здесь возможна частичная потеря возбуждения. При разрыве цепи 1 обмотка возбуждения остается замкнутой на возбудитель, но в этой цепи стоит тиристор. В асинхронном режиме в обмотке возбуждения будет наводиться э.д.с. из-за скольжения ротора относительно поля статора. Но при наличии тиристора ток может протекать только в одном направлении.

Из сказанного следует, что простота фиксации потери возбуждения по току ротора – кажущаяся. По указанным причинам защита от асинхронного хода из-за потери возбуждения по рассмотренному принципу не выполняется.

Зависимость асинхронного момента от угла δ приводит к его периодическому изменению $M_{ac}(s)$ и к колебаниям мощности в 5 – 7 %, поэтому асинхронный режим без возбуждения, строго говоря, не является установившимся. Обычно характеристику $M_{ac}(s)$ приводят для усредненного асинхронного момента. На рис. 8.8 приведена такая характеристика для турбогенератора ТГВ мощностью 300 МВт. Кривая 1 соответствует замкнутой коротко обмотке. В случае 2 обмотка ротора замкнута на гасительное сопротивление, равное пятикратному значению сопротивления обмотки возбуждения. Третья характеристика соответствует разомкнутому состоянию обмотки. Все характеристики определены при нормальном напряжении сети.

На рис. 8.9 показаны характеристики асинхронного момента для разных типов генераторов. Характеристика 1 соответствует турбогенератору сравнительно небольшой мощности с косвенной системой охлаждения. С точки зрения асинхронного режима при потере возбуждения эта характеристика является наилучшей. Так, если в доаварийном режиме агрегат работал с номинальной мощностью турбины (характеристика 4), то асинхронный режим автоматически установится в точке «а» без дополнительного воздействия со стороны персонала или специальной автоматики.

Вторая характеристика соответствует турбогенератору большой мощности с форсированной непосредственной системой охлаждения и высоким коэффициентом использования конструкционных материалов. Максимальное значение асинхронного момента здесь соответствует около 60 % от номи-

нального момента турбины. Поэтому, если в доаварийном режиме агрегат работал с номинальной нагрузкой, то при потере возбуждения необходимо быстро перейти с характеристики 4 на характеристику 5, чтобы можно было создать баланс моментов в точке «а'».

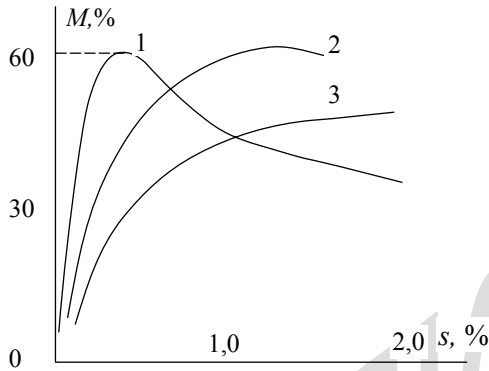


Рис. 8.8. Усредненная характеристика асинхронного момента генератора в зависимости от состояния обмотки возбуждения

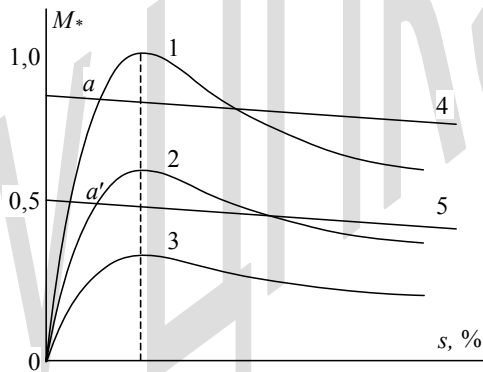


Рис.8.9. Характеристики асинхронного момента от состояния обмотки возбуждения

Гидроагрегаты без демпферных обмоток не могут развивать большой асинхронный момент (характеристика 3), поэтому при потере возбуждения эти генераторы значительно увеличивают частоту вращения и уменьшают

нагрузку почти до нуля. Такие генераторы при потере возбуждения должны немедленно отключаться от сети.

Исключение составляют сверхмощные гидрогенераторы, имеющие сильную демпферную систему. Например, гидрогенераторы Красноярской ГЭС имеют возможность работать в асинхронном режиме с 30% нагрузкой при умеренных скольжениях и при вполне допустимом температурном режиме ротора.

На основе экспериментальных исследований асинхронного режима турбогенераторов с косвенным охлаждением, установлены следующие рекомендации по допустимости такого режима:

1. Потери в роторе в асинхронном режиме должны быть не более потерь при синхронном режиме.
2. Ток в обмотке статора не выше $1,1I_{ном}$.
3. Длительность асинхронного режима не должна превышать 30 минут.
4. Допустимая активная мощность турбогенератора при этих условиях ограничена током статора и составляет от 0,5 до 0,7 номинальной.
5. Потребление реактивной мощности из сети должно быть не более 50 – 70 % от номинальной активной мощности, в таком случае $\cos\varphi = 0,7$.

Правилами технической эксплуатации электрических станций и сетей разрешается установившийся асинхронный режим без возбуждения и для генераторов с непосредственным охлаждением, однако, возникают дополнительные условия, которые должны соблюдаться при этом:

1. Генераторы имеют повышенные значения x'_d и x''_d , что приводит к меньшей величине асинхронного момента. В таком случае для создания стационарного асинхронного режима в точке «а'» (см.рис. 8.9) необходимо быстрое снижение активной мощности.
2. Длительность асинхронного режима не должна превышать 15 минут.
3. Предельно допустимая асинхронная нагрузка ограничивается током статора и составляет не более $0,55P_{ном}$ для машин типа ТВФ мощностью 60 МВт и 100 МВт и $0,4P_{ном}$ для генераторов ТВФ, ТВВ и ТГВ мощностью 60 – 300 МВт.

8.4. Способы выявления асинхронного режима

Существуют различные способы выявления асинхронного режима. Различие их определяется тем, на основе какого параметра осуществляется это выявление.

Наиболее информативным является угол δ между векторами э.д.с. генератора и сети. Однако по углу нельзя установить причину асинхронного режима – вызвано ли нарушение режима внешним возмущением или потерей возбуждения. Поэтому ниже рассматриваются способы выявления асинхронного режима отдельно для возбужденного и невозбужденного генератора.

Асинхронный ход возбужденного генератора. Причиной нарушения устойчивости и перехода в асинхронный режим являются возмущения – короткие замыкания, неправильная синхронизация и ресинхронизация, отключение линии передачи с последующим нарушением устойчивости по оставшимся связям и т.д. В таком случае в асинхронный режим переходит, как правило, не один генератор, а целая станция или часть системы относительно другой ее части.

Для выявления асинхронного хода в первую очередь следует рассмотреть угол δ между векторами э.д.с., именно увеличение угла и прохождение значений 90° , 180° и т.д. свидетельствует о возникновении асинхронного хода. Это наглядно видно из рис. 8.3. В то же время имеются определенные недостатки и трудности использования этого параметра для целей выявления асинхронного режима. Во-первых, для измерения угла необходимо иметь канал связи для передачи информации (вектора \dot{U}) с противоположного конца линии передачи. В простых случаях эту задачу решают за счет моделирования напряжения противоположного конца по формуле $\dot{U}_2 = \dot{U}_1 - \dot{I}_1 z_n$ и, следовательно, \dot{U}_2 измеряют посредством параметров своего конца линии.

Затруднения возникают в более сложных схемах сети. На рис. 8.10 представлена такая схема. В общем случае в каждой точке сети может быть как генерация, так и нагрузка. Для некоторых точек это отмечено на рисунке.

Разделение такой системы на несинхронно работающие части может произойти по нескольким сечениям, которые указаны пунктирными линиями 1 и 2. В таком случае возникает неопределенность в измерении угла δ от станции N до точки M (при первом сечении) или до точки Q (при втором сечении).

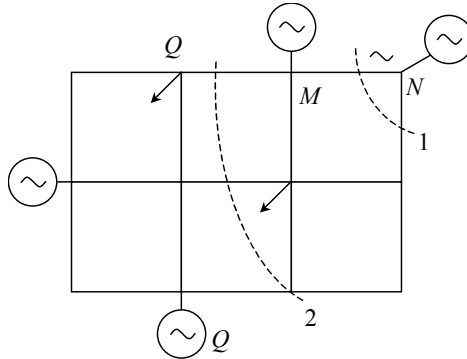


Рис. 8.10. Схема сложной энергосистемы

В реальных схемах известны наиболее вероятные слабые сечения, которые могут служить границей раздела между несинхронно работающими частями объединенной энергосистемы. С учетом этих сечений и осуществляется измерение угла.

Следует иметь в виду «изменчивость» положения электрического центра при асинхронном режиме в энергосистеме. Если две точки на схеме сети выбраны по одну сторону относительно электрического центра (см. рис. 8.5), то полного проворота напряжений этих точек не будет.

Для надежного выявления возникновения асинхронного хода используется факт увеличения тока в асинхронном режиме и периодическое изменение действующего значения тока в функции угла. При коротком замыкании ток также возрастает, но закон изменения тока к.з. в функции времени совершенно иной. Для более четкого срабатывания защиты при строго определенном значении угла, устройство защиты дополняют элементом направления мощности, срабатывающим, например, при угле 180° . Сочетание этих двух факторов обеспечивает селективное выявление асинхронного хода и срабатывание при первом же провороте векторов э.д.с.

Асинхронный режим невозбужденного генератора. Причиной перехода генератора в асинхронный режим является потеря возбуждения.

Рассмотренные ранее возможные аварии в системе возбуждения показывают, что источник возбуждения может быть отключен, а обмотка ротора замкнута накоротко или на гасительное сопротивление, при этом ток в обмотке ротора будет наводиться со стороны статора. Этот случай говорит о

том, что величина и характер тока в роторе не являются наилучшими и достоверными признаками потери возбуждения.

При потере возбуждения генератор начинает потреблять большой реактивный ток из сети. Так, турбогенератор ТГВ–300 в нормальном режиме генерирует 300 МВт активной и приблизительно 200 МВар реактивной мощности. При переходе в асинхронный режим генератор начинает потреблять около 200 МВар. На факте изменения направления реактивного тока (реактивной мощности) иногда выполняют защиту от потери возбуждения. Однако следует иметь в виду, что в определенных нормальных режимах, когда в системе избыток реактивной мощности, генератор может быть переведен на режим потребления реактивной мощности. Поэтому этот способ выявления потери возбуждения применяют очень редко.

Угол δ также почти не используют для создания защиты от потери возбуждения. Во-первых, дело в том, что при полной потере возбуждения э.д.с. генератора равна нулю, т.е. вектор \vec{E}_2 вырождается в точку и измерение угла невозможно. В случае частичной потери возбуждения угол можно измерить, однако фиксация факта асинхронного режима по углу не устанавливает причины возникновения этого режима. Последующие действия релейной защиты зависят от того, является ли асинхронный режим следствием внешних возмущений или есть результат потери возбуждения. В первом случае должна сработать делительная автоматика и разделить две несинхронно работающие части энергосистемы. Во втором случае делительная автоматика бездействует, а релейная защита переводит агрегат в стационарный режим на 15 (30) минут. За это время неполадка в системе возбуждения может быть устранена, и турбогенератор продолжит свою работу в энергосистеме.

Для выявления потери возбуждения чаще используют полное сопротивление, измеряемое на выводах генератора $z = \frac{U_2}{I_2}$. Эту формулу можно

записать так $z = \frac{U_2 e^{j\delta_u}}{I_2 e^{j\delta_i}} = \frac{U_2}{I_2} e^{j(\delta_u - \delta_i)}$, откуда видно, что сопротивление

является весьма информативным параметром, поскольку учитывает величину напряжения и тока, а также фазу между ними. Учитывая это обстоятельство, подавляющее большинство защит от потери возбуждения выполняется на основе этого параметра.

8.5. Автоматика прекращения асинхронного хода в энергосистеме

Рассмотрим энергосистему, в которой возник асинхронный ход, т.е. одна часть энергосистемы вращается несинхронно относительно другой части. Эквивалентировав каждую часть энергосистемы в виде одного генератора, мы получим схему, подобную рис. 8.2. Такой режим является исключительно тяжелым – по схеме протекает большой уравнивающий ток и в течение каждого проворота векторов э.д.с. генератор переходит из режима генерации в режим потребления. Такие колебания активной мощности создают большие моменты, которые передаются на вал агрегата. Ввиду особой опасности такого режима необходимо применять меры к его быстрому прекращению. Считается возможным допустить не более трех и даже одного проворота при асинхронном ходе.

Первая задача – выявить факт возникновения асинхронного хода. Для простой схемы сделать это сравнительно просто. В сложной энергосистеме предварительно намечаются наиболее вероятное сечение, которое условно делит энергосистему на две работающие части. Поясним это на конкретном примере. На рис. 8.11 представлена схема энергосистемы. Здесь две части энергосистемы соединены между собой двумя линиями Л–1 и Л–2. Линия Л–1 более высокого класса напряжения и по ней передается основная доля мощности из первой части энергосистемы во вторую.

При аварийном отключении линии Л–1 полная мощность не может быть передана по линии Л–2. В таком случае произойдет нарушение устойчивости и возникнет асинхронный ход – первая часть энергосистемы начнет ускоряться относительно второй части. Прекратить асинхронный ход можно только за счет разделения энергосистемы на две несинхронно работающие части посредством отключения выключателей В1 или В2. Целесообразнее отключить выключатель В2, так как в этом случае все потребители по линии Л–2 будут питаться от левой, избыточной части энергосистемы. При разделении энергосистемы выключателем В1 нагрузка этих потребителей придется на правую часть энергосистемы, которая и без того имеет дефицит генерации. Таким образом, сечение раздела энергосистемы на части должно проходить через В2.

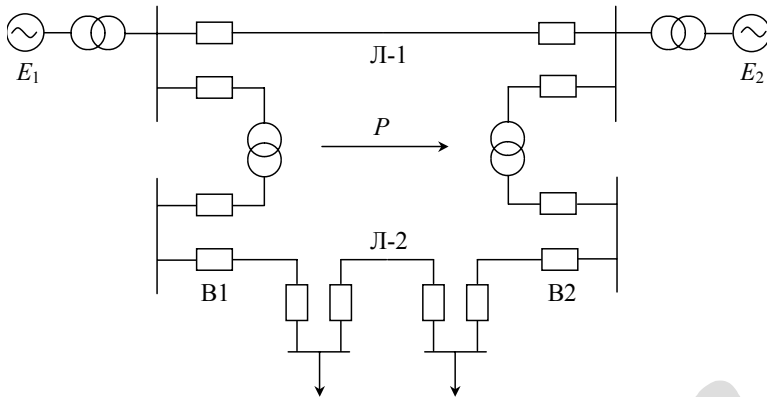


Рис. 8.11. Схема энергосистемы

В целом автоматика должна выявлять факт возникновения асинхронного хода между частями энергосистемы и подавать сигнал на отключение выключателя В2. Такую автоматику называют «делительной». Используя терминологию «асинхронный ход», автоматику называют автоматикой прекращения асинхронного хода (АПАХ).

Рассмотрим схему АПАХ, выполненную на основе реле тока и двух реле мощности. Реле тока фиксирует факт увеличения тока при асинхронном ходе и запускает схему (рис. 8.12). На рис. 8.13 приведена диаграмма, поясняющая взаимодействие реле тока и направления мощности. Предположим, что вектор \dot{E}_1 идет со скольжением относительно вектора \dot{E}_2 . При некотором значении угла δ ток превысит уставку реле и оно сработает (точка «а»). Контакты реле будут замкнуты до значения угла $\delta = \delta_b$, приближающегося к значению 360° . На диаграмме зона срабатывания реле тока в функции угла δ отмечена жирной линией.

Реле направления мощности делит плоскость на две зоны – срабатывания и несрабатывания. Практически зона срабатывания занимает чуть меньше 180° . Выберем зону срабатывания первого реле направления мощности в соответствии с диаграммой (рис. 8.13). Эта зона заштрихована и расположена от малых значений угла δ приблизительно до 180° . Второе реле направления мощности имеет зону срабатывания в пределах углов чуть больше 180° и почти до 360° . Эта зона также заштрихована.

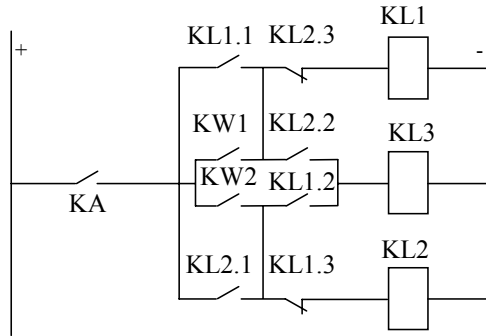


Рис. 8.12. Схема АПАХ

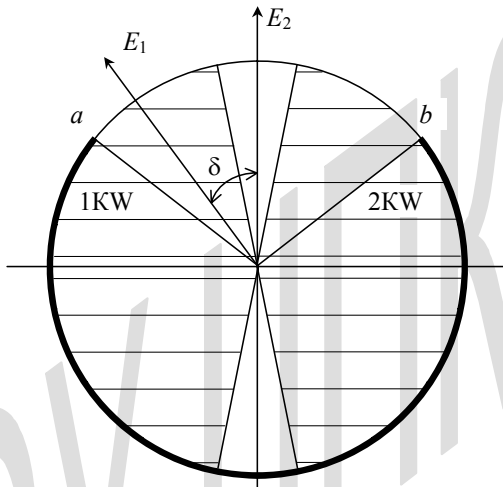


Рис. 8.13. Диаграмма к пояснению действия схемы АПАХ

Пуск схемы осуществляет реле тока КА. К этому времени реле направления мощности KW1 держит свои контакты замкнутыми. Через контакты KL2.3 запускается промежуточное реле KL1 и обеспечивает себе самоподпитку через KL1.1. В зоне 180° реле KW1 размыкает свои контакты, но реле KL1 получает питание через контакты KL1.1. При дальнейшем увеличении угла δ срабатывает реле направления мощности KW2. Через контакты KW2 и KL1.2 запускается выходное реле KL3, которое подает сигнал на разделение системы на несинхронно работающие части.

Обратим внимание, что этот сигнал подан в зоне углов 180° , т.е. деление энергосистемы происходит на первой половине первого проворота.

Если вектор \dot{E}_1 отстаёт от \dot{E}_2 , то после срабатывания токового реле КА первым сработает реле направления мощности KW2 и подаст сигнал на реле KL2. Питание на реле KL3 теперь будет подано через цепочку KW1–KL2.2, которая будет замкнута при срабатывании реле KW1. Благодаря такому построению схемы, автоматика фиксирует не только факт асинхронного режима, но и указывает опережение или отставание вектора \dot{E}_1 .

8.6. Изменение сопротивления на выводах генератора при асинхронном ходе

Рассмотрим схему на рис. 8.14. Генератор Г работает на энергосистему С. На выводах генератора установлено реле сопротивления, включенное на фазный ток и напряжение.

Примем также, что скольжение $d\delta / dt = s \approx 0$, т.е. изменение угла δ происходит очень медленно. В таком случае асинхронный момент мал, им можно пренебречь и учитывать только синхронный момент (мощность). При $s \approx 0$ генератор следует представлять синхронным сопротивлением x_d . В аналитических выкладках примем пока сопротивление генератора Z_g и энергосистемы Z_c .

При асинхронном ходе частоты ω_g и ω_c неодинаковы. Однако с учетом $s \approx 0$, можно считать $\omega_g = \omega_c$ и оперировать с одночастотным сигналом со средневзвешенной частотой $\omega_{cp} = \frac{\omega_g + \omega_c}{2}$. Такое упрощение вполне допустимо и будет использовано для получения зависимости $Z_p(E_g, E_c, \delta)$.

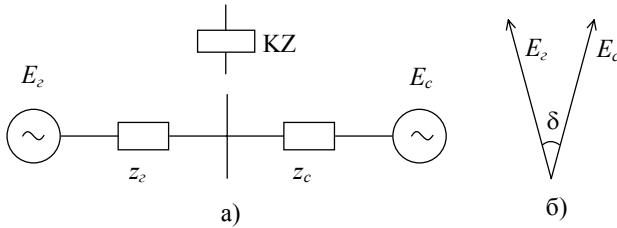


Рис. 8.14. Схема энергосистемы (а) и диаграмма (б) для определения z_p .

Когда скольжение $s \neq 0$, то появится значительный асинхронный момент генератора. В таком случае генератор должен быть представлен сопротивлением, зависящим от скольжения $Z_c(s)$. Это обстоятельство будет учтено в дальнейшем при анализе этого случая.

Для одночастотного сигнала ток в линии

$$i = \frac{\dot{E}_2 - \dot{E}_c}{z_2 + z_c} = \frac{\dot{E}_2(1 - qe^{-j\delta})}{z}, \quad (8.12)$$

где $Z = Z_2 + Z_c$ и $q = E_c/E_2$.

Напряжение в месте установки реле $\dot{U} = \dot{E}_2 - z_2 i$. Полное сопротивление, измеряемое реле, составляет

$$z_p = \frac{\dot{U}}{i} = \frac{(\dot{E}_2 - z_2 i)}{i}. \quad (8.13)$$

Учитывая формулу для тока (8.12), выражение для измеряемого сопротивления приведем к виду

$$z_p = -z_2 + \frac{z}{1 - qe^{-j\delta}}. \quad (8.14)$$

Если генератор не возбужден, то, как следует из формулы (8.14), реле сопротивления измерит $Z_p = -Z_c$. При $E_c = 0$ имеем $Z_p = Z_c$. Таким образом, в данных режимах реле измерит либо сопротивление генератора, либо сопротивление системы. В других режимах это будет фиктивное сопротивление, обусловленное значениями токов и напряжений $z_p = \frac{\dot{U}_p}{\dot{I}_p}$.

В соответствии с формулой (8.14) можно построить диаграмму, на которой будет отмечено геометрическое место концов вектора Z_p в зависимо-

сти от угла δ и от отношения $q = E_c / E_e$ (рис. 8.15). При построении диаграммы примем $Z_e = X_e$ и $Z_c = X_c$.

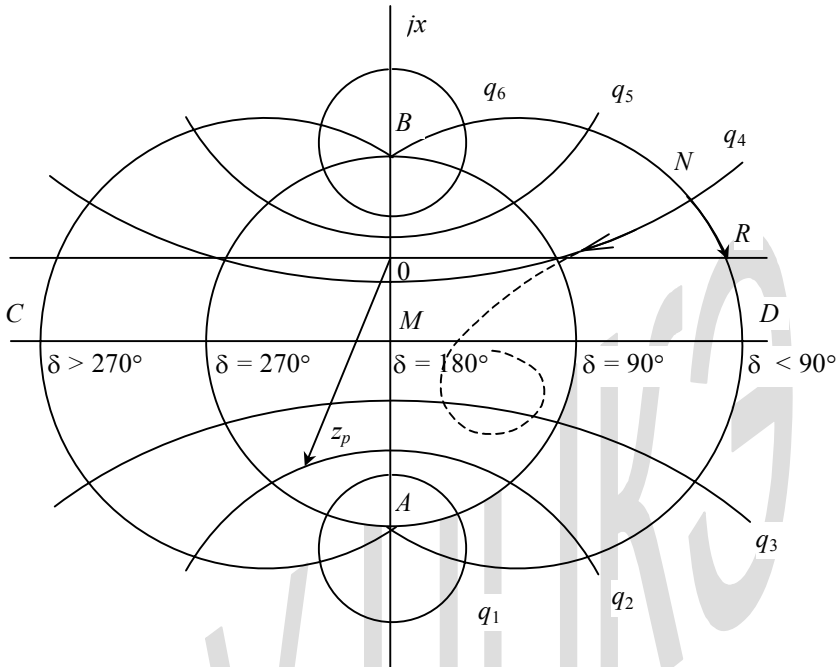


Рис. 8.15. Диаграмма $z_p(q, \delta)$

При изменении угла δ от 0° до 360° выражение $qe^{-j\delta(t)}$ соответствует вращающемуся вектору, конец которого вычерчивает окружность с центром в начале координат. Выражение $1 - qe^{-j\delta(t)}$ соответствует окружности, центр которой смещен на $1,0$. В результате обращений этой окружности $1/(1 - qe^{-j\delta(t)})$ конец вектора Z_p также будет перемещаться по окружности [18]. Не рассматривая здесь метод определения местоположения центра и радиуса обращения окружности, укажем лишь на порядок построения интересующей нас диаграммы.

На комплексной плоскости сопротивлений концы векторов Z_e и Z_c обозначим соответственно A и B . Отрезок AB изображает вектор Z . Центры ок-

ружностей, по которым скользит конец вектора Z_p при изменении угла δ , находятся на продолжении отрезка AB вниз от точки A при $q > 1$ и вверх от точки B при $q < 1$. Положение центра и радиус окружностей определяется величиной q . На рис. 8.15 показано несколько таких окружностей, причем $q_1 > q_2 > \dots > q_6$. При $q = 1$ радиус окружности равен бесконечности и окружность вырождается в прямую CD . Эта прямая проходит через середину отрезка AB (точка M) и перпендикулярна ему.

При постоянном значении угла δ , но переменном q конец вектора Z_p также располагается на дугах окружностей, которые строятся следующим образом. Центры этих окружностей располагаются на прямой CD . Дополнительным условием для построения окружностей является условие их прохождения через точки A и B . Отрезок AB может рассматриваться как дуга окружности бесконечно большого радиуса. Конец вектора Z_p располагается на этом отрезке при угле $\delta = 180^\circ$. Геометрическим местом концов вектора Z_p при $\delta < 180^\circ$ являются дуги окружностей справа от отрезков AB . При угле $\delta > 180^\circ$ конец вектора Z_p располагается на дугах окружностей слева от отрезка AB . Пользуясь диаграммой, можно определить сопротивление Z_p при любых значениях угла δ и коэффициента q .

В предыдущих рассуждениях принято, что сопротивление генератора неизменно. В асинхронном режиме это сопротивление меняется и зависит от скольжения s . Это обстоятельство необходимо учитывать при построении диаграммы $Z_p(E_s, E_c, \delta, s)$. На рис. 8.16 показана зависимость сопротивления невозбужденного генератора от скольжения ротора s [14]. В силу несимметрии ротора сопротивление различно по продольной z_{ds} и поперечной z_{qs} осям. Рассмотрим сопротивление z_{ds} . При отсутствии скольжения турбогенератор замещается синхронным сопротивлением x_d . При скольжении $s = \infty$ машина представляется ее сверхпереходным сопротивлением x''_d . В области $0 < s < \infty$ геометрическим местом концов вектора сопротивления турбогенератора является характеристика, показанная на рис. 8.15. В первом приближении она близка к полуокружности, построенной на отрезке $x_d - x''_d$, как на диаметре. В некоторых точках этой характеристики указаны значения скольжения, при котором определены сопротивления. Характеристика построена в области отрицательных значений x . Это обусловлено тем, что в данном случае измерение осуществляется с помощью реле сопротивления, для которого за поло-

жительное направление сопротивления принято направление от места установки реле к сети.

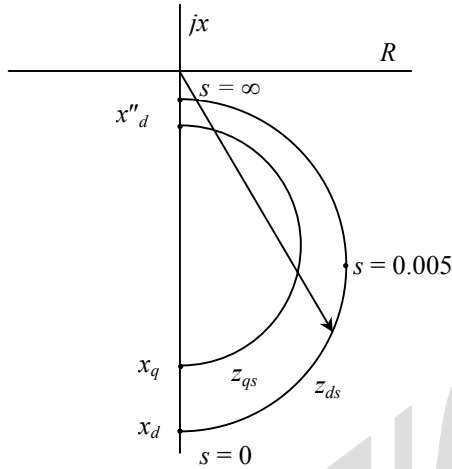


Рис. 8.16. Упрощенные частотные характеристики синхронного генератора

Аналогичные пояснения можно привести относительно характеристики z_{qs} . При неизменном значении $Z_c = x_d$ имеем одно положение точки A , изображенное на диаграмме рис. 8.15. Фактически в зависимости от скольжения и положения ротора по углу мыслимо множество подобных диаграмм с расположением точки A как на характеристиках z_{ds} и z_{qs} , так и в зоне между ними.

Это обстоятельство не должно затенять главную идею диаграммы рис. 8.15, которая заключается в следующем:

при полной потере возбуждения конец вектора Z_p попадает в точку A ;

в асинхронном режиме частично возбужденного генератора конец вектора Z_p перемещается также по окружности вокруг точки A , но эта окружность имеет больший радиус, например окружность q_2 .

Поясним процесс потери возбуждения и связанный с ним факт изменения сопротивления Z_p с помощью рассмотренной диаграммы. В нормальном режиме при генерации активной и реактивной мощностей вектор Z_p изображается точкой N . В асинхронном режиме сопротивление Z_p будет меняться по величине и фазе. Кривая, по которой перемещается конец вектора Z_p , называется годографом. Если изменяется только один параметр, например угол δ , а возбуждение остается постоянным, то начиная с точки N годограф

Z_p пойдет по окружности q_4 , что соответствует асинхронному ходу возбужденного генератора. При изменении только вектора E_c конец вектора Z_p будет скользить по окружности, отмеченной углом $\delta < 90^\circ$. В конечном итоге, при полной потере возбуждения конец вектора Z_p попадет в точку A . Если теряется возбуждение и угол растет, то годограф изображается пунктирной кривой.

Отсюда следует, что по виду годографа можно судить о характере асинхронного режима – возбужден генератор или нет. Это подтверждает высказанную ранее мысль о том, что сопротивление, измеряемое на выводах генератора, является весьма информативным параметром.

Еще раз напомним, что при полной потере возбуждения конец вектора Z_p находится в точке A . Окружность q_1 мы можем рассматривать как зону недовозбуждения. Определим диаметр окружности.

При $\delta = 180^\circ$ точка пересечения окружности с линией AB лежит на отрезке AB на расстоянии от точки A равном $\ell' = \frac{Z}{1+q}$. В случае угла $\delta = 360^\circ$

окружность пересекается с продолжением линии AB за точкой A и находится от нее на расстоянии $\ell'' = \frac{Z}{1-q}$, поэтому диаметр окружности равен

$$2R = \ell' - \ell'' = \frac{Z}{1+q} - \frac{Z}{1-q}. \quad (8.15)$$

Выполняя преобразования получим

$$2R = -\frac{2Zq}{1-q^2}. \quad (8.16)$$

Если $q > 1$, то $2R \cong \frac{2Z}{q}$. Если принять $E_c = 1,0$ и выразить недовозбуждение

в относительных единицах $\frac{E_c}{E_c} = E_{c*} = \frac{1}{q}$, то формулу (8.16) можно представить в виде $R \cong ZE_{c*}$.

Рассмотрим влияние асинхронного хода возбужденного генератора на режим всей энергосистемы.

При изменении угла δ в пределах от $0 - 360^\circ$ асинхронно работающий генератор будет выдавать или потреблять активную мощность. Эта мощность является возмущающим воздействием для энергосистемы и воспринимается

всеми ее генераторами. В таком случае возмущение будет относительно небольшим для каждого генератора энергосистемы. Генераторы будут продолжать работать с доаварийной нагрузкой плюс некоторые колебания мощности относительно этого значения.

При малых по величине колебаниях мощности генераторы будут работать с небольшими скольжениями, причем все генераторы и система в целом может быть представлена синхронным сопротивлением x_d . Поэтому точка B на диаграмме (рис. 8.15) остается в том же положении, как и в доаварийном режиме.

Оценим величину скольжения энергосистемы при асинхронном ходе одного возбужденного генератора. Уравнение энергосистемы (агрегата) имеет вид

$$T_J p^2 \delta + D p \delta = P_m - P_n, \quad (8.17)$$

где P_m, P_n – мощность турбины и нагрузки;

T_J – постоянная времени энергосистемы (агрегата);

δ – угол;

$p\delta$ – частота;

D – коэффициент демпфирования;

$p \equiv \frac{d}{dt}$ – оператор дифференцирования.

Коэффициент демпфирования

$$D = \frac{\partial P_n}{\partial f} - \frac{\partial P_m}{\partial f}. \quad (8.18)$$

Поскольку $\frac{\partial P_m}{\partial f} < \frac{\partial P_n}{\partial f}$, то $D \cong \frac{\partial P_n}{\partial f} = K_n$, где K_n – регулирующий эффект нагрузки.

С учетом принятых обозначений уравнение энергосистемы (8.17) запишем в виде

$$T_J \Delta f + K_n \Delta f = \Delta P. \quad (8.19)$$

Передаточная функция системы

$$W(p) = \frac{\Delta f}{\Delta P} = \frac{1}{Tp + K_n} = \frac{1/K_n}{T'p + 1}, \quad (8.20)$$

где $T' = T/K_n$, ΔP – воздействие на входе, Δf – отклонение выходной величины. Амплитудная частотная характеристика

$$A(\omega) = \frac{1/K_n}{\sqrt{1 + (T'\omega)^2}}, \quad (8.21)$$

где $\omega = 2\pi f$, и следовательно,

$$\Delta f = A(\omega)\Delta P. \quad (8.22)$$

Предположим, что один генератор работает асинхронно с частотой скольжения $\Delta f_s = 1$ Гц, т.е. $\omega_s = 6,28 \text{ с}^{-1}$. Примем номинальную мощность генератора в 5 % от мощности системы. В асинхронном режиме эта мощность будет изменяться во времени $P = P_{max} \sin \omega_s t$. Пусть $P_{max} = 2 P_{ном}$. В таком случае воздействие генератора на энергосистему в относительных единицах будет равно $\Delta P_* = 0,1 \sin \omega_s t$. Примем $T = 10$ с и $K_n = 2,0$, тогда $A(\omega) = 0,015$ и, следовательно, $\Delta f_s = 0,015 P_*$. Максимальное значение отклонения частоты Δf_{max} будет при максимальном воздействии и составит $\Delta f_{max} = 0,0015$. При таком малом скольжении энергосистема может быть представлена синхронным сопротивлением x_d .

8.7. Характеристики защиты от потери возбуждения

Рассмотрим защиту, выполненную на основе измерения сопротивления на выводах генератора. Такая защита фиксирует не только сам факт выявления асинхронного режима, но и устанавливает его причину.

На основе электромеханических реле сопротивления характеристику защиты выбирают в виде окружности, смещенной в область отрицательных значений x . На рис. 8.17 показан один из наиболее распространенных вариантов характеристики с окружностью, проходящей через точки $0,5x_d''$ и kx_d ($k > 1,0$). Действительно, при потере возбуждения годограф сопротивления Z_p

(кривая 1) попадает внутрь этой окружности, что приводит к срабатыванию реле.

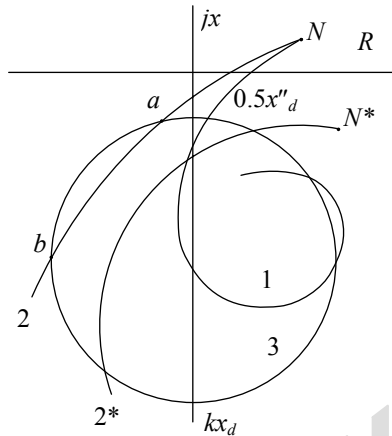


Рис.8.17. Характеристики защиты от потери возбуждения

Некоторыми авторами рекомендуются различные радиусы для характеристики реле и смещение его центра по оси x . Здесь мы не будем рассматривать эти детали, а отметим основной недостаток защиты. При такой настройке возможны неверные действия защиты. Так, в случае асинхронного хода возбужденного генератора годограф 2 также может попасть в зону срабатывания реле, что наиболее вероятно при работе генератора с недовозбуждением в доаварийном режиме и потреблении им реактивной мощности (точка N^* , годограф 2^*). Теоретические и экспериментальные исследования подтверждают возможность неправильных срабатываний защиты.

Именно этим обстоятельством и объясняется стремление многих авторов отстроиться от ложного действия защиты путем разных рекомендаций относительно радиуса окружности и ее смещения по оси x .

Радикальной мерой отстройки защиты от неправильного действия является выдержка времени порядка от одной до двух секунд. Годограф 2 проходит зону срабатывания реле от точки «а» до точки «b» быстрее этой выдержки и защита не успевает срабатывать. При потере возбуждения годограф 1 длительно находится в области срабатывания защиты и она работает правильно.

Введение выдержки времени приводит к замедлению выявления потери возбуждения и, следовательно, к задержке сигнала на снижение активной мощности турбогенератора в аварийных условиях. Как было показано в параграфе 8.1, это может привести к потере стационарного асинхронного режима с докритическим скольжением.

Характеристика защиты с диаметром $0,5x_d'' - kx_d$ охватывает очень большую зону на комплексной плоскости, что ухудшает избирательность защиты. Эту зону необходимо сократить.

На кафедре «Электрические станции» СПбГТУ разработан вариант защиты сравнительно простой по реализации и обладающей высокими показателями по селективности и быстрдействию. В основу этого варианта положены следующие соображения. Зонай малого возбуждения при заданном скольжении s , является окружность q_i (см.рис. 8.18). Для скольжения от 0 до ∞ необходимо построить множество таких окружностей с расположением их центров на характеристиках Z_{ds} и Z_{qs} . Понимая сложность создания реле сопротивления, у которого характеристика являлась бы функцией скольжения, можно пойти на упрощение. Асинхронный режим с малыми скольжениями продолжается короткое время. Наиболее интересными значениями скольжений являются величины от 0,2 до 0,5 %, т.е. начиная с середины и до максимума восходящей части характеристики асинхронного момента.

На рис. 8.19 представлено семейство характеристик в виде окружностей q_i для фиксированного значения скольжения $s=s_{кр}$ и разной степени недо возбуждения генератора. Построение проведено для турбогенератора с параметрами $x_d=2.0$, $x_d''=0.2$, $Z_{ds}=Z_{qs}$. Для системы принято $Z_c=X_c=0.15$. Радиус окружности определен по формуле $R \cong ZE_{z*}$, где Z – сопротивление на комплексной плоскости между точками A и B . Э.д.с. генератора выражена в относительных единицах и ее значение указано у каждой окружности. Центры окружностей расположены на продолжении прямой AB ниже точки A .

Представленные характеристики позволяют лучше понять характер процесса при потере возбуждения и установить границу между возбужденным и невозбужденным состоянием генератора.

Генератор может находиться в состоянии полной и частичной потери возбуждения. Даже полная потеря не является таковой в переходном режиме –

при отключении источника питания ток в обмотке возбуждения затухает по-
степенно.

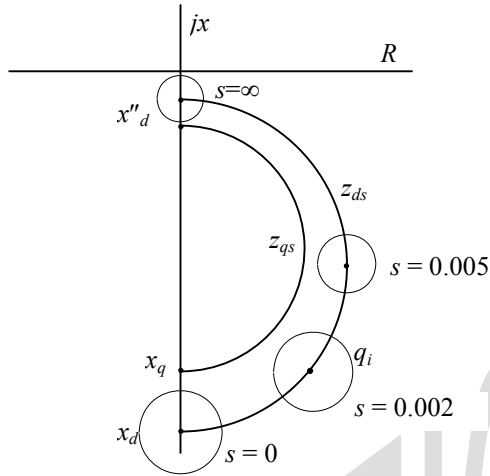


Рис. 8.18. Зависимость зоны недовозбуждения от скольжения

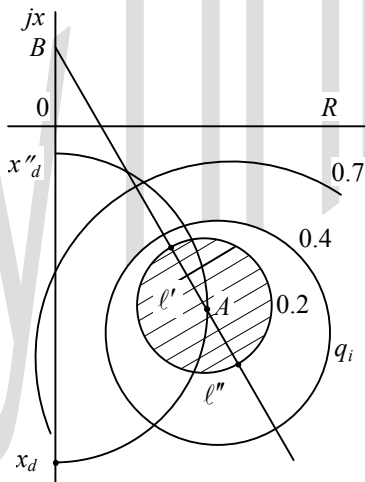


Рис.8.19. Характеристики недовозбужденного генератора

Для повышения вероятности выявления действительной потери возбуждения необходимо рекомендовать зону срабатывания защиты с малым радиусом окружности, т.е. с малым значением E_{c*} , например $E_{c*} = 0,2$. Эта окружность выделена на рисунке штриховкой. Годограф возбужденного генератора и даже генератора, имеющего $E_{c*} > 0,2$, не может попасть в эту зону. Но это справедливо только при заданном скольжении $s = 0,5\%$.

Если построить подобную диаграмму для скольжения $s > 0,5\%$, то годограф даже возбужденного генератора может проходить через «запретную» заштрихованную область на данном рисунке.

Таким образом, даже значительное сокращение зоны срабатывания не дает полной уверенности в селективности защиты, реагирующей только на сопротивление Z_c . Необходимы дополнительные признаки, уточняющие факт потери возбуждения.

Предложено область срабатывания защиты сократить и представить в виде эллипса 2 (рис. 8.20), охватывающего характеристику Z_{ds} и Z_{qs} в зоне указанных скольжений. Кроме этого на рисунке показана характеристика 1 с диаметром $kx_d - 0,5x_d''$, а также годограф Z_c возбужденного (кривая 3) и теряющего возбуждение (кривая 4) генератора в асинхронном режиме. При потере возбуждения годограф полностью попадает в зону эллипса. Годограф возбужденного генератора проходит через эллипс в точках «b» и «с». Таким образом, даже сокращение зоны срабатывания реле сопротивления не исключает возможность срабатывания защиты при асинхронном ходе возбужденного генератора. Однако, видна принципиальная разница в действии защиты с характеристиками 1 и 2. По первой характеристике годограф находится в зоне срабатывания от точки «a» до точки «d». По времени это соответствует почти половине проворота ротора и составляет несколько десятых секунды. Именно по этой причине в этой защите создавалась задержка до 1,0 – 1,5 с, чтобы не было срабатывания при возбужденном генераторе.

Эллиптическую характеристику годограф проходит в 8 – 10 раз быстрее. Выдержка времени не более 0,1 с вполне достаточна для отстройки от этого режима.

Предложен вариант защиты генератора от потери возбуждения с использованием двух реле сопротивления, имеющих характеристики срабатывания 1 и 2. Срабатывание реле 1 фиксирует возникновение асинхронного режима. Следующее срабатывание реле 2 на время большее, чем 0,1 с свиде-

тельствует о потере возбуждения. Первое реле срабатывает при углах около 180° . Окончательно защита сработает в районе 360° .

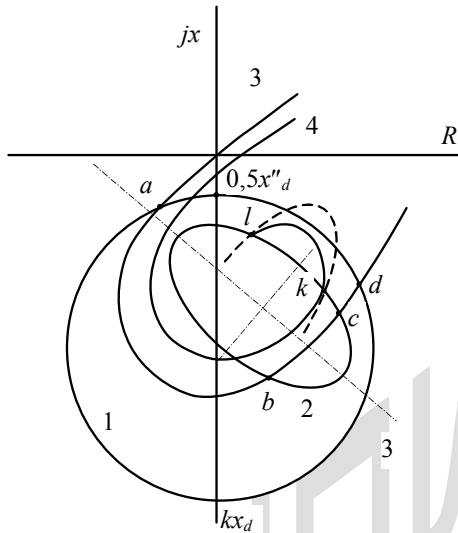


Рис. 8.20. Эллиптическая характеристика от потери возбуждения

Защита имеет развитую логическую часть, которая обеспечивает правильное действие в более сложных ситуациях. Так, например, при потере возбуждения с медленным спадом тока ротора годограф 4 (штриховая линия) может выйти из области второй характеристики в точке k . В таком случае время пребывания годографа в зоне срабатывания может быть меньше времени $0,1$ с и защита не сработает. Однако, поскольку годограф закручивается и не пересекает характеристику 1, то логика не сбрасывает счет времени, а запоминает его. При повторном вхождении в зону 2 в точке l счет времени не начинается заново, а продолжается, что обеспечивает ускоренное срабатывание защиты. Возможны и другие сочетания, заложенные в логическую часть защиты. Более подробно этот вопрос рассматривается в параграфе 8.8.

8.8. Выбор уставок

Рассмотрим защиту от потери возбуждения с эллиптической характеристикой. Настройными параметрами такой защиты являются местоположение и размеры эллипса в комплексной плоскости сопротивлений и выдержка времени.

Прежде чем давать рекомендации по этим вопросам, необходимо уточнить смысл термина «потеря возбуждения». Точнее говоря, необходимо установить границу между состояниями возбужденного и невозбужденного генератора. В нормальном режиме генератор может работать с недо возбуждением и потреблять реактивную мощность из системы. Защита не должна фиксировать этот режим, как факт потери возбуждения.

Возможны полная и частичная потеря возбуждения. Первый термин более четко характеризует режим генератора. И, тем не менее, даже полная потеря возбуждения не является таковой в переходном режиме – при отключении источника питания, но замкнутой обмотке ротора, ток возбуждения затухает постепенно.

Для решения вопроса обратимся еще раз к характеристикам защиты, представленным на рис. 8.19. Здесь выделена (заштрихована) область недо возбуждения с $E_{2*} = 0,2$. Реле с такой характеристикой сравнительно легко выполнить на элементах вычислительной техники. Но даже такое глубокое снижение возбуждения не является полной гарантией для селективного действия защиты. Действительно, при большем скольжении, чем в точке A , намеченная зона срабатывания с $E_{2*} = 0,2$, также сместится в эту сторону, а годограф возбужденного генератора может проходить через «запретную зону».

Отсюда следует, что для полной селективности защиты необходимо, кроме параметра Z_p , имеет еще один дополнительный признак, устанавливающий различие между возбужденным и невозбужденным генератором. Эффективным параметром является небольшая выдержка времени, позволяющая следить за временем нахождения годографа Z_p в зоне срабатывания.

Теоретические и экспериментальные исследования позволяют сформулировать следующие положения для выбора характеристик срабатывания и построения алгоритма работы защиты от потери возбуждения. С точки зрения быстродействия целесообразно выделить область срабатывания в виде эллипса с минимальной выдержкой времени. Охват этой совокупности точек

позволит резко снизить область неселективной работы и повысить быстродействие. Для предотвращения отказа или затягивания выявления потери возбуждения в режимах с большими колебаниями параметров целесообразно выделить область фиксации, которая с запасом охватывает первую, а также обеспечивает своевременный пуск и блокировку защиты. Такие области показаны на рис. 8.21 совместно с традиционной круговой (кривая 1) в виде характеристик 2 и 3. Характеристика 2 полностью охватывает реальную зону потери возбуждения и имеет эллиптическую форму с соотношением осей 2:1. Диаметр большой оси равен 1,1 отн.ед., а смещение его относительно начала координат по углу ($60 - 70^\circ$) должно быть осуществлено на величину x'_{ds} , что для мощных генераторов составляет 0,3 – 0,4 отн.ед. Центр характеристики срабатывания 3, имеющей круговую форму, совпадает с центром эллипса, а диаметр составляет 1,2 – 1,3 отн.ед.

Такой выбор параметров характеристик срабатывания осуществлен на основе математического и электродинамического моделирования аварийных режимов мощных генераторов, результатов натурных испытаний и анализа экспериментальных частотных характеристик машин.

Предполагаемый алгоритм работы логической части защиты основан на оценке времени нахождения конца вектора сопротивления в областях 2, 3 и сравнении этого времени со временем срабатывания t_{cp} .

Моделирование показало, что у машин мощностью 500 – 1000 МВт период асинхронного проворота с возбуждением может длиться не более 0,5 с. При этом конец вектора сопротивления находится в области срабатывания 2 не менее 0,05 – 0,1 с. Поэтому нижнюю границу времени срабатывания t_{cp} целесообразно ограничить величиной 0,1 с. У менее мощных машин аналогичный процесс проходит медленнее, и конец вектора сопротивления может находиться в области срабатывания до 0,5 с. Таким образом, сокращение области времени срабатывания до эллиптической позволяет с учетом мощности генератора установить диапазон выдержек времени 0,1 – 0,5 с. Конкретное значение выдержки определяется реальными режимами генератора и энергосистемы.

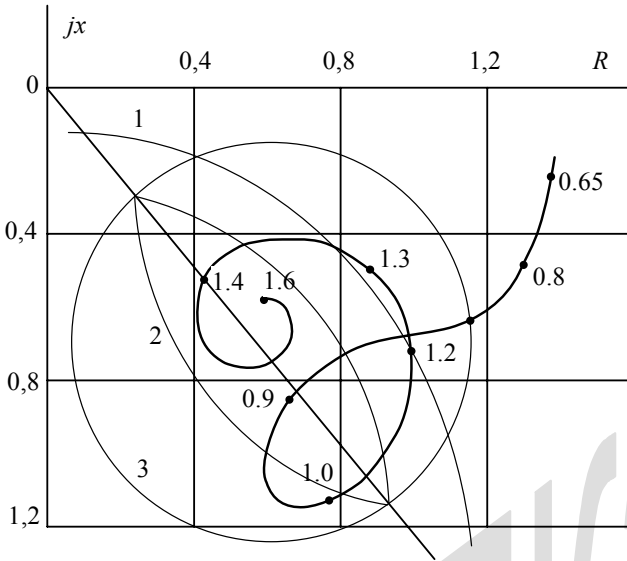


Рис.8.21. Годограф $z_p(q, \delta)$ и характеристики защиты

Выскажем некоторые соображения насчет быстродействия защиты. В предыдущих параграфах всегда подчеркивалась необходимость быстрого выявления потери возбуждения. Но с какого момента следует вести отсчет времени? Можно отсчитывать время с момента возникновения аварии. Но может получиться так, что авария произошла, а возбуждение сохраняется еще на достаточном уровне и защита не воспринимает это как факт потери возбуждения. Можно сказать, что защита ждет, пока э.д.с. генератора не снизится до величины $E_{z^*} = 0,2$. А на это уходит время. Можно ли утверждать, что в таком случае защита небыстродействующая?

На характеристиках рис.8.22 указаны времена, когда годограф достигает того или иного значения. Действительно, в область срабатывания (рис. 8.22) годограф попадает через несколько десятых долей секунды и даже через несколько секунд. Но на этом же рисунке видно, что годограф попадает в область эллипса в зоне углов 180° , а срабатывание защиты происходит при углах 360° . С этих позиций можно утверждать, что защита является быстродействующей – она срабатывает при первом провороте ротора генератора.

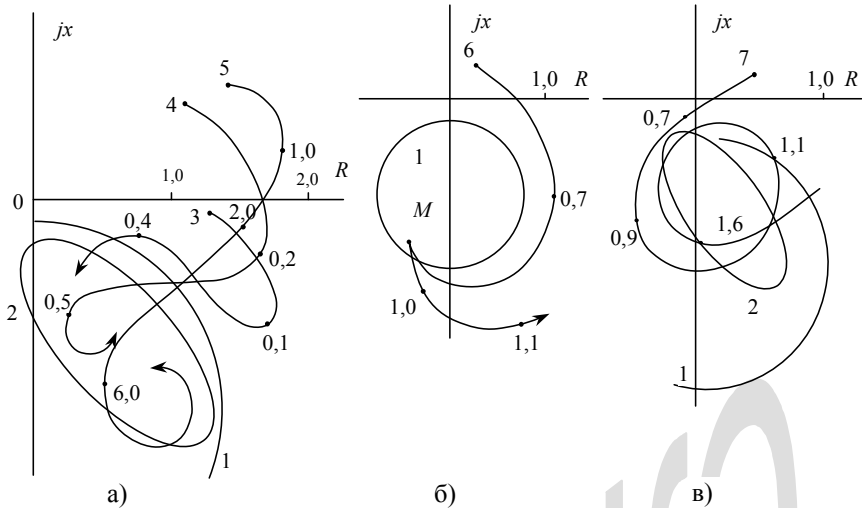


Рис. 8.22. Годографы $z_p(p, \delta)$ для различных режимов работы

8.9. Исследование асинхронного режима на математической модели

Для проверки действия защиты и дальнейших исследований режимов работы генератора при потере возбуждения была создана математическая модель генератора на основе уравнений Парка-Горева с представлением ротора трехконтурной схемой замещения. Расчетная схема содержит два мощных турбогенератора, работающих через блочные трансформаторы и сопротивление связи на сеть бесконечной мощности. На одном генераторе моделировались режимы потери возбуждения, другой – замещал остальные параллельно работающие генераторы станции.

Математическая модель включает уравнения автоматических регуляторов возбуждения генераторов и систему регулирования частоты вращения. Численное интегрирование системы дифференциальных уравнений, описывающих переходные процессы, осуществлялось в следующих случаях потери возбуждения: отключение АГП, замыкание обмотки возбуждения на сопротивление, на вентили и накоротко, частичная потеря возбуждения.

На рис. 8.22, а, б, в представлены наиболее характерные годографы сопротивления на выводах генератора при различных исходных режимах и аварийных ситуациях. Цифрами 1 и 2 отмечены круговая и эллиптическая характеристики срабатывания защиты. Кривые 3 – 7 отражают изменение сопротивления в послеаварийных режимах. На годографах поставлены цифры, отмечающие время достижения данного значения сопротивления от начала аварии.

Ложное отключение АГП генератора, работающего с большой доаварийной нагрузкой, сопровождается асинхронным ходом и уже через 0,4 – 0,45 с (годограф 4) достигает областей срабатывания 1 и 2. Режим характеризуется быстрым ростом скольжения, которое к концу проворота может достигать 4 – 5 %. При недовозбуждении в исходном режиме годограф 3 еще быстрее достигает области срабатывания защиты (0,3 – 0,4 с).

Процесс выпадения из синхронизма при небольшой исходной нагрузке и замыкании обмотки возбуждения накоротко происходит значительно медленнее (годограф 5), что объясняется постепенным затуханием тока в обмотке ротора.

Обратим внимание на характер изменения сопротивления Z_p в переходном режиме. В начальный момент времени после возмущения годограф идет по окружности из точки N в точку A (см. рис. 8.15). Это соответствует уменьшению э.д.с. генератора при очень малом скольжении ротора. Затем начинает нарастать скольжение и соответственно увеличивается угол δ , что приводит к перемещению конца вектора Z_p справа налево по рисунку. В дальнейшем продолжается снижение возбуждения и увеличение угла δ , так что годограф закручивается против часовой стрелки, приближаясь к точке A на характеристике Z_{ds} .

Годограф 6 (рис. 8.22, б) при качаниях генератора расположен в нижней части полуплоскости. Характерно начальное закручивание годографа по часовой стрелке, что свидетельствует об уменьшении угла δ в сравнении со значением в доаварийном режиме. В точке M годограф достигает своего предельного значения по углу δ , после чего начинается обратное движение против часовой стрелки. Годограф заходит в область срабатывания характеристики 1 и защита, выполненная только на одном таком реле, может сработать неверно.

Наличие выдержки времени у подобной защиты предотвращает ложное действие. Защита с эллиптической характеристикой не подвержена действию качаний, и никакой дополнительной отстройки здесь не требуется.

Асинхронный режим возбужденного генератора показан на рис. 8.22, в. В доаварийном режиме генератор работал с малой активной нагрузкой и был недовозбужден. В отношении выявления потери возбуждения этот режим наиболее сложный. И тем не менее, развитая логика защиты позволяет четко фиксировать эти режимы.

8.10. Поведение дистанционной защиты при асинхронном ходе

Рассмотрим поведение дистанционной защиты при асинхронном ходе в энергосистеме. На рис. 8.23 энергосистемы A и B представлены эквивалентными генераторами E_A и E_B . На межсистемной ЛЭП расположена подстанция M . На каждом участке линии MA и MB установлена дистанционная защита KZ_{MA} и KZ_{MB} с направленной круговой характеристикой для первой зоны защиты.

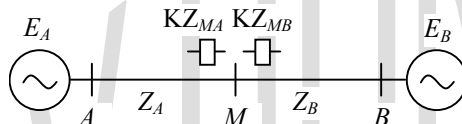


Рис.8.23. Схема энергосистемы

Обратимся к диаграмме рис. 8.24. Она аналогична диаграмме рис. 8.15 с соблюдением условия $Z_A = Z_B$. В таком случае точка M совмещается с точкой 0 (начало координат). Круговые характеристики защиты KZ_{MA} и KZ_{MB} показаны на рисунке в виде окружностей 1 и 2. Для наглядности эти окружности заштрихованы.

Попадание годографа $Z(\delta, q)$ в область этих окружностей означает срабатывание защиты. Так, если исходный синхронный режим характеризовался точкой N , то при возникновении асинхронного хода годограф $Z(\delta, q)$ пойдет по кривой q_4 и попадет в зону первой окружности. Произойдет ложное срабатывание защиты.

Для устранения срабатывания защиты необязательно иметь полный проворот $Z(\delta, q)$ по характеристике q_4 . Достаточно годографу зайти в область окружности 1, а затем вернуться в точку N . такое движение происходит при качаниях роторов генераторов. Поэтому блокировку часто называют блокировкой защиты от качаний.

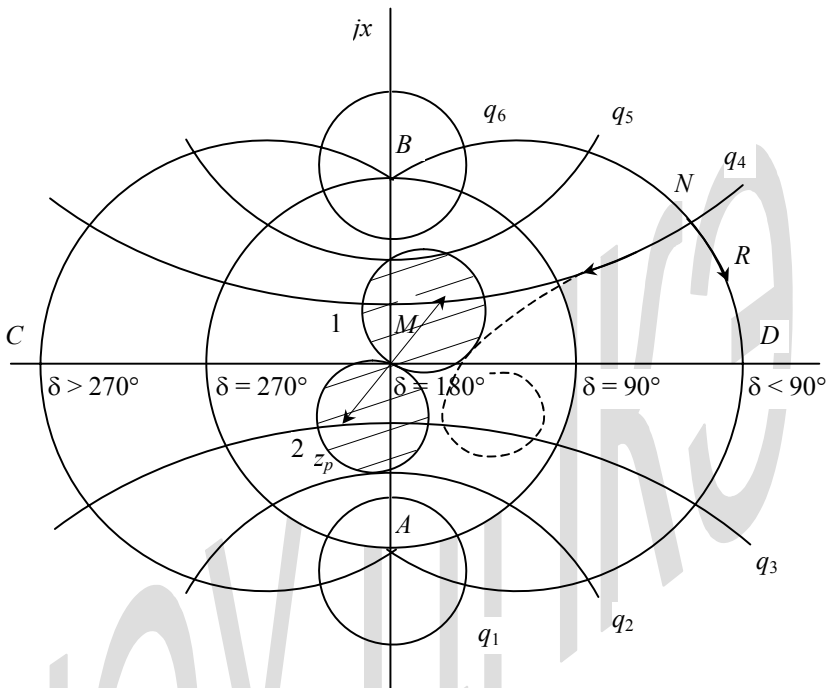


Рис. 8.24. Диаграмма, поясняющая возможность срабатывания дистанционной защиты при асинхронном ходе