УДК 621.313.322-82-752.004.5

АНАЛИЗ РЕЖИМОВ ДЛИТЕЛЬНЫХ ПЕРЕХОДНЫХ ПРОЦЕССОВ В СОВРЕМЕННЫХ ЭНЕРГОСИСТЕМАХ

ДЖУНУЕВ Т.А.
КГТУ им. И. Раззакова

Анализ переходных процессов в современных энергосистемах представляет на сегодняшний день актуальную задачу. К таким процессам относятся, прежде всего, асинхронные режимы крупных синхронных машин, пусковые режимы и режимы торможения крупных генераторов, несинхронные включения и т.д.

Как следствие, такие режимы сопровождаются нарушением устойчивости электроэнергетической системы. В данной статье анализируются переходные процессы, возникающие в условиях глубокого изменения частоты в системе.

Анализ длительных переходных процессов в современных энергосистемах представляет на сегодняшний день актуальную задачу. Результаты расчетов электромеханических переходных процессов используются, как известно, для назначения режимов, безопасных с точки зрения нарушения устойчивости параллельной работы генераторов электроэнергетической системы, для выбора средств противоаварийной автоматики и их настройки и т.д. Следует отметить, что значительное количество общесистемных аварий, развивающихся каскадно, сопровождается глубокими изменениями частоты и нарушением устойчивости параллельной работы синхронных генераторов и требует разработки аппарата для исследования, прогнозирования, оценки последствий и управления ходом аварии [1]. Взаимные колебания роторов генераторов и общее изменение частоты в системе существенно усложняют математическую модель электрической системы и требуют новых подходов для ее решения.

В данной статье рассматривается анализ динамики частоты сосредоточенной энергосистемы при общем движении системы. Движение системы описывается одним дифференциальным уравнением:

$$T_{j\Sigma}\omega P_{\acute{a}}\frac{d\omega}{dt}+P_{H\Sigma}=P_{T\Sigma}, \qquad (1)$$

где $\omega = 2\pi f / 314$ - скорость вращение ротора эквивалентного генератора;

$T_{j\Sigma}$ - эквивалентная инерционная постоянная системы, отнесенная к базисной мощности;

$P_{\acute{a}}, P_{T\Sigma}, P_{H\Sigma}$ - суммарные мощности эквивалентного генератора и нагрузки системы.

Динамика изменение частоты в системе определяется из (1):

$$\omega = \omega_{\ddot{i}\grave{a}} + (\omega_0 - \omega_{\ddot{i}\grave{a}})\mathring{a}^{\frac{-t}{T}}, \qquad (2)$$

где $\omega_{\ddot{i}\grave{a}}$ – частота установившегося послеаварийного режима; Т- постоянная времени изменения частоты, которая рассчитывается по выражению:

$$T = \frac{T_{j\Sigma}}{\mu + K_H - 1 + P_T / P_H}, \qquad (3)$$

где *Кн* - регулирующий эффект нагрузки по частоте,

μ - тангенс угла наклона моментно-скоростной характеристики турбины.

При внезапном изменении нагрузки, т.е. при отключении, к примеру, 25% генераторов или 20% отключении нагрузки, изменения частоты приведены ниже (рис. 1).

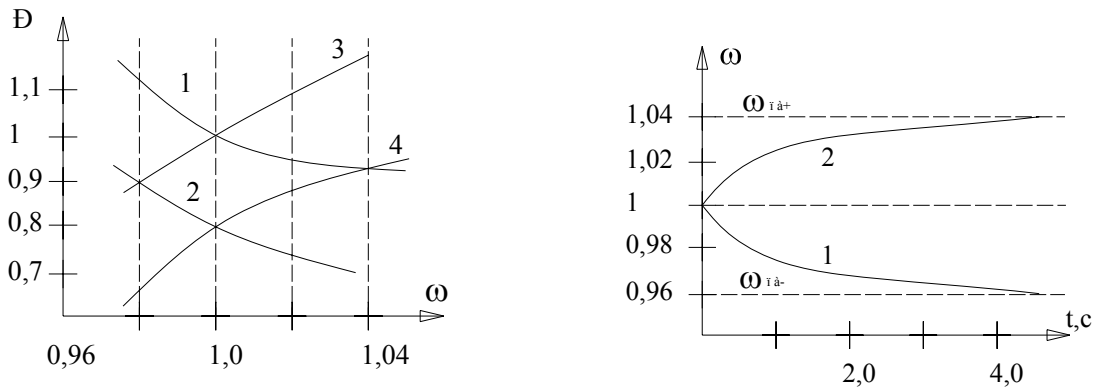
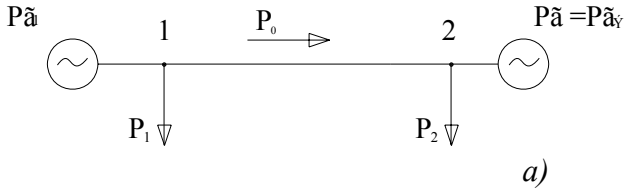


Рис.1.

Кривые изменения частоты получены для эквивалентной станции, мощностью 400 МВт, с единичной мощностью агрегатов 100 МВт. При 25% отключении генераторов частота послеаварийного режима равна 48 гц ($\omega_{ïà} \approx 0{,}96$). При отключении 25% нагрузки и возникновении избытка мощности $\omega_{ïà} \approx 1{,}035$, т.е. отключение частоты намного превышает допустимые значение. Если отсутствует резерв мощности в системе, то поддерживать частоту на должном уровне невозможно.

Аварийные возмущения приводят в большинстве случаев к возникновению рассмотренных выше внезапных небалансов мощности в узлах системы. Такие возмущения могут вызвать асинхронный ход и деление энергосистемы на части. Анализ таких режимов показал, что в современных энергосистемах тяжесть возмущения определяется в основном не коротким замыканием, а возникающим в результате его отключения внезапным небалансом мощности [2]. С учетом этого, в данной статье анализ таких режимов ограничивается рассмотрением простого перехода от одного режима работы энергосистемы к другому без расчетов динамической устойчивости.

Выявлено, что при внезапном небалансе наибольшее влияние оказывает первоначальный наброс мощности, обуславливающий первый цикл качаний. Величина первоначального наброса определяет динамическую устойчивость энергосистемы. С учетом энергетических соотношений рассмотрена взаимосвязь между ступенчато-вводимым небалансом и первоначальным наибольшим набросом мощности, показана возможность определения допустимого по условиям динамической устойчивости внезапного небаланса мощности как функции запаса статической устойчивости. Для анализа такого режима вся рассматриваемая энергосистема сводится к двухузловой схеме, рис.2а: исследуемый узел и остальная часть системы. Внезапный небаланс представляется ступенчатым увеличением мощности турбин на ΔP (рис.2б), что приводит к ускорению генератора Г и увеличению угла б между ЭДС E_1 и E_2.



а)

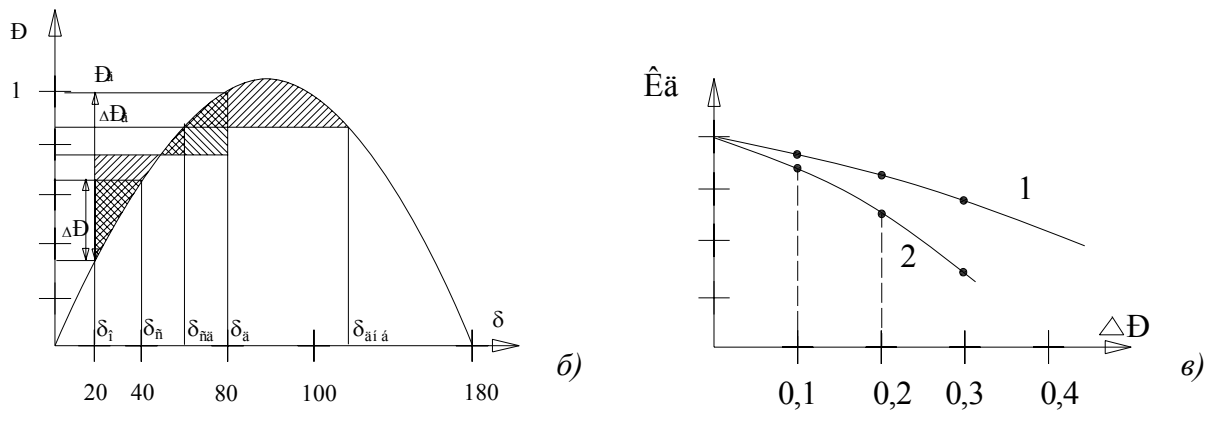


Рис.2. а – расчетная схема; б – метод площадей для определение ΔР и ΔРсд; в-соотношение между максимальными набросами и внезапными небалансами мощности.

После того, как угол б превышает значение бс, соответствующее положению нового равновесия, электромагнитная мощность превысит мощность турбины и ротор генератора начинает тормозиться. Не учет демпфирующих свойств системы позволяет заключить, что энергия, затраченная на ускорение генератора, будет равна энергии на его торможение:

$$\Delta W_{\acute{O}} = \int_{\delta_0}^{\delta_C} (Ð + \Delta Ð) d\delta - \int_{\delta_0}^{\delta_C} Ð_m \sin\delta d\delta \,;$$

$$\Delta W_T = \int_{\delta_{\tilde{N}}}^{\delta_{\ddot{A}}} Ð_m \sin\delta d\delta - \int_{\delta_C}^{\delta_{\ddot{A}}} (Ð_0 + \Delta Ð) d\delta \,; \quad (4)$$

$$\Delta W_{\acute{O}} = \Delta W_{\grave{O}} \,.$$

Это условие позволяет определить наибольшее значение угла $б_д$, которого достигает ротор генератора Г. Величина угла $б_д$ зависит от параметров исходного режима и определяется из следующего тригонометрического уравнения:

$$\delta_{\ddot{A}} \sin\delta_C + \cos\delta_{\ddot{A}} = \delta_0 \sin\delta_C + \cos\delta_0 \,. \quad (5)$$

Если $\delta_д \le 90^0$, то соответствующая этому углу мощность $Р_Д=Р_0+\Delta Р_Д$. т.е. является наибольшей мгновенной мощностью $Р_{нб}$, переданной по линии. В том случае, когда $\delta_д > 90^0$, наибольший мгновенный переток равен апериодическому пределу $Р_{нб}=Р_m, Р_Д<Р_{нб}$.

Коэффициент 3 $К_Д=\Delta Р_{нб}/\Delta Р_С$ характеризует, во сколько раз наибольший мгновенный наброс мощности $\Delta Р_{нб}$ больше исходного небаланса $\Delta Р_С$. При малых возмущениях теоретически $К_Д \to 2{,}0$

Однако, при конечных возмущениях с учетом реального затухания в системе $1{,}0 < К_Д < 1{,}8$.

Допустимому из условия сохранение динамической устойчивости внезапному небалансу мощности соответствуют условия:

$$\frac{\pi}{2} - \delta_{\tilde{N}\ddot{A}} = \delta_{\ddot{A}\acute{i}\acute{a}} - \frac{\pi}{2} \qquad (6)$$

Анализ режимов работы энергосистемы при резких небалансах мощности по общему движению системы дает достаточно точные результаты и позволяет оценить динамическую устойчивость системы не применяя более громоздкий математический аппарат.

Неучет демпфирующих свойств системы при малых скольжениях, что имеет место в исследовании подобного рода режимов, не влияет на результаты расчетов.

Наибольшее влияние оказывает первоначальный наброс мощности, обуславливающий первый цикл качаний.

Литература

1. Веников В.А. Переходные электромеханические процессы в электрических системах. - М.: Энергия, 1970. -472 с.
2. . Гуревич, Ю.Б. Лобова, Л.Е. Окин. А.А Расчеты устойчивости и противоаварийной автоматики в энергосистемах. - М.: Энергоатом издат, 1990. -319 с.
3. Сергеев В.В, Савинов В.Н., Павликов В.С. Балансы и режимы работы Московской энергосистемы // Электрические станции. 2007. -№11.