

Глава 9

Асинхронный режим в энергосистеме

§ 9.1. Характеристика асинхронного режима

Под асинхронным режимом понимают кратковременную работу генератора или энергосистемы при несинхронной работе, что вызвано либо нарушением устойчивости, либо потерей возбуждения.

Применительно к одному генератору корректно говорить об асинхронном ходе, когда возбужденный генератор работает несинхронно с энергосистемой и в асинхронном режиме, когда генератор работает при потере возбуждения.

В отношении энергосистем уместно говорить только об асинхронном ходе.

Во время асинхронного хода возбужденного генератора фазовый сдвиг между вектором ЭДС 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 большими уравнительными токами, значительными отклонениями напряжения, а также большими моментами, действующими на генератор и турбину. Асинхронный ход в энергосистемах недопустим.

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 и генератор выдает в энергосистему определенную активную мощность. Такой режим кратковременно допустим и для генератора и для энергосистемы, поэтому разрешается работа турбогенераторов в асинхронном режиме без возбуждения в течение определенного времени [36].

Рекомендации по ликвидации асинхронного режима генератора в результате потери возбуждения зависят от типа генератора (турбогенератор или гидрогенератор) и его системы охлаждения. Для турбогенераторов с косвенным охлаждением допускается работа в асинхронном режиме в течение 30 мин. При этом его активная мощность должна быть снижена до $(0,5-0,7) P_{\text{ном}}$, а ток в статоре не должен превосходить $1,1 I_{\text{ном}}$.

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 мин. Допустимая асинхронная нагрузка ограничивается в пределах $(0,55-0,4) P_{\text{ном}}$. 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 $0,7 U_{\text{ном}}$), чтобы предотвратить нарушение устойчивости параллельной работы генераторов и сохранять устойчивость погрузки.

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 возможен асинхронный режим при потере возбуждения с активной нагрузкой в пределах до 30% от номинальной, что решается в каждом конкретном случае.

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 медленнодействующей. 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. 9.1 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_T уравнивается синхронным моментом генератора $M_{сн}$. При потере возбуждения синхронный момент исчезает. Тогда избыточный момент $M_{изб} = M_T - M_{сн}$ 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. 9.1, 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 $M_{ac.max} > M_{ac}$, либо при условии, что в предаварийном режиме агрегат работал с незначительной нагрузкой (точка «b» на пересечении характеристик 3, 4).

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_T 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.

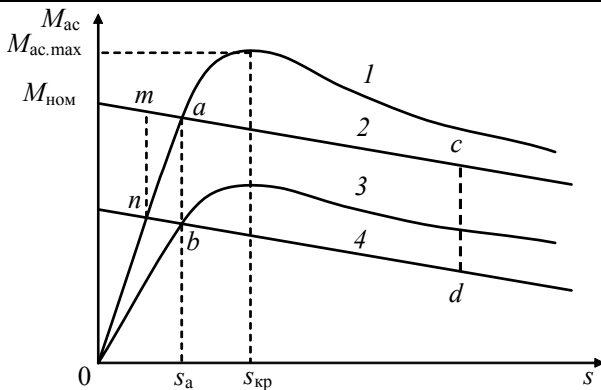


Рис. 9.1. Характеристики асинхронного момента

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. До точки «с» ротор генератора ускорялся. Экстренное снижение момента турбины осуществляется здесь из точки «с» в точку «d». При переходе в точку «d» избыточный момент изменит знак, и ротор генератора начнет 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. При увеличении скольжения асинхронный момент нарастает, вследствие чего избыточный момент уменьшается. При скольжении $s = s_a$ избыточный момент становится равным нулю.

Уравнение движения 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 $\Delta M = \text{const} = 0,5M_T$ и время достижения заданного скольжения можно

рассчитать по формуле $t = \frac{\omega T_J}{0,5M_T}$. Подставляя $M_T = 1$, $T_J = 10$ 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.

§ 9.2. Причины возникновения асинхронного хода возбужденного генератора

Рассмотрим работу эквивалентного генератора в энергосистеме (рис. 9.2). Этот эквивалентный генератор может представлять собой целую энергосистему. В таком случае анализ и выводы справедливы для всей энергосистемы.

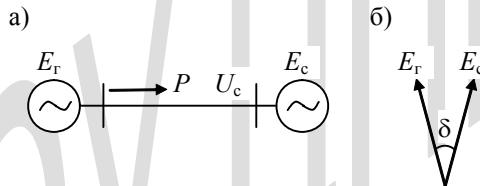


Рис. 9.2. Схема энергосистемы

В нормальном режиме генератор работает синхронно на энергосистему.

Нарушение статической устойчивости генератора изложено в главе 7.

Нарушение динамической устойчивости и критерии устойчивости изложены в главе 8.

При нарушении статической или динамической устойчивости генератора наступает асинхронный режим.

а) *Синхронизирующая мощность.* В нормальном режиме генера-

тор работает на восходящей части характеристики $P(\theta)$ (рис. 9.3, точка «а»). Этот режим является устойчивым, поскольку $P_{\Gamma} = P_{\Gamma}$. При малом отклонении угла $\Delta\theta$ от установившегося режима генератор изменит свою мощность на величину $\Delta P_{\Gamma} = \frac{dP_{\Gamma}}{d\theta} \Delta\theta$. Это изменение мощности вызовет возврат машины к исходному режиму.

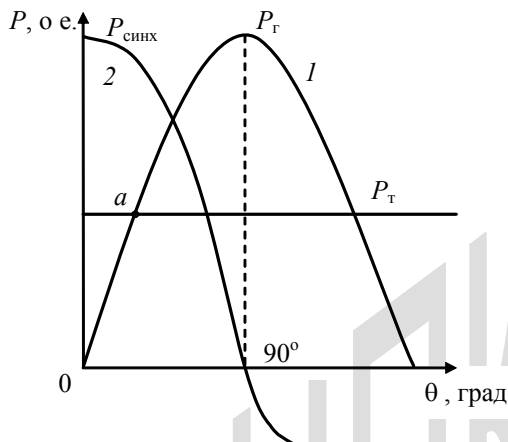


Рис. 9.3. К пояснению синхронизирующей мощности

Величина $\frac{dP_{\Gamma}}{d\theta} \Delta\theta = \Delta P_{\Gamma}$ называется синхронизирующей мощностью, а $\frac{dP_{\Gamma}}{d\theta}$ – коэффициентом синхронизирующей мощности. Для неявнополюсной машины

$$\frac{dP_{\Gamma}}{d\theta} = \frac{U_c E_0}{x_d} \cos \theta = P_{\text{синх. макс}} \cos \theta.$$

Характеристика синхронизирующей мощности представлена на рис. 9.3 в виде кривой 2. При $\theta = 0^\circ$ синхронизирующая мощность максимальна. Если $\theta = 90^\circ$, то синхронизирующая мощность становится равно нулю, а затем меняет знак и становится отрицательной. Этим фактором и определяется устойчивость работы при углах $\theta = 0^\circ - 90^\circ$ и неустойчивость при дальнейшем росте угла.

С учетом сказанного следует уменьшать расхождение по углу, увеличивая, тем самым, запас устойчивости. Однако при этом сокращается величина передаваемой мощности по линии. Необходимо иметь

в номинальном режиме запас устойчивости не менее 20 %. Для аварийного режима считается достаточным запас в 8 %. В табл. 9.1 приведены примерные значения углов δ в электрической системе [27].

Таблица 9.1

| Тип генератора | Напряжение линии, кВ | Длина линии, км | Передаваемая мощность, МВт | Угол в эл. град | | | |
|----------------|----------------------|-----------------|----------------------------|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------|
| | | | | θ_{Γ} | θ_{Γ} | θ_{Δ} | θ_{Σ} |
| Турбогенератор | 220 | 150 | 120 | 35 | 5 | 9 | 54 |
| | | 250 | | | | 15 | 60 |
| | | 350 | | | | 21 | 66 |
| Гидрогенератор | 220 | 150 | 120 | 20 | 5 | 9 | 39 |
| | | 250 | | | | 15 | 45 |
| | | 350 | | | | 21 | 51 |

б) Мероприятия по повышению устойчивости энергосистем. Приведем перечень мероприятий, рекомендуемых для энергосистем с целью повышения статической и динамической устойчивости.

1. Выбирать нормальный режим с относительно малыми углами сдвига роторов генераторов. Иметь запас по устойчивости в нормальном режиме не менее 20 %.

2. На генераторах устанавливать современные регуляторы возбуждения типа АРВ–СД. Регуляторы должны обеспечивать высокую форсировку возбуждения (до двух кратной для ТГ и до трех-четырехкратной для ГГ, работающих через длинную линию передачи) и высокий коэффициент усиления, обеспечивающий быстрое действие регулятора.

3. Иметь быстродействующую релейную защиту и противоаварийную автоматику, реализующую быстрое отключение поврежденной линии электропередачи и ее быстрое повторное включение.

4. Иметь быстродействующую разгрузку электрических станций с воздействием через ЭГП на регулятор частоты вращения. Использовать аварийную частотную разгрузку энергосистем [27].

§ 9.3. Асинхронный ход возбужденного генератора

В доаварийном режиме генератор работает синхронно на энергосистему (рис. 9.4).

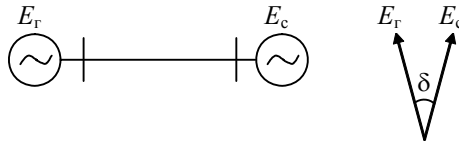


Рис. 9.4. Схема работы генератора на энергосистему

При синусоидальных ЭДС генератора

$$e_G(t) = E_{mG} \sin(\omega t + \delta) \quad (9.1)$$

и энергосистемы

$$e_C(t) = E_{mC} \sin \omega t \quad (9.2)$$

и одинаковой частоте вращения ω ЭДС изображаются векторами \bar{E}_G и \bar{E}_C , сдвинутыми между собой на угол δ . Расчет токов и напряжений в этой схеме выполняется с использованием комплексных величин.

При асинхронном ходе ЭДС генератора равна $e_G(t) = E_{mG} \sin \omega_G t$ и ЭДС энергосистемы $e_C(t) = E_{mC} \sin \omega_C t$, т. е. ЭДС этих источников имеют разные частоты ω_G и ω_C . Положим $\omega_G > \omega_C$. В таком случае угол будет расти: $\Delta\delta = (\omega_G - \omega_C) t = \omega_s t$. Здесь время отсчитывается с момента возникновения асинхронного хода; $\omega_s = d\delta / dt$ — скольжение, или в относительных единицах $\frac{\omega_G - \omega_C}{\omega_C} = s_*$.

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 влияния на асинхронную составляющую P_{ac} , т. е. при расчетах можно использовать наложение синхронных и асинхронных моментов и мощностей.

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 $M_{ac,cp}$, 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. 9.4 для любых значений δ , \dot{E}_r , \dot{E}_c и найти $\Delta \dot{E}$, ток и напряжение в любой точке схемы.

Бесконечно малое скольжение предполагает близость частот ω_r и ω_c , т. е. наличие в схеме одночастотной ЭДС. Это упрощение помогает раскрыть картину асинхронного режима. Допустимость сделанных упрощений поясним следующими соображениями. Примем $e_r(t) = E_{mr} \sin \omega_r t$ и $e_c(t) = E_{mc} \sin \omega_c t$. Уравнительный ток в линии определится разностью ЭДС источников

$$\Delta e(t) = e_r(t) - e_c(t) = E_{mr} \sin \omega_r t - E_{mc} \sin \omega_c t. \quad (9.3)$$

Для упрощения рассмотрим случай, когда $E_{mr} = E_{mc} = E_m$. При этом

$$\Delta e(t) = 2E_m \sin \frac{\omega_r - \omega_c}{2} t \cos \frac{\omega_r + \omega_c}{2} t \quad (9.4)$$

или

$$\Delta e(t) = 2E_m(t) \cos \omega_{cp} t. \quad (9.5)$$

Из этих формул следует, что $\Delta e(t)$ представляет собой гармоническое колебание со средней частотой $\omega_{cp} = 0,5(\omega_r + \omega_c)$, амплитуда которого изменяется во времени по закону $2E_m \sin \frac{\omega_s t}{2} = 2E_m \sin \frac{\delta}{2}$. 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. В таком случае при частоте скольжения $f_s \leq 1$ Гц на отрезке времени $\Delta t = 20$ мс

можно считать $E_m(t) = \text{const}$ 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 \bar{I} и напряжениями \bar{U} .

С учетом сказанного для действующего значения уравнительного тока в линии запишем

$$I_{\text{ур}} = \frac{2E}{x_{\Sigma}} \sin \frac{\delta}{2}. \quad (9.6)$$

График изменения тока в функции угла δ показан на рис. 9.5. На этом же рисунке показано изменение активной мощности генератора, рассчитанной по формуле

$$P_{\Gamma} = \frac{E_{\Gamma} E_{\text{с}}}{x_{\Sigma}} \sin \delta. \quad (9.7)$$

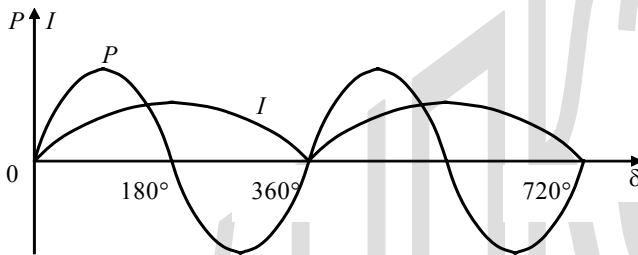


Рис. 9.5. График изменения тока $I(\delta)$ и активной мощности $P(\delta)$ генератора

Из графика следует, что асинхронный режим генератора является очень тяжелым режимом – через генератор протекает 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 -й точке сети по формуле

$$\bar{U}_n = \bar{E}_{\Gamma} - \bar{z}_n \bar{I}_{\text{ур}}. \quad (9.8)$$

Характерным режимом является случай $\delta = 180^\circ$, для которого построена векторная диаграмма на рис. 9.6. Здесь схема представлена сопротивлениями генератора \bar{z}_{Γ} , линии $\bar{z}_{\text{л}}$ и энергосистемы $\bar{z}_{\text{с}}$. ЭДС

генератора $\vec{E}_Г$ и системы $\vec{E}_С$ приложены по концам схемы и сдвинуты на 180° , что соответствует рассматриваемому случаю.

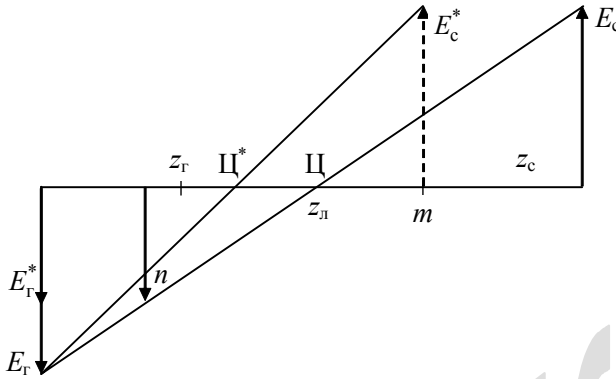


Рис. 9.6. Векторная диаграмма ЭДС для угла $\delta = 180^\circ$

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

В некоторой точке Ц, называемой электрическим центром, напряжение равно нулю. Во всех точках сети от ЭДС $\vec{E}_Г$ до электрического центра напряжение совпадает по направлению с вектором $\vec{E}_Г$. После точки Ц напряжение (в точке « m ») будет ориентировано согласно с вектором $\vec{E}_С$.

Для энергосистемы большой мощности можно положить сопротивление энергосистемы $\vec{z}_С = 0$. Тогда вектор $\vec{E}_С$ переместится в точку « m » и будет изображаться вектором $\vec{E}_С^*$, а эпюра напряжений вдоль схемы будет определяться линией, соединяющей концы векторов $\vec{E}_Г$ и $\vec{E}_С^*$. 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 ЭДС генератора уменьшить до значения \bar{E}_r^* , то эпюра напряжений также изменится. Если генератор невозбужден, т. е. $\bar{E}_r = 0$, 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. 9.7 показаны схема сети и векторная диаграмма напряжения в месте установки реле при асинхронном ходе. Положим $\bar{E}_r = E_r e^{j\delta(t)}$, $\bar{z}_r = x_r$, $\bar{z}_c = x_c$, а также $\bar{E}_c = \bar{E}_r$. С изменением угла δ в схеме действует ЭДС $\Delta \bar{E} = \bar{E}_c - \bar{E}_r = \bar{E}_c - E_r e^{j\delta(t)}$.

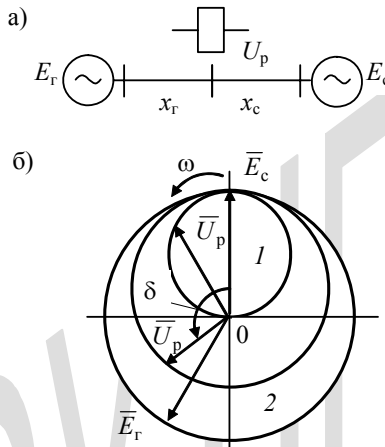


Рис. 9.7. Место установки реле при асинхронном ходе:

а – схема сети; б – векторная диаграмма

Напряжение \bar{U}_p определяется так

$$\bar{U}_p = \bar{E}_c - \frac{\bar{E}_c(1 - e^{j\delta(t)})}{x_r + x_c} x_c. \quad (9.9)$$

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

$$\bar{U}_p = \bar{E}_c - x_{c,*} \bar{E}_c (1 - e^{j\delta(t)}). \quad (9.10)$$

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

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

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

§ 9.4. 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.

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 будут наводиться ЭДС 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, вызванного потерей возбуждения, казалось бы, основным параметром должен быть ток возбуждения. Однако подобная защита работает неудовлетворительно и, как правило, не используется. Потеря возбуждения может произойти по разным причинам. На рис. 9.8 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. 9.8, а) остается замкнутой на возбудитель. Пренебрегая

сопротивлением возбудителя, можно считать, что обмотка возбуждения замкнута накоротко. В этом контуре будет циркулировать ток под действием ЭДС, наведенной со стороны статора.

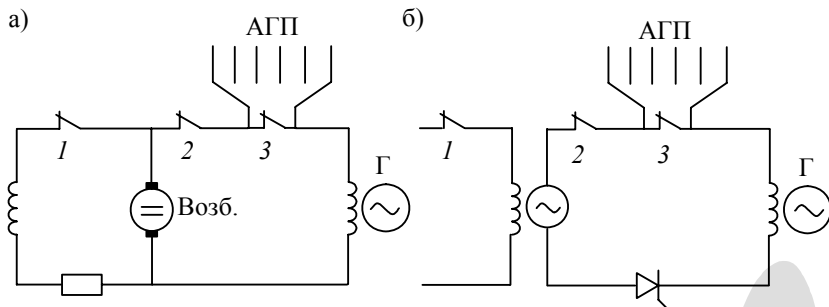


Рис. 9.8. Схемы возбуждения синхронного генератора

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. 9.8, 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 ЭДС 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 скольжения приводит к 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. 9.9 изображена такая характеристика для турбогенератора ТГВ мощностью 300 МВт. Кривая 1 соответствует замкнутой накоротко обмотке. В случае 2 обмотка ротора замкнута на гасительное сопротивление, равное пятикратному значению сопротивления обмотки возбуждения. Третья ха-

характеристика соответствует разомкнутому состоянию обмотки. Все характеристики определены при нормальном напряжении сети.

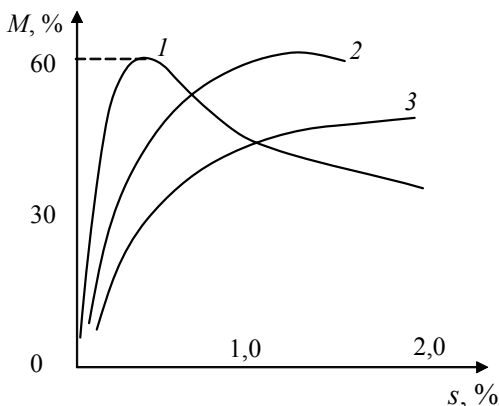


Рис. 9.9. Усредненная характеристика асинхронного момента генератора в зависимости от состояния обмотки возбуждения

На рис. 9.10 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 номинального 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'».

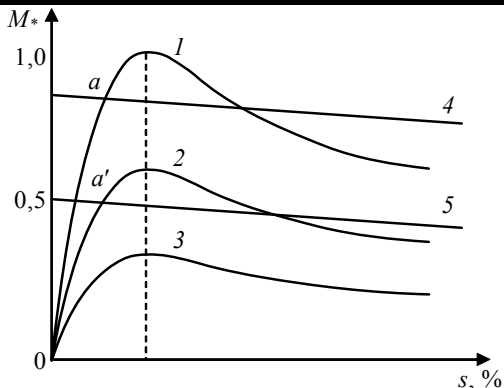


Рис. 9.10. Характеристики асинхронного момента для разных типов генераторов

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 %-й 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:

- потери в роторе в асинхронном режиме должны быть не более потерь при синхронном режиме;
- ток в обмотке статора не выше $1,1 I_{\text{ном}}$;
- длительность асинхронного режима не должна превышать 30 мин;
- допустимая активная мощность турбогенератора при этих условиях ограничена током статора и составляет от 0,5 до 0,7 номинальной;
- потребление реактивной мощности из сети должно быть не более 50–70 % от номинальной активной мощности и при $\cos \varphi = 0,7$.

Разрешается установившийся асинхронный режим без возбуждения и для генераторов с непосредственным охлаждением, однако должны соблюдаться следующие условия [36]:

- так как генераторы имеют повышенные значения x'_d и x''_d , что приводит к меньшей величине асинхронного момента, то для создания стационарного асинхронного режима в точке «а'» (см. рис. 9.12) необходимо быстрое снижение активной мощности;
- длительность асинхронного режима не должна превышать 15 мин;
- предельно допустимая асинхронная нагрузка ограничивается током статора и составляет не более $0,55 P_{\text{ном}}$ для машин типа ТВФ мощностью 60 и 100 МВт и $0,4 P_{\text{ном}}$ для генераторов ТВФ, ТВВ и ТГВ мощностью 60–300 МВт.

§ 9.5. Способы выявления асинхронного режима

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

Наиболее информативным является угол δ между векторами ЭДС 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 генераторов.

Асинхронный ход возбужденного генератора

Причиной нарушения устойчивости и возникновения асинхронного хода 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 ход 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 ЭДС. Именно увеличение угла и прохождение значений 90° , 180° и так далее свидетельствует о возникновении асинхронного хода. В то же время имеются определенные недостатки и трудности использования этого параметра для целей выявления асинхронного хода. Во-первых, для измерения угла необходимо иметь канал связи для передачи информации (вектора \bar{U}) с противоположного конца линии передачи. В простых случаях эту задачу решают за счет моделирования напряжения противоположного конца по

формуле $\bar{U}_2 = \bar{U}_1 - \bar{I}_1 \bar{z}_л$ и, следовательно, \bar{U}_2 измеряют посредством параметров своего конца линии.

Затруднения возникают в более сложных схемах сети. На рис. 9.11 представлена такая схема. В общем случае в каждой точке сети может быть как генерация, так и нагрузка. Для некоторых точек это отмечено на рисунке.

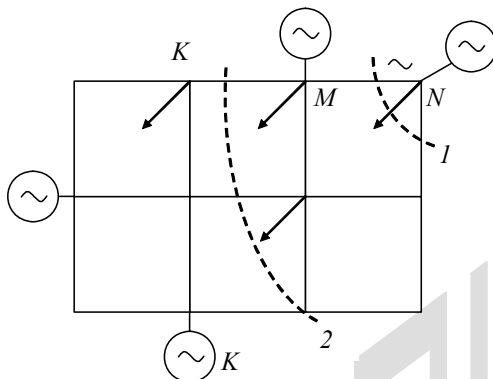


Рис. 9.11. Схема сложной энергосистемы

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 K (при втором сечении).

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 ходе в энергосистеме. Если две точки на схеме сети выбраны по одну сторону относительно электрического центра, то полного проворота напряжений в этих точках не будет.

Для надежного выявления возникновения асинхронного хода используется факт увеличения тока при асинхронном ходе и периодическое изменение действующего значения тока в функции угла. При коротком замыкании ток также возрастает, но закон изменения тока короткого замыкания 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 ЭДС.

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 θ также почти не используют для создания защиты от потери возбуждения. Во-первых, дело в том, что при полной потере возбуждения ЭДС генератора равна нулю, т. е. вектор \vec{E}_r 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) мин. 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, $\bar{z} = \frac{\bar{U}_r}{I_r}$. Эту форму-

лу можно записать так: $\bar{z} = \frac{U_r e^{j\delta_u}}{I_r e^{j\delta_i}} = \frac{U_r}{I_r} e^{j(\delta_u - \delta_i)}$, 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.

§ 9.6. 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. 9.12. Такой режим является исключительно тяжелым, по схеме протекает большой уравнивающий ток и в течение каждого проворота векторов ЭДС генератор переходит из режима генерации в режим потребления. Такие колебания активной мощности создают большие моменты на валу 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 намечается наиболее вероятное сечение, которое условно делит энергосистему на две работающие части. Поясним это на конкретном примере. На рис. 9.12 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.

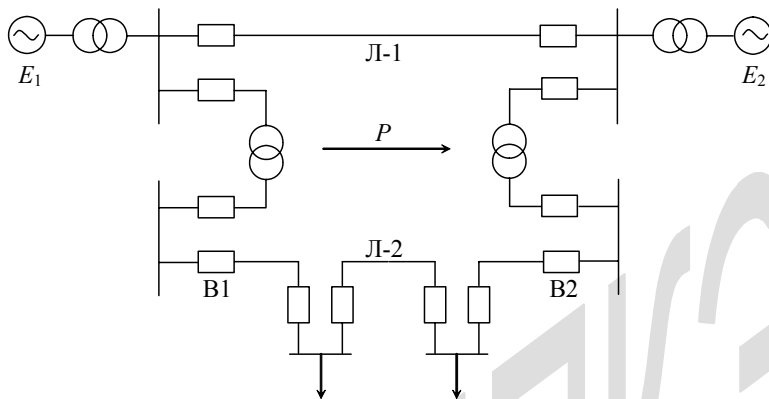


Рис. 9.14. Схема энергосистемы

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).

Подобное изложение автоматических устройств контроля асинхронного хода генератора изложено в [27].