Capítulo 12

Procesos transitorios en los nodos de carga de los sistemas eléctricos de potencia durante perturbaciones grandes

12.1. Influencia de las desviaciones grandes de los parámetros del régimen en el comportamiento de la carga

Los procesos que tienen lugar durante el arranque de los motores pertenecen a los procesos transitorios más típicos que influyen en los regímenes de los nodos de carga. Los motores modernos de gran potencia, en especial, los motores asincrónicos con el rotor en cortocircuito, tienen corrientes de arranque bastante grandes, por esa razón su régimen de arranque influye considerablemente en el régimen del sistema eléctrico de potencia. **Un arranque simultáneo** de un grupo considerable de motores, cuya potencia sumada es conmensurable con la del sistema restante, puede ejercer una influencia considerable sobre el régimen de éste. Cuando la potencia de los generadores y de los motores es conmensurable, es obligatorio realizar la prueba de la influencia del arranque sobre el régimen del sistema.

Durante la **reconexión automática** (RA) y la conmutación de las fuentes, tienen lugar procesos transitorios que requieren un estudio especial. En las líneas de transmisión que alimentan cualquier carga, lo mismo que en las líneas de alta tensión de gran potencia, pueden suceder *cortocircuitos transitorios*. Un cortocircuito que apareció por cualquier motivo puede eliminarse por sí mismo, desconectándose la sección averiada, la cual puede ser luego conectada al funcionamiento normal. Cuando una de las fuentes, por ejemplo, un transformador, sale de funcionamiento, los motores y otros consumidores alimentados de ella se conectan al suministro de reserva, o sea a otro transformador. Debido a que los motores eléctricos y otros tipos de carga están conectados en paralelo a una fuente de tensión, entonces la corriente que aparece en el nodo del sistema es mucho mayor que la normal. Esto conduce a la baja de la tensión en el sistema eléctrico lo cual, a su vez, provoca la disminución del momento de rotación tanto de los motores que fueron conmutados como de aquellos que antes funcionaban en condiciones normales. Si no se toman las medidas respectivas basadas en los cálculos y no se evalúa la disminución posible de la tensión en los bornes de los motores eléctricos, puede suceder que durante la conmutación los motores eléctricos no podrán funcionar, o sea se pierde la estabilidad.

Durante el **autoarranque** de los motores aparece la necesidad de realizar cálculos similares cuando por cualquier motivo hay una desconexión por corto tiempo de toda la carga conectada a ese nodo, y luego la tensión en dicho nodo se restablece. Si los motores y otros consumidores no fueron desconectados, entonces todos ellos resultan conectados a la tensión restablecida y los motores que se frenaron considerablemente, e incluso se detuvieron, de nuevo se autoarrancan. Las condiciones del autoarranque deben ser calculadas de tal forma que el autoarranque de los motores pueda tener lugar y durante dicho proceso la parte restante del sistema no sufra una disminución de la tensión o la frecuencia tal que pueda turbar el funcionamiento normal.

En los sistemas eléctricos de potencia existen cargas tipo impulso de gran potencia que provocan saltos bruscos de la corriente. A éstas pertenecen, por ejemplo, la tracción eléctrica, la cual provoca variaciones regulares, aunque no periódicas, de la carga y, por consiguiente, saltos de la corriente y la tensión en el sistema eléctrico de potencia. Saltos aún más fuertes (comúnmente periódicos) son provocados por los trenes de laminación y otras cargas con momento que varía periódicamente. En presencia de tales cargas, en los cálculos de los regímenes aparecen dos problemas:

1) esclarecer las condiciones para las cuales el funcionamiento de las cargas tipo impulso no conlleva a oscilaciones de la tensión no permisibles en las demás cargas, o sea no provoca oscilaciones de la velocidad de otros motores asincrónicos y a oscilaciones de la tensión en presencia de las cuales los dispositivos del alumbrado vayan a variar su flujo de luz causando así molestias inadmisibles a las personas;

2) establecer la estabilidad de los motores en presencia de cargas tipo impulso con momento variable. De esta manera aparece el problema especial de probar la estabilidad de los motores sincrónicos o asincrónicos que ponen en funcionamiento los trenes de laminación o equipos similares. Todos estos problemas exigen analizar las perturbaciones grandes del régimen (fenómenos dinámicos).

Los motores que pertenecen a la carga, que en su mayor parte (90—95%) son asincrónicos, crean en los nodos de carga procesos electromecánicos complejos. Dichos procesos están relacionados con las exigencias tecnológicas, oscilaciones mecánicas de la carga, particularidades del sistema cinemático del mecanismo y su accionamiento eléctrico, particularidades de los regímenes transitorios en ciertas unidades, variación de la tensión de la red de suministro, etc.

Cualquier variación de la velocidad del mecanismo (que frecuentemente es un sistema electromecánico de muchos elementos), va acompañada de cambios de la energía cinética. Esto es muy importante y provoca la variación del momento, potencia y velocidad angular del motor eléctrico. Además, la ecuación de movimiento del sistema, o la ecuación de los momentos (referida al rotor del motor), tiene la forma

$$M_{t.m} - M_r = J\frac{d\omega}{dt} + \frac{\omega^2}{2}\frac{dJ}{d\alpha}, \qquad (12.1)$$

donde $M_{t.m}$ es el momento desarrollado por las fuerzas motrices; M_r, momento de las fuerzas de resistencia; J, momento de inercia del sistema, que, en general, es función del ángulo de desplazamiento de la parte que realiza el trabajo, o sea $J = f(\alpha)$; ω, velocidad angular del motor.

El segundo miembro de la ecuación (12.1) es el momento dinámico del sistema M_{din}. Cuando J = const, la ecuación (12.1) adquiere la forma

$$M_{t.m} \mp M_r = Jd\omega/dt.$$

El momento de resistencia M_r, referido al rotor del motor, está condicionado por las fuerzas de resistencia. Dicho momento puede tanto oponerse, como estimular el movimiento del mecanismo. En el primer caso su signo es negativo, en el segundo, positivo. Durante el funcionamiento de cualquier mecanismo el momento puede mantenerse constante o variar.

Los momentos M_r se pueden clasificar en dos categorías: reactivos y activos. A la categoría de los reactivos pertenecen los momentos estáticos que se oponen al movimiento y varían el signo durante la marcha atrás del motor (reverso), por ejemplo, los esfuerzos de fricción. Los momentos activos conservan el sentido de la acción durante la marcha atrás del motor; por consiguiente, para un sentido de

la rotación se van a oponer al movimiento y en el otro lo van a estimular. A dicha categoría pertenece, por ejemplo, el momento creado por la carga sobre el tambor del mecanismo de elevación de una grúa. Los momentos activos, que se oponen al movimiento, se incluyen en la ecuación con el signo menos, y los que lo estimulan, con el signo más.

Sobre el momento de los mecanismos ejercen influencia las particularidades del proceso tecnológico y el sistema electromecánico-cinemático del mecanismo, etc. Conforme a lo dicho, los mecanismos ejecutores se subdividen en clases*).

A la primera clase pertenecen los mecanismos cuyo momento respecto de la velocidad *prácticamente no varía*: $M_r = \text{const}$. Como ejemplos pueden servir los mecanismos de los elevadores, transporte de la cabina y puente de una grúa puente, elevador para pasajeros, bandas transportadoras, transportador de rodillo, elevador con correa niveladora en las minas y otros mecanismos.

Los mecanismos **de la segunda clase** se caracterizan por el hecho de que su momento es *función de la velocidad*. Esta dependencia puede ser expresada por la fórmula

$$M_r = M_0 + (M_{r.nom} - M_0)\,(\omega/\omega_{nom})^n,$$

donde M_0 es el momento de marcha en vacío; $M_{r.nom}$, momento de resistencia para una carga nominal; ω, velocidad angular del motor; ω_{nom}, velocidad angular nominal; n, índice que depende de la estructura del mecanismo; $n = -(1 \ldots 2)$ y puede tener valores fraccionarios o iguales a cero. Ejemplos de dichos mecanismos son el ventilador, el compresor, la hélice.

En los mecanismos **de la tercera clase** el momento *depende del ángulo de desplazamiento del eje del motor*: $M_r = f(\alpha)$. A dichos mecanismos pertenecen los elevadores, equipos de presión, tracción, equipos de excavación.

A **la cuarta clase** pertenecen los mecanismos cuyo momento depende al mismo tiempo del *ángulo de desplazamiento y de la velocidad*. Estos son por ejemplo, las locomotoras eléctricas, los mecanismos de dirección.

La quinta clase se caracteriza por el hecho de que el momento del mecanismo *depende del tiempo*, variando de acuerdo a cierta ley. A esta clase pertenecen por ejemplo, la sierra, el mecanismo de perforación rotatoria.

Los accionamientos eléctricos durante el funcionamiento y, por consiguiente, los procesos transitorios condicionados por ellos, están relacionados con dos regímenes fundamentales:

1) duradero, que varía lentamente (aquí aparecen los problemas de la estabilidad estática);

2) de poca duración y de poca duración-repetido, que varía rápidamente (éstos crean la necesidad de resolver los problemas de la estabilidad dinámica).

Los momentos de resistencia de un mecanismo, al igual que los momentos electromecánicos del motor, pueden dividirse en estáticos y dinámicos. En el capítulo 11 fueron explicadas las particularidades de dichas características con respecto a los motores.

En el presente capítulo las características y particularidades de los motores se van a analizar en forma compleja, considerando tanto las propiedades del motor, como las del mecanismo instalado en su eje. En lo sucesivo, para establecer las correlaciones fundamentales se supone que la característica dinámica puede reemplazarse por una cuasidinámica, y el momento de resistencia del mecanismo en el eje se asume como constante.

*) Véase: *B. Гайдукевич, B. Титов.* Случайные нагрузки силовых электроприводов. — М.: Энергоатомиздат, 1983. (*V. Gaidukévich, V. Titov.* Cargas aleatorias de los accionamientos eléctricos de potencia).

Características dinámicas y cuasidinámicas. La dependencia de los parámetros del régimen respecto del tiempo y la variación de otros parámetros (hallada para variaciones tan rápidas del régimen que es obligatorio tener en cuenta la velocidad) se llama *característica dinámica*. Ésta se representa en forma de un enlace funcional de uno de los parámetros del régimen, así como de una serie de otros parámetros del régimen y sus derivadas, por ejemplo

$$P = \varphi\,(U,\ f,\ dU/dt;\ d^2U/dt^2;\ d^2f/dt^2;\ \ldots).$$

Aquí la característica dinámica se representa por una superficie hiperbólica en el espacio de fase.

El caso más sencillo de la característica dinámica es la superficie tridimensional, por ejemplo

$$P = \varphi\,(U,\ dU/dt) \text{ o bien } P = \varphi\,(s,\ ds/dt).$$

Cuando el carácter de variación de la tensión, deslizamiento, etc., es dado en el tiempo, puede obtenerse la característica cuasidinámica y representarse en forma de una serie de curvas en el plano

$$P = \varphi\,(U_{t=0},\ U_{t=1},\ \ldots,\ U_{t=n}), \text{ o bien } P = \varphi\,(t).$$

Representar las características dinámicas de la carga y emplearlas resulta complicado, y por eso en los cálculos prácticos comúnmente utilizan las características

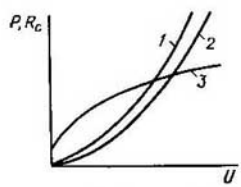


Fig. 12.1. Dependencia entre la potencia activa y la tensión para la carga de alumbrado (cuando la tensión varía no más rápido que durante 0,2—0,3 s):
1, característica $P = U^2/R_C$, siendo R_C = const; *2*, característica $P = U^2/R_C$, siendo $R_C = \varphi\,(U)$ (lámparas incandescentes); *3*, característica $R_C = \varphi\,(U)$

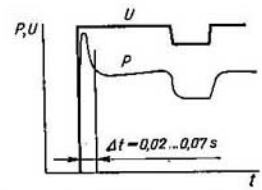


Fig. 12.2. Consumo de potencia activa por la carga de alumbrado durante una variación rápida de la tensión

cuasidinámicas. Las características complejas de la carga se componen de las características de sus elementos, a las cuales pertenecen:

1. Características de la carga de alumbrado. La potencia activa consumida por los equipos de iluminación que contienen lámparas incandescentes no depende de la frecuencia y es, aproximadamente, proporcional a la tensión a la potencia 1,6. La carga de iluminación no consume potencia reactiva. La potencia activa de la carga de iluminación compuesta de lámparas incandescentes depende considerablemente de la frecuencia, y disminuye en un 0,5—0,8% cuando la frecuencia varía en un 1 %, pero muy poco depende de la tensión.

Las características dinámicas de los equipos de iluminación en el análisis de la mayoría de los procesos transitorios electromecánicos (cálculos de estabilidad, oscilaciones grandes), se pueden considerar idénticas a las estáticas. En la fig. 12.1

se exponen las características estáticas $P = f(U)$, de una carga de iluminación compuesta por lámparas incandescentes, y la respectiva variación de la resistencia de carga $R_C = f(U)$. Sin embargo, como se muestra en la fig. 12.2 el cambio de la potencia activa consumida por esta carga durante una variación rápida de la tensión difiere sustancialmente del mostrado en la fig. 12.1.

2. Característica de los motores de carga. Sobre las características estáticas y dinámicas de los motores asincrónicos y sincrónicos ya se habló en el cap. 4 y en el parágrafo 11.2. Las características de este tipo de carga son muy variadas, lo cual

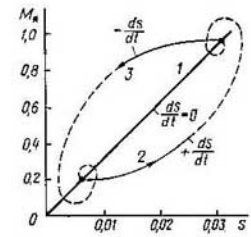


Fig. 12.3. Dependencia entre el momento del motor asincrónico M y el deslizamiento s y la aceleración ds/dt

Con la línea de trazos se muestran las características cuando $ds/dt = \text{const}$

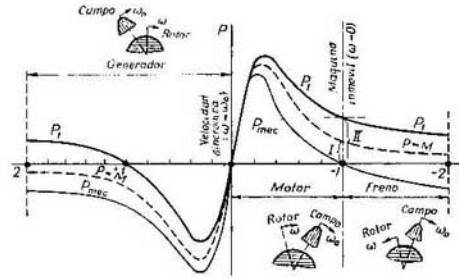


Fig. 12.4. Características de los regímenes de una máquina asincrónica:

P_1, potencia consumida de la red cuando la resistencia del estator $R_1 \neq 0$; $M = P$, momento de rotación; P_{mec}, potencia mecánica en el eje del motor; I, momento de arranque; II, potencia consumida durante el arranque

está condicionado más que todo por la aparición de corrientes libres provocadas por los saltos bruscos del régimen y por las variaciones rápidas del deslizamiento ($ds/dt \neq 0$). En la fig. 12.3 como ejemplo se muestran las características dinámicas $M = \varphi(s, ds/dt)$ de un motor asincrónico, y en la fig. 12.4, las características del motor en distintos regímenes. Una máquina asincrónica en los procesos transitorios puede funcionar no sólo como un motor, sino también como un freno (cuando $s > -1$) o un generador (cuando $s > 0$). Los tres regímenes descritos de la máquina asincrónica, la correlación entre potencias y momentos, al igual que entre las velocidades del campo giratorio y del rotor, se exponen en la fig. 12.4.

Si la velocidad de variación del ángulo (o deslizamiento) no es muy grande, entonces analizando los cambios del régimen de funcionamiento del motor sincrónico o asincrónico, por ejemplo, variaciones de la tensión en sus barras, se pueden obtener aproximadamente las características dinámicas a base de una serie de características estáticas (fig. 12.5). Para esto, haciendo uso de la fórmula conocida de la potencia del motor asincrónico [véase (11.1)] y llevando a cabo una linealización, reemplacemos las características $M = \varphi(s)$ por unas rectas y supongamos que $M_{mec} = M_0 = \text{const}$. No consideremos los procesos electromagnéticos que transcurren en los devanados del motor, y sustituyamos las características $M = \varphi(s)$ por las rectas *0-1-1*, *0-2-2* (fig. 12.6). Para tal caso la ecuación de movimiento va a tener la forma

$$T_J ds/dt = M_0 - Ks,$$

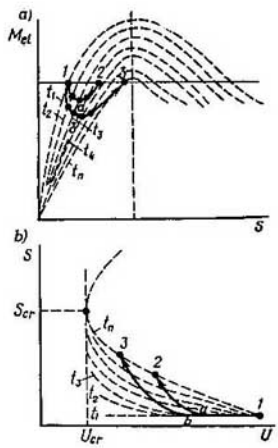


Fig. 12.5. Características estáticas (- - -) y dinámicas (——) del motor asincrónico: *a*, $M_{el} = f(s)$; *b*, $s = \varphi(U)$

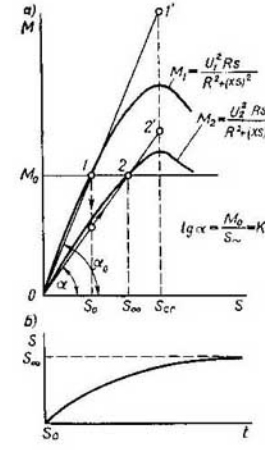


Fig. 12.6. Variación del régimen del motor asincrónico cuando disminuye la tensión desde U_1 hasta U_2:
a, características estáticas del momento $M = \varphi(s)$; *b*, característica dinámica $s = f(t)$

donde el coeficiente de proporcionalidad $K = \operatorname{tg}\alpha$ (fig. 12.6, *a*) o bien

$$\int \frac{ds}{M_0 - Ks} = \int \frac{dt}{T_J}, \text{ de donde } \frac{1}{K} \ln (Ks - M_0) + C_1 = -\frac{t}{T_J}.$$

Aquí C_1 es una constante de integración, cuando $t = 0$

$$C_1 = -\ln (Ks_0 - M_0)/K.$$

Desarrollando el valor de C_1, obtenemos

$$\frac{1}{K} \ln \frac{Ks - M_0}{Ks_0 - M} = -\frac{t}{T_J}.$$

Realizando una serie de transformaciones hallemos el deslizamiento para cualquier momento de tiempo t (fig. 12.6, *b*)

$$s = [(Ks_0 - M_0)\, e^{-Kt/T_J} + M_0]/K.$$

Al comienzo del proceso para $t = 0$ y al final para $t = \infty$ tenemos, respectivamente,

$$s = s_0; \quad s = s_\infty = M_0/K.$$

Además de esto, cuando $s = s_\infty$

$$M_2 = M_0 = U_2^2 R_2 s_\infty / [R_2^2 + (xs_\infty)^2].$$

Por consiguiente, conocidos R_2, x, U_2 y M_0, se puede hallar s_∞ y luego $K = M_0/s_\infty$.

Si se consideran los procesos transitorios electromagnéticos en los devanados del motor la resolución es mucho más compleja.

Otro enfoque más consiste en lo siguiente. Representando el motor mediante la fórmula (11.1), hallemos el momento excedente de frenado*) que aparece durante la variación del deslizamiento: $\Delta M = M_{mec} - M$. Por acción de este último el deslizamiento del motor aumenta y en el punto c (fig. 12.7, a) se establece un

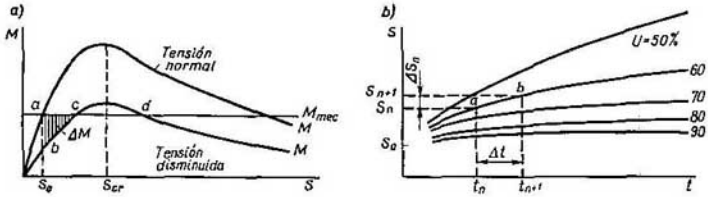


Fig. 12.7. Características de la variación del deslizamiento del motor cuando varía la tensión: a, $M = \varphi(s)$ para una tensión normal y disminuida; b, variación de $s = f(t)$ durante los cambios de la tensión

nuevo régimen estacionario (o bien el motor se detiene, si $M_m < M_{mec}$). La ecuación de movimiento del rotor del motor en el régimen transitorio puede obtenerse de la siguiente manera.

El momento excedente ΔM crea una aceleración $\Delta M/T_J$, donde T_J es la constante de inercia del motor junto con el mecanismo giratorio. Esta aceleración es la derivada de la velocidad según el tiempo: $d\omega/dt = -ds/dt$ cuando $s = 1 - \omega$, donde ω es la velocidad angular, y s, el deslizamiento. Por consiguiente,

$$-\Delta M/T_J = -ds/dt$$

o bien

$$\Delta M = M_{mec} - M = T_J ds/dt,$$

de donde

$$dt = T_J \frac{ds}{M_{mec} - M} = T_J \frac{ds}{M_{mec} - \dfrac{2M_m}{s/s_{cr} - s_{cr}/s}}.$$

La solución de esta ecuación

$$t = T_J \int_{S_0}^{S} \frac{ds}{p_T - \dfrac{2M_m}{s/s_{cr} - s_{cr}/s}}$$

nos da la dependencia $t = f(s)$, lo que permite trazar la curva de variación del deslizamiento del motor en el tiempo para una tensión disminuida en sus bornes. En la fig. 12.7, b se muestra un conjunto de dichas curvas para diferentes tensiones en las barras del motor (por el 100% se admite la tensión en el régimen normal).

Si, por ejemplo, en cierto momento el deslizamiento del motor es igual a s_n para una tensión en las barras $U = 60\%$ (punto a en la fig. 12.7), entonces suponiendo que la tensión conserva su valor durante un intervalo de tiempo pequeño Δt, con ayuda de las curvas se puede hallar la variación del deslizamiento Δs_n para dicho intervalo. Comúnmente las curvas (fig. 12.7) las transforman a la dependencia $U = f(s)$ para diferentes t.

*) Se supone que a raíz del supuesto acerca de la pequeñez de $\Delta\omega$ se puede asumir que $\Delta P = \Delta M$.

Características de la potencia activa asincrónica. Las características de esta potencia consumida por los motores de carga y, por consiguiente, el momento electromagnético de rotación del motor, durante los procesos transitorios en gran medida van a ser predeterminados por la potencia (momento de frenado) de las máquinas que son accionadas (o sea las máquinas que realizan el trabajo) y por sus características $M_{mec} = f(\omega)$. Las variaciones de P, M van a depender no solamente del régimen de la red de suministro, sino también de las características mecánicas de las máquinas accionadas, o sea de las dependencias del momento mecánico con respecto de la velocidad angular. El conjunto de características mecánicas de las máquinas que realizan el trabajo, mostradas en la fig. 12.8, puede ser reducido a tres tipos fundamentales de dependencias $M_{mec} = f(\omega)$:

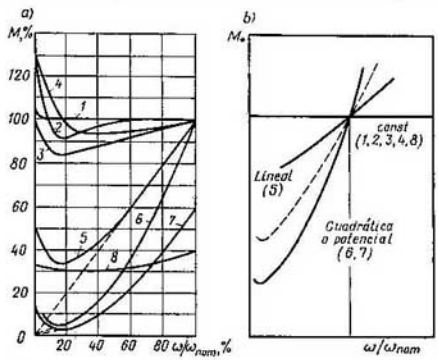


Fig. 12.8. Características mecánicas de las máquinas accionadas:

a, características típicas $M = f(\omega/\omega_{nom})$: ω_{nom}, velocidad angular nominal de funcionamiento de la máquina. Máquinas con condiciones difíciles de arranque: *1*, grúas, etc., con un momento de fricción pequeño (momento constante); *2*, grúas y mecanismos transportadores con fricción; *3*, trenes de laminación sin reverso; *4*, compresores de émbolo (arranque bajo carga), moledoras, cilindros de laminación en la industria del caucho. Máquinas con condiciones fáciles de arranque; *5*, calandrias (en la industra textil); *6*, bombas centrífugas y ventiladores (arranque con la válvula abierta); *7*, lo mismo pero con la válvula cerrada; *8*, compresores de émbolo, turbocompresores, motores-generadores (en todos los casos el arranque se hace sin carga); *b*, tres tipos de características generalizadas

a) momento constante o poco dependiente de la velocidad:

$$M_{mec} = \text{const}; \quad P_{mec} \equiv \omega M_{mec}.$$

A este tipo de características pertenecen las dependencias *1*, *2*, *3*, *4*, *8*;

b) momento aproximadamente proporcional a la velocidad (dependencia *5*):

$$M_{mec} \equiv \omega; \quad P_{mec} \equiv \omega^2;$$

c) momento aproximadamente proporcional al cuadrado de la velocidad (características *6*, *7*):

$$M_{mec} \equiv \omega^2; \quad P_{mec} \equiv \omega^3;$$

donde $\omega = \omega_0 + \Delta\omega$.

En caso general se puede considerar que $M_{mec} = M_0\omega^n$. Asumiendo que $\omega_0 = 1$, se puede escribir que $M_{el} = M_0(1 + s)^n = f(s)$. Sin embargo, las características mostradas en la fig. 12.8 y, por consiguiente, la característica $M_{el} = f(s)$ dependen no solamente de ω sino que en caso general también de $d\omega/dt$. Todo esto hace que las características sean complejas.

Del circuito equivalente del motor se deduce que la potencia reactiva Q, consumida por él, tiene dos componentes: la potencia magnetizante Q_μ relacionada con la corriente magnetizante y la potencia de dispersión Q_s relacionada con la creación de los campos de dispersión en el estator y el rotor:

$$Q = Q_\mu + Q_s.$$

Para los supuestos asumidos la potencia de dispersión se convierte en una función compleja del deslizamiento:

$$Q_s = I^2 x_s,$$

donde $I = \sqrt{M_0(1 + s)^n s/R}$.

La potencia de magnetización es

$$Q_\mu = U^2/x_\mu = I_\mu U,$$

donde I_μ es la corriente de marcha al vacío.

Los valores de la corriente de marcha al vacío cuando $U = U_0$ dependen de la potencia del motor (cuanto mayor sea la potencia del motor, menor será la corriente de magnetización con respecto a la nominal) y de la velocidad (en los motores con frecuencia de rotación pequeña la corriente magnetizante es mayor). Los valores aproximados son el 20—60 % de la corriente nominal.

Cuando se toma en consideración la disminución de x_μ con la saturación, la dependencia Q_μ con respecto a la tensión se desvía notoriamente de la parábola cuadrática, y los procesos dinámicos la deforman aún más en el período inicial del proceso transitorio.

Característica dinámica más sencilla de la carga sincrónica (motor sincrónico). A base de la expresión del momento y la potencia de la máquina sincrónica, se pueden obtener diferentes características dinámicas. Así, al cambiar la tensión aplicada al motor, su potencia y momento de rotación varían (si no se consideran las pérdidas en el estator) proporcionalmente a la tensión:

$$P = (UE_q/x_d) \operatorname{sen} \delta; \quad M = P/\omega_0.$$

Al cambiar la frecuencia de la tensión aplicada, varía el momento de rotación:

$$M = (UE_{q0}\omega^{n-1}/x_{d0}) \operatorname{sen} \delta,$$

donde x_{d0} es el valor de la reactancia para $\omega = \omega_0$; $\omega_* = \omega/\omega_0$, la frecuencia relativa; n, el índice que caracteriza el sistema de excitación del motor.

El momento (si no se considera la saturación) es proporcional a la corriente de rotor. El motor sincrónico comúnmente funciona con un ángulo $\delta_0 = 25 \ldots 30°$ y posee un factor grande de sobrecarga $K_{SC} = M_{máx}/M_0 = 2{,}0 \ldots 2{,}5$; para ciertas máquinas especiales $K_{SC} = 3 \ldots 4$.

En los motores de polos salientes se tiene además el momento respectivo a dichos polos (llamado a veces, no muy acertadamente, reactivo)

$$M_{p\delta} = \frac{U^2}{2\omega_*} \frac{x_d - x_q}{x_d x_q} \operatorname{sen} 2\delta.$$

Este momento es proporcional al cuadrado de la tensión aplicada e inversamente proporcional a la frecuencia.

La potencia reactiva en los bornes del motor, determinada de manera simplificada sin considerar las pérdidas en el estator, es

$$Q = \frac{UE_{q0}\omega^{n-1}}{x_{d0}} \cos \delta - \frac{U^2}{x_{d0}}.$$

Cuando $\frac{E_{q0}\,\omega^{n-1}}{x_{d0}} \cos \delta > \frac{U^2}{x_{d0}}$ el motor genera potencia reactiva.

Las dependencias de P y Q respecto del carácter del proceso transitorio, por ejemplo con respecto a la velocidad de variación de la tensión en las barras del motor, van a ser las siguientes:

—en caso de un cambio lento de la tensión las dependencias $Q = f(U)$ y $P = f(U)$ se predeterminan por las características estáticas D, expuestas en la fig. 12.9. Dichas características fueron construidas para $E_q = \text{const}$;

—en caso de un cambio brusco de la tensión las características dinámicas A, o sea $Q = f(U)$, $P = f(U)$ se trazan para $x' = \text{const}$ y una $E'_q = \text{const}$ aplicada detrás de ella;

—en caso de una variación de la tensión con velocidad finita las gráficas $Q = f(U)$, $P = f(U)$ se ubican entre D y A (o sea B y C).

Características de una carga convertidora (rectificadora e invertora). Estas características están condicionadas por la regulación del convertidor y dan la dependencia entre las potencias activas y reactivas (consumidas o suministradas por el convertidor) respecto de la tensión aplicada. Dicha regulación es rápida, por eso en la primera aproximación se puede considerar que las características estáticas y dinámicas coinciden. Sin hacer aquí un análisis detallado del funcionamiento de los convertidores y sin deducir las fórmulas analíticas correspondientes*), aducimos las características aproximadas de un rectificador y de un invertor.

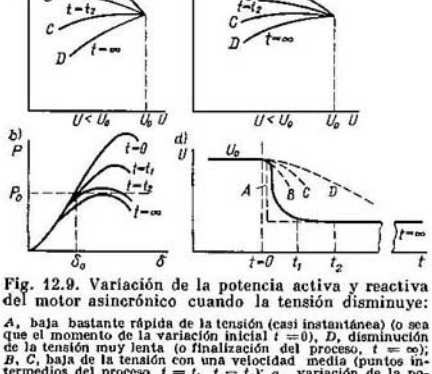


Fig. 12.9. Variación de la potencia activa y reactiva del motor asincrónico cuando la tensión disminuye:

A, baja bastante rápida de la tensión (casi instantánea) (o sea que el momento de la variación inicial $t = 0$), *D*, disminución de la tensión muy lenta (o finalización del proceso, $t = \infty$); *B*, *C*, baja de la tensión con una velocidad media (puntos intermedios del proceso $t = t_1$, $t = t_2$); *a*, variación de la potencia activa durante la disminución de la tensión [$P = f(U)$] con diferentes velocidades (*A*, *B*, *C*, *D*) o en distintas etapas del proceso mostrado en la fig. *d*; *b*, lo mismo, $P = \varphi(\delta)$; *c*, variación de la potencia reactiva para las mismas condiciones; *d*, carácter de variación de la tensión

La potencia del rectificador y del invertor depende de la tensión aplicada, parámetros del sistema de corriente continua, ángulos de encendido del rectificador y el invertor (fig. 12.10). En las transmisiones mediante corriente continua comúnmente se realiza una regulación simultánea de los ángulos de encendido en las dos subestaciones convertidoras.

En la fig. 12.10, *a*, *b* se muestran las características típicas de los convertidores de gran potencia. La diferencia entre estas características está condicionada, primero que todo, por la acción de los reguladores de la corriente de carga y mínima, respectivamente. El regulador de corriente (RC) varía el ángulo de encendido del rectificador según el valor de la corriente de carga. Si el ángulo de encendido del rectificador se hace igual a cero, entonces el regulador de corriente está incapacitado para mantener en adelante el valor dado de la corriente durante la disminución de ésta. En este caso, la corriente de la carga se mantiene por el regulador de la corriente mínima en el invertor que disminuye el ángulo de encendido cuando disminuye la corriente. Comúnmente el regulador de corriente mínima entra en acción solamente cuando el regulador de corriente (de carga) no está en condiciones de evitar la disminución de la corriente en el rectificador. En los reguladores de corriente la corriente de la carga se compara con una corriente dada en el ajuste. El regulador de corriente realiza la regulación de la corriente en el rectificador solamente cuando la corriente en la carga es superior a la prefijada en el ajuste. El regulador de corriente mínima realiza la regulación de la corriente solamente cuando la corriente se hace menor que la del ajuste.

*) Un análisis más detallado y la deducción de las fórmulas correspondientes se realiza en los cursos de electrónica industrial y transmisión de energía mediante corriente continua. Véase por ejemplo: Электрические системы: Передача энергии переменным и постоянным током./Под ред. *В. Веникова* — М.: Высшая школа, 1972. (Transmisión de energía mediante corriente alterna y continua. Bajo la redacción de *V. Vénikov*).

En la fig. 12.10, *c* se ilustran las características de los convertidores de los hornos y convertidores de los equipos de mercurio que alimentan un proceso (carga) de electrólisis. Sus características son similares a las del motor asincrónico. La carga de un horno tiene características variadas en dependencia del tipo de horno. Los hornos de arco eléctrico y de resistencia de todos los tipos (desde pequeños, domésticos, hasta de gran potencia) consumen solamente potencia activa, que es proporcional al cuadrado de la tensión. De esta manera, la característica de los

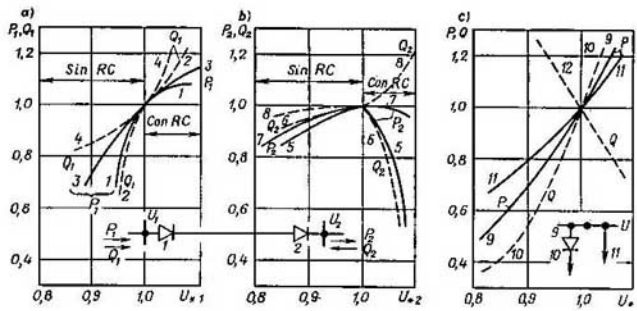


Fig. 12.10. Características de las cargas rectificadora e invertora:

——, potencia activa; — — —, potencia reactiva

a, extremo rectificador:

1, $P_1 = \varphi(U_{*1})$; *2*, $Q_1 = \varphi(U_{*1})$; } sin regulador de corriente mínima

3, $P_1 = \varphi(U_{*1})$; *4*, $Q_1 = \varphi(U_{*1})$; } lo mismo, con regulador

b, extremo invertor:

5, $P_2 = \varphi(U_{*2})$; *6*, $Q_2 = \varphi(U_{*2})$; } sin regulador de corriente mínima

7, $P_2 = \varphi(U_{*2})$; *8*, $Q_2 = \varphi(U_{*2})$; } lo mismo, con regulador

c, equipos de electrólisis y hornos:

9, $P = \varphi(U_{*2})$; *10*, $Q = \varphi(U_{*2})$; } para una unidad invertora de mercurio

11, $P = \varphi(U_*)$; horno eléctrico de resistencia

12, $Q = \varphi(U_*)$; horno de carborundo

hornos $P = f(U)$ es parecida a la característica de la carga de alumbrado. Las características de la potencia reactiva de los hornos de carborundo tienen un carácter específico (véase fig. 12.10, curvas *11*, *12*).

Características dinámicas de la carga compleja de los sistemas eléctricos de potencia. La carga compleja se compone de las cargas doméstica, de alumbrado, motores, rectificadores e invertores, así como también de las pérdidas en los transformadores y cables. Sus características dinámicas pueden ser obtenidas aproximadamente basándose en una serie de características estáticas (de manera similar a como se hizo para obtener las características dinámicas más sencillas de los motores asincrónicos).

Las variaciones de la potencia consumida por la carga con el cambio de la tensión y de la frecuencia, cuando las desviaciones de éstas son pequeñas y lentas o rápidas, pueden representarse mediante las expresiones:

$$\Delta P = (\partial P/\partial U)\,\Delta U + (\partial P/\partial f)\,\Delta f;$$
$$\Delta Q = (\partial Q/\partial U)\,\Delta U + (\partial Q/\partial f)\,\Delta f.$$

Durante la variación solamente de U, o de f, las magnitudes $dP/dU = a_U$; $dQ/dU = b_U$; $dP/df = a_f$; $dQ/df = b_f$, tomadas de las características estáticas o dinámicas, respectivamente, se denominan *efectos reguladores de las potencias activa y reactiva de la carga según la tensión y la frecuencia*. El efecto regulador de la carga compleja tiene los siguientes valores (p.u):

—para un cambio lento de la tensión en las proximidades de su valor normal (característica estática), comúnmente es de 1,5—3,5 para la potencia reactiva y de 0,3—0,95 para la activa;

—para las variaciones de la frecuencia cerca de su valor normal (característica estática) es de 1,5—3,0 para la potencia activa y 1—6 para la reactiva;

—para las variaciones rápidas cambia (notoriamente) en dependencia de la velocidad de variación de la tensión o la frecuencia.

Comúnmente para las componentes de la carga el diapasón de variación del efecto regulador es mayor que para la carga compleja.

La carga compleja cuando las variaciones de la frecuencia y la tensión son considerables. Arriba se supuso que los cambios de la frecuencia y la tensión son tan pequeñas, que se pueden linearizar las características de la carga y emplearlas para determinar ΔP y ΔQ. Sin embargo, en los sistemas eléctricos de potencia tienen lugar variaciones considerables de la frecuencia y la tensión. Generalmente, los cambios de la frecuencia están condicionados por la aparición de un desbalance entre la potencia eléctrica entregada por los generadores a la red, y la potencia mecánica de sus motores primarios. Estas variaciones, como ya se notó en el cap 11, causan desviaciones en el consumo de la potencia reactiva, tensión y pérdidas de potencia activa. Para las desviaciones rápidas todos los cálculos deben ejecutarse con ayuda de las características dinámicas.

12.2. Arranque de los motores

Característica general de las condiciones de arranque de los motores sincrónicos y asincrónicos. La puesta en marcha de los motores, o el régimen de arranque de los accionamientos eléctricos que forman parte de la carga compleja, es el proceso de paso de los motores y, por consiguiente, de sus mecanismos de trabajo, del estado inmóvil ($\omega = 0$) al estado de rotación con velocidad normal ($\omega = \omega_0$). Siendo el arranque de los motores una parte esencial del régimen de su funcionamiento, pertenece al grupo de los **procesos transitorios normales.**

Durante el diseño del accionamiento eléctrico y elección del motor respectivo, se establece si dicho motor puede «dar vuelta» (desde $\omega = 0$ hasta $\omega = \omega_0$) al mecanismo conectado a él, para lo cual:

—se establece el tiempo de arranque del motor;

—se establece si es permisible la duración dada del proceso de arranque;

—se prueba la suavidad del arranque (lo cual es en especial importante, por ejemplo, para las grúas y prensas tipográficas);

—se determina el calentamiento del motor durante el arranque;

—se halla la aceleración y las condiciones para que ésta sea constante durante el arranque (lo que es deseable para una serie de mecanismos, por ejemplo, para los ascensores de pasajeros).

Los problemas enunciados se resuelven durante el diseño del accionamiento eléctrico y por eso no se consideran durante el estudio de los procesos transitorios en los nodos de carga, donde la atención se concentra en los **problemas del sistema** tales como hallar la corriente de los motores durante el arranque, determinar si dichas corrientes son permisibles desde el punto de vista de **funcionamiento del sistema y de la red.**

Las corrientes grandes pueden provocar la disminución de la tensión, crear influencias desventajosas en otros motores y otros tipos de carga y pueden conllevar a que dicho motor en realidad se acelere más lentamente de lo que se había previsto para una tensión constante en sus bornes. En estos casos se exige determinar el tiempo de arranque de los motores y la dependencia de la corriente de arranque respecto del tiempo. Como consecuencia de que la tensión disminuye en la red, el momento de rotación del motor puede resultar menor que el momento de resistencia de la carga mecánica, o bien algo mayor, y por tanto, el arranque es imposible, o se extiende en el tiempo más de lo permitido.

Durante el arranque, el motor debe desarrollar un momento de rotación necesario, primero, para superar el momento de resistencia del mecanismo, segundo, para crear cierta energía cinética de las masas giratorias de la unidad. Durante el arranque, el motor consume de la fuente mayor cantidad de energía, lo cual se refleja en el aumento de la corriente de arranque. La multiplicidad de la corriente de arranque respecto de la nominal para los motores asincrónicos es de 1,5—2 cuando el arranque se ejecuta mediante un reóstato (para los motores con rotor de fase) y 5—8 para el arranque de los motores con el rotor encortocircuitado.

El calentamiento elevado durante el arranque crea limitaciones a los accionamientos eléctricos que se emplean donde se requieren arranques frecuentes. En dichas condiciones, se emplean motores de estructura especial y también se toman ciertas medidas para facilitar el arranque.

Las condiciones de arranque comúnmente se subdividen en fáciles, normales y difíciles.

En las condiciones fáciles el momento exigido al comienzo de la rotación del motor es del 10—40% respecto del nominal.

A las condiciones normales pertenecen aquellas para las cuales el mecanismo exige un momento de arranque igual al 50—75% del nominal.

A las condiciones difíciles pertenecen aquellas para las cuales se requiere un momento inicial del 100% del nominal y más. A estas últimas pertenecen las condiciones de arranque de mecanismos tales como compresores, molinos de tambor, diferentes equipos para agitar, y también las bombas con las válvulas abiertas, accionamientos con un momento de inercia considerable. En algunos casos especiales, por ejemplo durante el empleo de motores de una fase y motores sincrónicos en los cuales no se prevé el autoarranque, *el arranque eléctrico de la unidad se sustituye por uno mecánico* mediante dispositivos de arranque. Estos casos, sin embargo, cada día son menos frecuentes y en el presente libro no se analizan.

Para facilitar las condiciones difíciles de arranque en ciertos accionamientos se emplean medios mecánicos especiales: centrífugas, embragues ferromagnéticos o hidráulicos con ayuda de los cuales el motor asume la carga solamente después de que éste alcanza la velocidad necesaria y comienza a desarrollar el momento giratorio respectivo.

Esquema del arranque. Para controlar el arranque y disminuir la corriente de arranque se pueden emplear aparatos de regulación del arranque y esquemas especiales de arranque. Fundamentalmente se emplean tres esquemas de arranque, los cuales son analizados para los motores sincrónicos; el arranque de los motores

asincrónicos se diferencia solamente en que en éstos no existe la última etapa, conexión de la excitación y la entrada al sincronismo.

El arranque mediante un autotransformador se realiza según el esquema mostrado en la fig. 12.11, *a*. Durante el arranque primero se conecta el interruptor del cero *1*, luego el interruptor *2* que conecta el autotransformador a la red. Debido a que el motor está conectado a una tensión disminuida (mediante el autotransformador), éste se acelera consumiendo una corriente relativamente pequeña. Después de que el motor alcanza una velocidad subsincrónica, se conecta la excitación y el motor entra al sincronismo; el interruptor *1* se desconecta y se conecta el interruptor de derivación *3*, que suministra la tensión normal al motor.

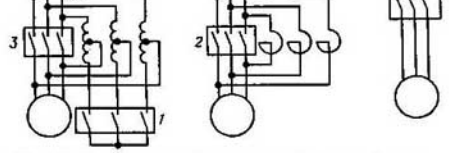


Fig. 12.11. Esquemas de arranque de los motores:
a, mediante un autotransformador; *b*, mediante una reactancia; *c*, directo

En los motores sincrónicos durante un arranque suave la excitación se conecta al motor antes de conectar el interruptor *3*; para un arranque difícil la excitación se conecta después de conectar el interruptor de derivación, o sea después de que al motor se le aplica la tensión total de la red.

Si la tensión de la red se disminuye con ayuda del autotransformador k veces, la corriente consumida de la red durante el arranque decrece proporcionalmente al cuadrado de la tensión k^2 veces. Sin embargo, el autotransformador es bastante costoso y tiene una serie de desventajas en la explotación, ya que se crean impulsos de la corriente durante la conmutación y a veces puede ser causa de las averías. Todo esto conllevó a que en la actualidad no emplean el arranque por autotransformación o se emplea rara vez.

El arranque mediante reactancias se realiza según el esquema presentado en la fig. 12.11, *b*. La reactancia de arranque limita la corriente de arranque y disminuye la tensión en el motor durante el arranque en virtud de que baja la tensión en la reactancia. Al comienzo del arranque el interruptor de derivación *2* está desconectado. Con ayuda del interruptor *1* el motor se conecta a la red a través de la reactancia. A medida de que el motor se acelera, la corriente decrece, lo cual hace que la caída de la tensión en la reactancia disminuya y, por consiguiente, aumente la tensión en el motor. Cuando se alcanza una velocidad subsincrónica, al motor se le conecta la excitación y éste entra al sincronismo, después de lo cual se conecta el interruptor de derivación *2*, desconectando así la reactancia de arranque. Además, el motor queda conectado directamente a la red.

El valor de la reactancia comúnmente se determina según la fórmula*)

$$x_{reac} = U_{nom}\,(1/I_{arr.mín} - 1/I_{arr.máx}),$$

donde $I_{arr.mín}$ es la magnitud hasta la cual hay que disminuir la corriente de arranque con ayuda de la reactancia; $I_{arr.máx}$, la corriente de arranque del motor para la tensión nominal U_{nom} en sus barras.

*) Esta fórmula y las tres siguientes fueron deducidas suponiendo que en la impedancia del motor no se considera la resistencia, o sea es una reactancia. Para un motor inmóvil dicho supuesto no crea mayor error, debido a que cuando $s = 1$

$$(r'_M + r_1)/x \approx 1/3 \ldots 1/6.$$

Cuando la tensión de la red U_r difiere de U_{nom}, la tensión aplicada al motor durante el arranque es

$$U_M = U_r \frac{1}{1+(I_{arr.máx}/U_{nom})\, x_{reac}} .$$

La corriente de arranque del motor es

$$I_{arr.M} = U_r \frac{1}{(U_{nom}/I_{arr.máx})+x_{reac}} .$$

El momento de arranque en presencia de la reactancia disminuye:

$$M_{arr} = M_{arr} U_{nom} (U_M/U_{nom})^2.$$

El arranque a través de la reactancia tiene una desventaja, hacen falta equipos adicionales (la reactancia de arranque y el interruptor de derivación).

El esquema analizado generalmente se emplea si hay necesidad de disminuir considerablemente la corriente en la red y si para el arranque es suficiente aumentar el momento de arranque un poco por encima del momento estático del mecanismo.

El arranque directo se realiza según el esquema mostrado en la fig. 12.11, *c*. El motor se conecta a la tensión total de la red mediante el interruptor. Con ayuda del momento asincrónico de rotación el motor alcanza una velocidad subsincrónica, después de lo cual se conecta la excitación y éste entra al sincronismo.

Las mayores ventajas del arranque directo son la ausencia de dispositivos complejos de arranque, sencillez del esquema y reducción considerable del tiempo de arranque.

Para ilustrar el carácter de los procesos transitorios durante el arranque, en la fig. 12.12 se aducen los oscilogramas del arranque directo y mediante las reactancias de un motor sincrónico.

Ecuación de movimiento durante el arranque y su integración. El proceso de movimiento de un motor se describe por la fórmula (12.1)

$$\Delta M = M - M_{mec} = T_J ds/dt,$$

donde M es el momento electromagnético del motor; M_{mec}, el momento de resistencia del mecanismo de trabajo; T_J, la constante de inercia de la unidad.

Para un motor sincrónico $s = (\omega_0 - \omega)/\omega_0 = -(1/\omega_0)(d\delta/dt)$. La constante de inercia T_J se define como la suma de los momentos volantes del motor y del mecanismo (carga):

$$GD^2_\Sigma = GD^2_M + GD^2_{mec}.$$

Para determinar la duración del recorrido de arranque o de detención, hay que establecer la dependencia de los momentos del motor M y de resistencia del mecanismo M_{mec} respecto del deslizamiento, con la particularidad de que para determinar la dependencia $M = f(s)$ hay que considerar la influencia de la resistencia mediante la cual se conecta el motor a la red.

Para simplificar el análisis de los regímenes transitorios cuando se determina la dependencia $M = f(s)$, se emplean sólo las características estáticas, aunque en caso de un cambio brusco de la tensión de suministro del motor (conexión del motor a la red, conmutación a la fuente de reserva, caída de la tensión en caso de cortocircuito en la red, etc.) habría que emplear las características dinámicas. Las componentes transitorias de las corrientes en los circuitos del rotor y del estator (variables con el tiempo inclusive cuando el deslizamiento es constante), que crean componentes dinámicas adicionales del momento, no se consideran. Comúnmente la influencia de los momentos adicionales durante el arranque o la detención no es grande y se desprecia (considerándola solamente para determinar los esfuerzos mecánicos máximos).

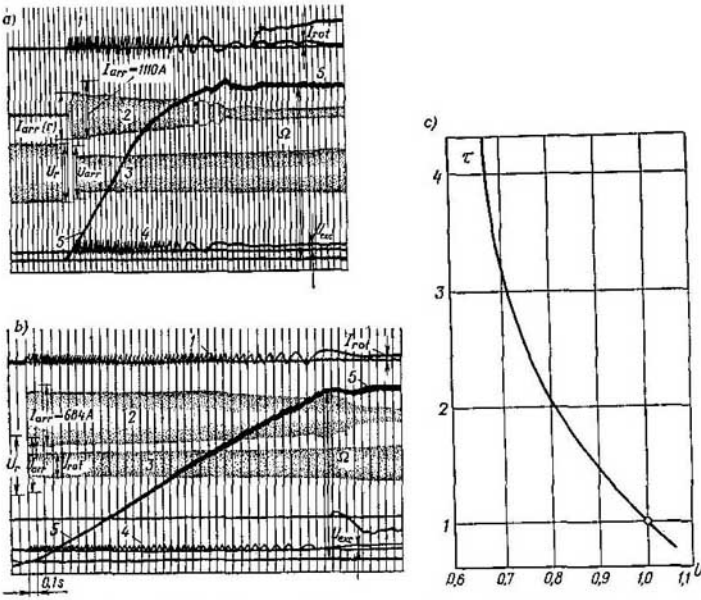


Fig. 12.12. Oscilogramas del arranque de un motor sincrónico:

a, arranque directo con una bomba unida; *b*, arranque mediante una reactancia o un autotransformador sin unir la bomba; *c*, tiempo del arranque (embalamiento) $\tau = t/t_0$ del motor sincrónico en dependencia de la tensión $U_* = U/U_0$, $t_0 = 1$ cuando $U = U_0$; *1*, corriente de rotor; *2*, corriente del estator; *3*, tensión de la red y el motor; *4*, tensión de la excitatriz; *5*, velocidad del motor

Para resolver la ecuación (12.1) hay que considerar el carácter de las dependencias $M = f(s)$ y $M_{mec} = f(s)$. Aquí se pueden emplear los métodos analíticos de resolución de la ecuación de movimiento de los generadores sincrónicos y el método de los intervalos sucesivos. Es posible simplificar la resolución aproximando las dependencias $M = f(s)$ y $M_{mec} = f(s)$ a unas rectas o curvas para las cuales es posible la integración de (12.1).

Sin detenernos en los métodos simplificados, analicemos directamente el método de los intervalos sucesivos, que es universal y garantiza una solución para cualquier dependencia de los momentos M. La técnica de cálculo de los regímenes de arranque de los motores difiere algo de la técnica de cálculo de la estabilidad. Sin embargo, **las posiciones generales de todos los métodos** expuestos en el cap. 7 no varían y más adelante se aducen sólo ciertas particularidades.

Arranque de los motores asincrónicos. Aquí se pueden analizar dos casos, general y particular.

Caso general: $M_{mec} = f(s)$. Suponiendo que M y M_{mec} no dependen de la aceleración ni del tiempo y se definen por completo por el deslizamiento s, tracemos las características estáticas $M = \varphi(s)$ y (como la diferencia entre ellas) la dependen-

cia $\Delta M = \varphi(s)$. Dividamos $\Delta M(s)$ en una serie de intervalos (fig. 12.13) según el deslizamiento:

$$\Delta s_1 = \Delta s_2 = \ldots = \Delta s_i.$$

Entonces la ecuación de movimiento (12.1) en cualquier intervalo va a tener la forma

$$\Delta M_i = T_J \Delta s_i / \Delta t_i \text{ o bien } \Delta s_i = (\Delta M_i / T_J)\, \Delta t_i.$$

Análogamente se puede expresar el incremento de la frecuencia de rotación (revoluciones):

$$\Delta n_i = K\,(\Delta M_i / T_J)\, \Delta t_i, \quad (12.2a)$$

donde ΔM_i es el valor medio del momento excedente en el intervalo dado.

El tiempo desde el comienzo del arranque hasta el final de cualquier i-ésimo intervalo es

$$t = T_J \sum_{i=1}^{n} \frac{\Delta s_i}{\Delta M_i}. \quad (12.2b)$$

La exactitud de la solución aumenta con la disminución de la magnitud Δs y, por consiguiente, con el aumento del número de intervalos (véase Apéndice 2).

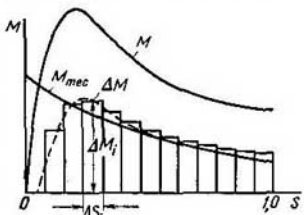


Fig. 12.13. Acerca de la resolución grafoanalítica de la ecuación de movimiento

Caso particular: $M_{mec} = \text{const}$. La solución analítica de la ecuación (12.1) puede obtenerse, si se supone que $M_{mec} = \text{const}$ durante todo el tiempo del proceso de recorrido del arranque (o de detención); además se supone que M se predetermina por la expresión correspondiente al circuito equivalente simplificado del motor:

$$M = \frac{U^2 Rs}{r^2 + (xs)^2} = \frac{2b}{s/s_{cr} + s_{cr}/s}, \quad (12.3)$$

donde $b = M_m U^2 f_0^2 / (M_{nom} U_0^2 f^2)$; $s_{cr} = r/x$.

En este caso el momento excedente se determina de la expresión (12.1) teniendo en cuenta (12.3):

$$\Delta M = M_{mec} \Big/ \left[\frac{2b_c s_{cr} s}{2b_c s_{cr} s - (s^2 + s_{cr}^2)} - 1 \right], \quad (12.4)$$

donde $b_c = b/M_{mec}$.

En general, según (12.1), el tiempo de recorrido del arranque (o de la detención) desde s_1 hasta s_2 es

$$t = \int_{s_1}^{s_2} \frac{ds}{\Delta M} T_J,$$

o bien, después de reemplazar (12.4)

$$t = \frac{T_J}{M_{mec}} \int_{s_1}^{s_2} \left(1 + \frac{2b_c s_{cr} s}{s^2 - 2b_c s_{cr} s + s_{cr}^2} \right) ds =$$

$$= \frac{T_J}{M_{mec}} \left[(s_2 - s_1) + 2b_c s_{cr} \int_{s_1}^{s_2} \frac{s\,ds}{s^2 - 2b_c s_{cr} s + s_{cr}^2} \right]. \quad (12.5)$$

El tiempo de recorrido t_r desde la velocidad ángular $\omega_1 = (1 - s_1)\,\omega_0$ hasta $\omega_2 = (1 - s_2)\,\omega_0 > \omega_1$ se determina resolviendo (12.5) cuando $b_c > 1$:

$$t_r = \frac{T_J}{M_{mec}}\left[\frac{b_c}{\sqrt{b_c^2-1}}\left(s_\Phi \ln\frac{s_\Phi - s_2}{s_\Phi - s_1} + s_{per}\ln\frac{s_1 - s_{per}}{s_2 - s_{per}}\right) + (s_2 - s_1)\right], \quad (12.6)$$

donde $s_\Phi = s_{cr}\ (b_c + \sqrt{b_c^2 - 1})$; $s_{per} = s_{cr}/(b_c + \sqrt{b_c^2 - 1})$ es el deslizamiento permanente después de haberse terminado el recorrido del arranque.

Durante el recorrido del arranque sin carga ($M_{mec} = 0$)

$$t_r = \frac{T_J}{b}\left(\frac{1 - s^2}{4s_{cr}} + \frac{s_{cr}^2}{2}\ln\frac{1}{s}\right).$$

De (12.6) para el tiempo total del arranque ($s_1 = 1$, $s_2 = s_{per}$) obtenemos $t = \infty$. Esto significa una aproximación asintótica de la velocidad a su valor permanente.

Aproximadamente el tiempo de arranque t_{arr} se puede hallar asumiendo (a base de los cálculos o experimentos) que $s_2 = s_{per} + 0{,}01$:

$$t_{arr} = \frac{T_J}{M_{mec}}\left[\frac{b_c}{\sqrt{b_c^2-1}}\left(s_\Phi \ln\frac{s_\Phi - s_{per} - 0{,}01}{s_\Phi - 1}\right) + s_{per}\ln 100\,(1 - s_{per}) + (s_2 - s_1)\right]. \quad (12.6a)$$

El tiempo de recorrido de la detención desde la velocidad $\omega_1 = (1 - s_1)\,\omega_0$ hasta $\omega_2 = (1 - s_2)\,\omega_0 < \omega_1$ se determina mediante la resolución de (12.5) cuando $b_c < 1$:

$$t_{det} = \frac{T_J}{M_{mec}}\left[s_2 - s_1 + b_c s_{cr}\left(\ln\frac{s_2^2 - 2b_c s_{cr} s_2 + s_{cr}^2}{s_1^2 - 2b_c s_{cr} s_1 + s_{cr}^2} + \frac{2b_c\,(\varphi_2 - \varphi_1)}{\sqrt{1 - b_c^2}}\right)\right]. \quad (12.6b)$$

donde

$$\varphi_1 = \operatorname{arctg}\frac{s_1/s_{cr} - b_c}{\sqrt{1 - b_c^2}}\ ;\quad \varphi_2 = \operatorname{arctg}\frac{s_2/s_{cr} - b_c}{\sqrt{1 - b_c^2}}\ .$$

El tiempo de recorrido desde el régimen permanente anterior hasta la detención completa se determina remplazando las magnitudes $s_2 = 1$, $s_1 = s_{per}$ en la igualdad (12.6b). En el caso particular cuando se desconecta un motor unitario de la red el tiempo del recorrido de la detención es

$$t_{det} = T_J\,(s - s_{per})/M_{mec}, \quad (12.7)$$

de donde el deslizamiento del motor en cualquier momento y la velocidad angular van a ser

$$s = M_{mec}t/T_J + s_{per}; \quad (12.8)$$

$$\omega_* = \omega/\omega_0 = \omega_{*per} - M_{mec}t/T_J, \quad (12.9)$$

donde la velocidad antes de desconectarse el motor es $\omega_{*per} = 1 - s_{per}$.

Conforme con la igualdad (12.9) se puede llegar a la conclusión de que la curva de recorrido de la detención (dependencia de la velocidad angular de la unidad respecto del tiempo) de un motor desconectado de la red con un momento de resistencia constante en su eje es una línea recta. Según (12.7) el tiempo de la detención completa de la unidad es

$$t = (1 - s_{per})\,T_J/M_{mec}. \quad (12.10a)$$

Para un momento de resistencia en el eje igual al nominal, el tiempo de detención es aproximadamente igual a la constante de inercia:

$$t = (1 - s_{per})\,T_J. \quad (12.10b)$$

Según el tiempo de detención de una unidad con un momento de resistencia que no depende de la velocidad, se puede hallar experimentalmente la constante de inercia:

$$T_J = M_{mec}t\,(1 - s_{per}). \quad (12.10c)$$

Arranque de los motores sincrónicos. Los motores sincrónicos primero se conectan a la red sin excitación. Sus devanados de excitación están conectados en corto o a una resistencia $\Delta R = (5 \ldots 10) R_f$, donde R_f es la resistencia del devanado de excitación. Acelerándose como asincrónicos, ellos alcanzan una velocidad cercana a la de sincronismo (velocidad subsincrónica). Después de esto a los motores se les conecta la excitación y ellos, adquiriendo las **propiedades del motor sincrónico**, entran al sincronismo. De esta manera, el proceso de arranque de un motor sincrónico puede dividirse convencionalmente en dos etapas (fig. 12.14): 1) recorrido hasta la velocidad subsincrónica ($s \approx 0{,}1$) por acción del momento asincrónico medio; 2) entrada al sincronismo bajo la influencia de los momentos condicionados por la excitación y que dependen del ángulo entre el eje del rotor y el vector del campo giratorio del estator.

En la primera etapa del arranque son importantes el impulso inicial de la corriente del estator y el tiempo del recorrido hasta la velocidad subsincrónica. El impulso inicial de la componente periódica de la corriente del estator es

$$I \approx U/x''_{dx},$$

donde U es la tensión de la red en el punto donde ésta puede tomarse como independiente del régimen del motor; $x''_{dx} = x''_d + x_{est}$, x_{est} es la reactancia exterior del estator entre el punto con la tensión U y los bornes del estator del motor dado.

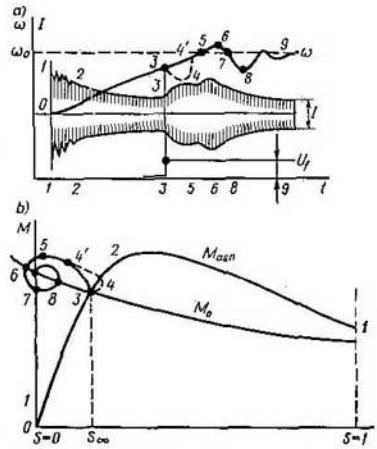


Fig. 12.14. Carácter del proceso durante un arranque asincrónico de un motor sincrónico:

a, oscilograma aproximado $\omega = f(t)$ e $I = f(t)$; *b*, variación de $M = \varphi(s)$; *1*, momento de conexión; *1-2*, procesos electromagnéticos durante el arranque; *1-3*, régimen asincrónico (con el devanado de excitación en cortocircuito); *3-4'*, etapa inicial de surgimiento del momento sincrónico después de conectar, en el momento *3*, la corriente de excitación, el carácter de la curva (sección *3-4-4'*, o bien *3-4'-5*) depende del momento cuando se conecta la corriente de excitación; *4-5-6-7-8*, entrada del rotor al sincronismo ($s = 0$) por acción del momento sincrónico $M = f[\operatorname{sen}(st + \psi)]$; *9*, funcionamiento sincrónico

La duración del recorrido de arranque hasta la velocidad subsincrónica se puede determinar del mismo modo como para los motores asincrónicos. Sin embargo, durante el diseño esta velocidad comúnmente se halla por métodos grafoanalíticos. Una variación más exacta de las corrientes del rotor y del estator durante el arranque del motor se pueden hallar con ayuda de las ecuaciones de Park—Górev.

En la segunda etapa del arranque en el eje del motor sincrónico que gira asincrónicamente, además del momento asincrónico actúa un momento sincrónico dependiente del ángulo δ y condicionado por la excitación, y el momento de resistencia del mecanismo.

Prácticamente la entrada al sincronismo puede tener lugar solamente después de que se conecta la excitación, gracias a la cual, en el motor se crea un momento adicional con signo alternante. La velocidad angular del motor por acción del momento de signo alternante va a oscilar en las cercanías del valor medio con una frecuencia que es el doble de la del deslizamiento. Señalemos que debido a que en el rotor actúan también otros momentos con signo alternante, precisamente

el momento correspondiente a los polos salientes

$$M_{\text{p.sal}} = (U^2/2)\,[(x_d - x'_d)/(x_d x'_d)]$$

y la componente variable del momento asincrónico, entonces algunas veces la entrada al sincronismo puede suceder sin conectar la excitación. Para esto, sin embargo, es necesario que el momento de entrada al sincronismo sea mayor que el mecánico: $M_{\text{p.sal}} > M_{\text{mec}}$, lo que se puede obtener muy rara vez. El carácter del proceso de entrada al sincronismo depende de la posición recíproca del rotor y del flujo magnético del estator en el momento de conectar la excitación. Pero la posición del rotor en el momento de conectar la excitación ejerce generalmente una influencia relativamente pequeña, por eso se puede no tener en cuenta equipos especiales para conectar la excitación en el momento más oportuno.

El éxito de la sincronización se puede evaluar aproximadamente según el valor del deslizamiento crítico del régimen asincrónico establecido sin excitación, para el cual es posible la entrada al sincronismo*):

$$s_{\text{cr}} = \sqrt{(M_{\text{sn}} - 0{,}6M_{\text{mec}})/T_J}, \tag{12.11}$$

donde M_{sn} es el momento electromagnético máximo de sincronismo para la excitación nominal.

Si el deslizamiento s_{per} del motor sincrónico, determinado por la intersección de las curvas del momento asincrónico medio con el momento de resistencia, es igual o menor que s_{cr}, entonces la entrada al sincronismo es asegurada.

Sin embargo, si hay variaciones del deslizamiento durante la entrada al sincronismo, las características dinámicas del momento asincrónico pueden diferenciarse de las estáticas. El momento dinámico asincrónico medio para $s = 0$ no es igual a cero, debido a que la velocidad angular puede resultar mayor que la sincrónica y la entrada al sincronismo se facilita. Los motores sincrónicos con frecuencia entran al sincronismo cuando el deslizamiento es mayor que s_{cr}. Por eso, cuando $s_{\text{per}} > s_{\text{cr}}$ hay que hacer una corrección del deslizamiento [hallado según (12.11)] a base de los datos experimentales obtenidos para los equipos similares, o bien realizar cálculos exactos.

Para obtener los datos experimentales, hace falta realizar pruebas, esclareciendo así las condiciones de sincronización. Durante las pruebas que se realizan para diferentes cargas, la excitación se desconecta y luego se restablece. La excitación se conecta después de que el motor tenga un deslizamiento permanente. El deslizamiento se halla más fácilmente según la frecuencia de oscilación de las agujas del amperímetro en el circuito de la excitación. Si el doble de la cantidad de oscilaciones completas de la corriente de excitación n, durante un cierto lapso, se divide por el tiempo t (s), entonces se obtiene el valor del deslizamiento (%):

$$s = 2n/t.$$

Considerando que la corriente del estator en el régimen asincrónico es, comúnmente, 1,5—3,0 veces mayor que la nominal, se debe, inmediatamente después de que se establezca el deslizamiento, realizar un análisis según los aparatos de medición para evitar el recalentamiento de los devanados. Para la medición se requieren unos 10 s, como regla.

*12.3. Procesos transitorios durante el arranque de los motores asincrónicos que tienen una potencia conmensurable con la potencia de la fuente

En los sistemas eléctricos de gran potencia la pérdida de la estabilidad es más probable durante los regímenes de avería o posteriores a ésta. En los sistemas que tienen ciertas cargas de potencias conmensurables con la potencia del sistema**)

*) Se presupone que la entrada al sincronismo sucede durante no más de dos ciclos después de conectar la excitación, el momento electromagnético se toma para el deslizamiento permanente; la conexión de la excitación se verifica en el momento más inoportuno, y su aumento transcurre prácticamente de inmediato (más rápidamente que el proceso transitorio mecánico).

**) Ejemplos de estos sistemas pueden ser los sistemas eléctricos para la industria agrícola, centrales eléctricas transportables para la construcción, aprovechamiento forestal, etc., sistemas de los barcos y aviones.

la pérdida de la estabilidad puede suceder también durante los regímenes normales (desde el punto de vista de la explotación). El más peligroso en este caso es el arranque directo de los motores asincrónicos en cortocircuito que comúnmente conforman la parte fundamental de la carga. La corriente de arranque bastante grande de estos motores provoca la baja brusca de la tensión en el sistema, lo que causa el aumento del deslizamiento en los otros motores que están en funcionamiento. Las correlaciones entre la carga de los motores y la disminución de la tensión en el sistema generalmente son tales, que la potencia reactiva consumida por los motores aumenta. Esto provoca un decrecimiento ulterior de la tensión, lo cual puede causar la detención de los motores en funcionamiento y provocar el alud de

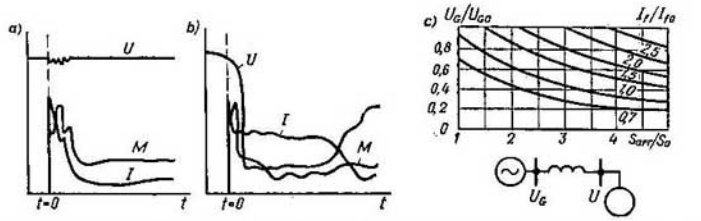


Fig. 12.15. Arranque del motor de una fuente de potencia conmensurable con la del motor: *a*, arranque de un sistema de gran potencia; *b*, arranque de una fuente de potencia conmensurable; *c*, dependencia de la tensión relativa del generador en el régimen permanente U_G/U_{G0} con respecto a la potencia de arranque convencional S_{arr}/S_0 y a la corriente de excitación I_f/I_{f0}, donde el subíndice 0 indica las condiciones de un arranque en las que la potencia del generador es tal, que la tensión U_G disminuye en 5-7 % ($S_{arr}/S_0 = 1$). Aquí S_{arr} es la potencia aparente consumida por el motor en el momento de la conexión

tensión. La pérdida de la estabilidad de las centrales que funcionan en paralelo causa una interrupción duradera del suministro eléctrico a los consumidores. Por eso, la estabilidad de dichos sistemas debe ser especialmente probada según las condiciones de arranque de los motores en cortocircuito. Especial peligro representa un arranque no exitoso de los motores cuya potencia es conmensurable con la del generador (véase el ejemplo 12.1 y la fig. 12.15).

El análisis de los procesos de arranque de los motores y la estabilidad de los nodos de carga es bastante complejo, y en la práctica ingenieril se emplean frecuentemente métodos simplificados. Analicemos primero el arranque de un motor asincrónico que se alimenta de un generador de potencia conmensurable. La variación de la tensión durante el arranque del motor transcurre aproximadamente de la siguiente manera: en el primer momento después de haber conectado el motor la tensión en las barras del generador baja debido a que hay una caída de tensión en la reactancia transitoria del generador cuando por ésta circula la corriente de arranque del motor. Luego (véase el ejemplo 12.1), cuando en el generador no existe regulación automática de la excitación, la tensión en las barras del generador comienza a disminuir, pues las corrientes de arranque (que son prácticamente reactivas hasta que $s \approx 0{,}1$) van a desmagnetizar el generador. Si el tiempo de arranque es mayor que el del proceso transitorio electromagnético en el generador, entonces al finalizar el proceso transitorio en el generador el valor de la tensión va a ser menor que el valor de la tensión en el momento del arranque del motor. En la última etapa del recorrido de arranque la corriente de arranque disminuye considerablemente al mismo tiempo que crece el factor de potencia. Todo esto conlleva al aumento de la tensión del generador.

La disminución de la tensión en las barras del generador durante el proceso de arranque cambia bruscamente las características de arranque del motor (fig. 12.15), aumenta la duración del arranque, aminora el momento del motor, lo cual hace que sea imposible realizar el arranque (fig. 12.15, *b*). Las condiciones de arranque pueden simplificarse eligiendo un motor con una corriente de arranque menor, o bien mediante la regulación automática de la excitación del generador. En el segundo caso, la tensión del generador puede ser mayor, después de que termine el proceso transitorio electromagnético, que la tensión inicial del generador en el momento del arranque del motor; para cierta corriente de excitación, la tensión puede ser igual a la nominal del generador (véase el ejemplo 12.1).

Arranque de un motor unitario (equivalente). Si se desprecian los procesos transitorios de la excitatriz y se considera que la f.e.m. E_{qe} durante la baja de la tensión varía en forma de salto hasta su nuevo valor permanente, o bien permanece constante cuando no hay regulación, entonces el cambio de la tensión desde U_0 hasta el valor permanente U transcurre conforme a la ley exponencial, aproximadamente:

$$U_t = U - (U - U_0)\, e^{-t/T'_d}. \tag{12.12}$$

El valor inicial de la tensión en el momento de conexión del motor U_0 se predetermina por la f.e.m. transitoria, que durante la marcha al vacío se asume igual a la unidad ($E'_q = 1$).

En el momento del arranque el motor puede remplazarse por una carga constante representada por la impedancia $z_C = r_C + jx_C$, donde

$$z_C = z_M = \frac{\eta_M}{K_I} \frac{\cos \varphi_M P_G}{\cos \varphi_G P_M} \left(\frac{U_M}{U_G}\right)^2 = \sqrt{x_C^2 + r_C^2}. \tag{12.13}$$

Aquí, η_M es el rendimiento del motor; K_I, la multiplicidad de la corriente de arranque; $\cos \varphi_G$, $\cos \varphi_M$, los factores de potencia del generador y el motor, respectivamente; P_G, P_M, las potencias activas nominales en las barras del generador y en el eje del motor, respectivamente; U_G, U_M, la tensión en las barras del generador y del motor.

Asumamos que $E'_q = E'_{q0} = \text{const}$. Para los supuestos hechos, conforme al diagrama vectorial, se puede determinar la tensión en el generador:

$$U_0 = [z_C \sqrt{x_{G\Sigma}^2 + r_\Sigma^2} / (x_{G\Sigma} x'_{G\Sigma} + r_\Sigma^2)]\, E'_{q0} = K'_0 E'_{q0}. \tag{12.14}$$

Aquí, $x_{G\Sigma}$ es la impedancia del circuito ($x_{G\Sigma} = x_G + x_C$); análogamente se halla r_Σ y $x'_{G\Sigma}$, además, la reactancia de la red x_r (que enlaza el generador con el motor) se incluye en x_C (respectivamente, se incluye la resistencia r_r en r_C). En el caso cuando el generador es de polos salientes, $x_0 = x_q$, y cuando es de polos no salientes, $x_G = x_d$.

En un enfoque más simplificado el valor permanente de la tensión puede hallarse por la fórmula

$$U_0 = x_C E'_q / (x_C + x'_d)$$

remplazando en ella el valor permanente de la f.e.m. E'_q y de la reactancia x'_d. Sin embargo, prácticamente es más sencillo hallar la tensión con ayuda de las curvas calculadas con anterioridad (como las mostradas en la fig. 12.15, *c*). Conociendo la disminución tolerable de la tensión en las barras de la carga durante el arranque (U_{t0}), se puede determinar la potencia límite admisible de los motores que se van a poner en marcha, para la cual la tensión en el primer momen-

to*) del arranque tiene el valor tolerable ($U_0 = U_{\text{inic}} = U_{\text{tol}}$):

$$P_{\text{M·tol}} = S_{\text{G·nom}}\eta_{\text{M·nom}}\cos\varphi_{\text{M·nom}}/[x_{\text{arr}}\,(U_{\text{G·nom}}/U_{\text{M·nom}})^2 k_{\text{c}}],$$

donde $\eta_{\text{M·nom}}$ es el rendimiento del motor; $\cos\varphi_{\text{M·nom}}$, factor de potencia; k_{c}, coeficiente de carga; x_{arr}, reactancia de arranque, determinada para $U_0 = U_{\text{tol}}$:

$$x_{\text{arr}} = x'_d/(E'_{q0}/U_{\text{tol}} - 1).$$

Conociendo el nivel de la tensión en las barras del generador, se puede hallar la corriente de excitación, necesaria para mantener el valor permanente de la tensión no inferior a U_{tol}. Para esto, suponiendo que $U_{\text{G}}/U_{\text{G0}} = U_{\text{tol}}/U_{\text{G·nom}}$ y $s_{\text{arr}}/s_0 = 1/x_{\text{arr}}$, determinamos la magnitud correspondiente de $I_{\text{exc}}/I_{\text{exc·nom}} = I_{\text{exc}}/I_{\text{exc0}}$ según las curvas (fig. 12.15, *c*). Si la corriente de excitación va a ser menor que el valor hallado, entonces la tensión en el generador después de conectar el motor va a ser menor que la tolerable (permitida) y el arranque se prolonga por un tiempo no permisible.

Si el generador del cual se arranca el motor funciona con una carga, entonces la disminución tolerable de la tensión durante el arranque del motor va a predeterminarse no solamente por las condiciones de posibilidad del arranque del motor, sino que también considerando la disminución tolerable de la tensión en los demás receptores de la energía eléctrica conectados al generador. Es importante la influencia que puede ejercer sobre el arranque la variación de la velocidad angular de la unidad (generador y motor primario), que durante el proceso transitorio se puede representar por la expresión**)

$$\omega = 1 - \Omega_{\text{máx}}\,(1 - e^{-t/T_\psi}). \tag{12.15}$$

Aquí $\Omega_{\text{máx}}$ es la desviación máxima de la velocidad:

$$\Omega_{\text{máx}} = \rho K_\lambda K_\delta \left[e^{-\frac{\alpha}{\beta}\left(\frac{\pi}{2} - \psi + \psi_*\right)} \operatorname{sen}\psi_0 + \cos\psi\right];$$

la constante de tiempo del motor primario (s) teniendo en cuenta la regulación es

$$T_\psi = 0{,}4\,(\pi/2 - \psi + \psi_0)/\beta,$$

además,

$$\rho = \sqrt{[(1 - \alpha a_0)/(\beta a_0)]^2 + 1} \text{ (donde } a_0 = K_\delta T_J);$$

K_λ es el coeficiente de aumento de la carga;

$$P_{\text{M*}}/P_{\text{G*}} = \frac{U^2_{\text{nom}}\cos\varphi_{\text{C}}}{z_{\text{C}}\eta_{\text{G}}\cos\varphi_{\text{G}}}\,\frac{P_{\text{G}}}{P_{\text{C·M}}};$$

K_δ es el grado de desigualdad del regulador (estatismo);

$$\alpha = K_\delta T_J\,(1 - \tau)/(2T_{\text{mec}}T_J); \quad \beta = \sqrt{1/(T_{\text{mec}}T_J) - \alpha^2};$$

T_J es la constante de tiempo de la unidad (generador y motor); τ, el tiempo de retraso del impulso de regulación; T_{mec}, constante de tiempo del regulador de velocidad:

$$\psi = \operatorname{arctg}\,[(1 - \alpha a_0)/(\beta a_0)];\ \psi_0 = \operatorname{arctg}\,(\beta/\alpha).$$

Para hallar la variación de la tensión en el tiempo, $U = f(t)$, es necesario unir el efecto de los procesos electromagnéticos en el generador [véase (12.12)] con la influencia del cambio de

---

*) Por valor permanente de la tensión en este caso se sobrentiende el valor de la tensión en el proceso del arranque, después de que se atenúa el proceso electromagnético.

Si la reactancia de la red x_{r} se incluyó en x_{G}, entonces en el motor va a existir una tensión U_0. De manera similar, para el régimen permanente

$$U_0 = [z_{\text{C}}\sqrt{x^2_{\text{G}\Sigma} + r^2_\Sigma}/(x_{\text{G}\Sigma}x_{d\text{G}\Sigma} + r^2_\Sigma)]\,E_q = K_0 E_q,$$

donde $x_{\text{G}\Sigma}$ es la reactancia del circuito, que incluye x_q en el caso de un generador de polos salientes y x_d, en el caso de un generador de polos no salientes. Se sobrentiende que es correcta también la correlación contraria $E_q = U_0/K_0$, y también $E'_q/E_q = K_0/K'_0$.

**) Se presupone que en la unidad se incluye el motor de combustión interna (diesel). Véase: *Г. Мелешкин.* Переходные режимы судовых электроэнергетических систем. — Л.: Судостроение, 1971. (*G. Meleshkin.* Regímenes transitorios de los sistemas electroenergéticos de los barcos).

la velocidad angular [véase (12.15)], que es sustancial cuando $\Omega_{máx} > 0{,}05$. Sin presentar las transformaciones intermedias, obtenemos

$$U(t) = (1-\Omega_{máx}) + \left[U_0 - (1-\Omega_{máx}) + \frac{K'_0 \Omega_{máx} T_\psi}{K_0 T_{d0} - K'_0 T_\psi}\right] e^{-\frac{t}{T_{d0} K_0 / K'_0}} - \\ - \frac{K'_0 \Omega_{máx} T_\psi}{K_0 T_{d0} - K'_0 T_\psi} e^{-t/T_\psi}. \quad (12.16)$$

El empleo de las expresiones (12.14) y (12.15) se ilustra con los ejemplos 12.2, 12.3.

Arranque de un grupo de motores. En un nodo de carga pueden haber varios motores (n), parte de los cuales (k) se van a poner en marcha simultáneamente en el transcurso de un tiempo Δt; estos motores pueden ser reemplazados por un motor equivalente.

El mayor número de conexiones posibles se determina por la fórmula de la esperanza matemática (valor medio) de la magnitud aleatoria:

$$N = \sum_{i=1}^{q} x_i P(x_i), \quad (12.17)$$

donde x_i es el número de conexiones en el intervalo (i-ésimo) de tiempo dado; $P(x)$, la probabilidad del número de conexiones x en el intervalo dado.

El número probable de conexiones durante un tiempo Δt de cierta cantidad (k) de motores en funcionamiento (el número total n) se calcula mediante la fórmula de la esperanza matemática del número de apariciones del acontecimiento para n experimentos independientes en cada uno de los cuales la probabilidad de que aparezca un acontecimiento es igual a p:

$$k = pn.$$

Aquí p se determina según la gráfica de la ley de distribución de las conexiones.

El número de motores conectados simultáneamente, para el que la probabilidad va a ser la máxima, es

$$k_0 = (n+1)\, p. \quad (12.18)$$

De una cantidad total de motores en funcionamiento n en un número k_0 de ellos se repite una conexión en el transcurso de Δt con la probabilidad

$$P(n,\ k_0) = \frac{n!}{k!\,(n-k)!}\, p^k (1-p)^{n-k}. \quad (12.19)$$

La probabilidad con la cual tendrá lugar la conexión de la mayor (k'') o menor (k') cantidad de motores, con respecto al número k_0, se halla de acuerdo con el teorema de Laplace:

$$P(k' \leqslant k_0 \leqslant k'') \approx \frac{1}{\sqrt{2\pi}} \int_{z'}^{z''} e^{-\frac{V^2}{2}}\, dV = \Phi(z'') - \Phi(z'), \quad (12.20)$$

donde

$$\Phi(z) = \frac{1}{\sqrt{2\pi}} \int_0^z e^{-0{,}5V^2}\, dV$$

es la función de Laplace, cuyos valores numéricos son tabulados en dependencia del valor de z. Para los cálculos concretos se asume que los valores de z son iguales a

$$z' = \frac{k' - pn}{\sqrt{p(1-p)n}}\ ;\quad z'' = \frac{k'' - pn}{\sqrt{p(1-p)n}}\ .$$

Los valores de $\Phi(z')$ y $\Phi(z'')$ se predeterminan por los valores z' y z'' según las tablas $\Phi(z)$.

12.4. Cambios bruscos del régimen en los sistemas de suministro eléctrico

Las variaciones bruscas del régimen, comúnmente, tienen lugar en tres casos:

1) avería (cortocircuito) o sobrecarga en la red distribuidora o de suministro y su ulterior desconexión. La tensión en el momento $t = 0$ disminuye desde el valor U_0 hasta U_1, luego, pasado el tiempo t_1, se restablece hasta U_0, además el régimen de los motores de carga no influye en el carácter de la variación de U;

2) desconexión de los motores (nodo de carga) de la tensión (interrupción del suministro) y reconexión después del tiempo t_1. En este caso $U_1 = 0$;

3) cambio del momento de resistencia relacionado con el aumento de la carga en el mecanismo accionado por el motor ($M_1 > M_0$) o bien su disminución ($M_1 < M_0$) y posterior restablecimiento (después de t_1) del momento M_0.

Analicemos, primero, todos esos casos simplificadamente, para así esclarecer el cuadro físico fundamental del proceso y las particularidades del comportamien-

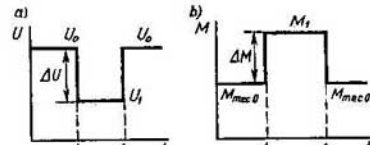


Fig. 12.16. Variaciones del régimen — incremento de la carga:
a, disminución («caída») de la tensión en $\Delta U = U_0 - U_1$; b, aumento del momento $\Delta M = M_1 - M_{mec\,0}$

to de los motores sincrónicos y asincrónicos. En relación con esto, vamos a considerar que el momento mecánico de carga de los motores M_{mec} varía en forma de salto sólo en los momentos $t = 0$ y $t = t_1$, que el momento electromecánico M puede determinarse conforme a la característica estática y que los procesos transitorios electromagnéticos en los motores no se toman en cuenta, ya que en la mayoría de los casos influyen relativamente poco en los procesos estudiados.

Supongamos que o bien la tensión varía como se muestra en la fig. 12.16, *a*, o el momento de resistencia M_{mec} cambia como lo ilustra la fig. 12.16, *b*. En cualquier caso tiene lugar un **aumento de la carga** que puede provocar la pérdida de la estabilidad.

Aumento de la carga en un motor sincrónico. Analicemos dos casos típicos presentados en la fig. 12.17.

Supongamos que hubo una disminución de la tensión *) desde U_0 hasta U_1 y, respectivamente, una variación de las características desde $M_0 = f(\delta)$ hasta $M_1 = f(\delta)$ (fig. 12.17, *a*). El proceso va a predeterminarse por las características

*) Durante los estudios de estabilidad de los motores sincrónicos, puede asumirse la tensión en sus barras en calidad de variable independiente sólo bajo la condición de que $\Sigma P_G \gg \Sigma P_M$ y, por consiguiente, $x_r \ll x_M$. Para trazar las características $M = f(\delta)$ representadas en la fig. 12.17, en caso general hay que operar con aquella f.e.m. que en las condiciones dadas (de acuerdo al tipo de regulación de la excitación) se pueda considerar constante (véase también cap. 11). Para un generador no regulado es conveniente asumir la característica cuasitransitoria $M = f(E'_q, \delta)$.

presentadas en la fig. 12.17. Al bajar la tensión hasta U_1 el sistema se conserva estable, por mucho que se prolongue dicha disminución. El nuevo régimen permanente (punto c) se establece después de un ciclo de oscilaciones. De manera similar transcurre el proceso durante el aumento del momento de la carga desde M_{meco} hasta M_{mec1} (fig. 12.17, b). Este aumento puede prolongarse cuanto se desee. En ambos casos (a, b) el área de aceleración $abca$ es menor que el área de frenado

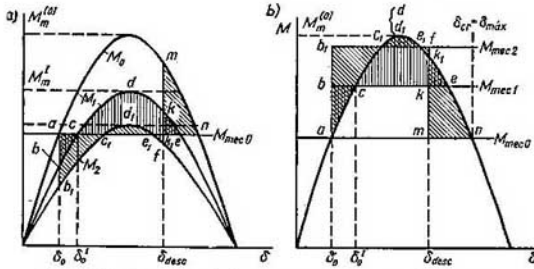


Fig. 12.17. Aumento de la carga en un motor sincrónico:

a, disminución de la tensión desde U_0 hasta U_1 y variación del momento desde M_2 hasta M_1 o bien decrecimiento de la tensión hasta U_2 (momento M_2); b, aumento del momento mecánico desde M_{meco} hasta M_{mec1} o bien M_{mec2}. En el régimen inicial $\delta = \delta_0$

$cdec$. Al disminuir la tensión hasta U_2 (fig. 12.17, a) o crecer el momento mecánico hasta M_{mec2} (fig. 12.17, b), el sistema se hace inestable. En ambos casos el área de aceleración ab_1c_1a es mayor que el área de frenado $c_1de_1c_1$.

Para conservar la estabilidad, con un ángulo δ_{desc} (punto k_1) hay que restablecer las condiciones iniciales [subir la tensión hasta U_0 en el caso a, y en el caso b disminuir el momento mecánico M_{mec} (demasiado grande), desde M_{mec2} hasta M_{meco}]. El ángulo δ_{desc} hay que elegirlo de tal forma, que la suma de las áreas de aceleración y de frenado sea igual a cero. Por ejemplo, en el caso a (área ab_1c_1a + + área $e_1fk_1e_1$) — (área $c_1d_1e_1c_1$ + área k_1mnk_1) = 0.

El ángulo δ_{desc} (o uno menor), para el cual hay que restablecer la tensión (caso mostrado en la fig. 12.17, a) se determina con ayuda de la fórmula aproximada (4.19b), donde hay que asumir $P_m^{\text{II}} = M_m^{[0]}$, $P_m^{\text{III}} = M_m^I$, $P_0 = M_{\text{meco}}$. Entonces

$$\cos \delta_{\text{desc}} = \frac{(\delta_{\text{cr}} - \delta_0) M_{\text{meco}} + M_m^{[0]} \cos \delta_{\text{cr}} - M_m^I \cos \delta_0}{M_m^{[0]} - M_m^I}.$$

Para el caso que conlleva a la inestabilidad de aumento del momento desde M_{meco} hasta cierto M_{mec}, siendo constante la tensión, conforme a la fig. 12.17, b, tenemos

$$\int_{\delta_0}^{\delta_{\text{desc}}} (M_{\text{mec}} - M_m^{[0]} \operatorname{sen} \delta)\, d\delta = -\int_{\delta_{\text{desc}}}^{\delta_{\text{cr}}} (M_{\text{meco}} - M_m^{[0]} \operatorname{sen} \delta)\, d\delta,$$

de donde, designando $M_{\text{meco}} = M_0$, obtenemos

$$\delta_{\text{desc}} = [M_{\text{mec}}\delta_0 - M_0\delta_{\text{cr}} - M_m^{[0]} (\cos \delta_{\text{cr}} - \cos \delta_0)]/(M_{\text{mec}} - M_0). \quad (12.21)$$

El tiempo del respectivo aumento, o sea el tiempo en el transcurso del cual se admite la disminución de la tensión o el aumento del momento mecánico, se determina por el método de los intervalos sucesivos o de manera aproximada (véase cap. 7) mediante la aproximación de la sinusoide por una recta que pasa por los puntos correspondientes a los ángulos δ_0^I y δ_{desc}. Entonces el tiempo será

$$t_1 = \sqrt{\frac{T_J(\delta_{desc} - \delta_0^I)}{M_m^I(\operatorname{sen}\delta_{desc} - \operatorname{sen}\delta_0^I)}} \arccos\left(\frac{M_0/M_m^I - \operatorname{sen}\delta_{desc}}{M_0/M_m^I - \operatorname{sen}\delta_0^I}\right). \qquad (12.22)$$

Para el caso particular cuando la carga varía periódicamente (cuya gráfica se muestra en la fig. 12.18, *a*) y cuando $\delta_0 = 0$, vamos a tener que $M_0 = 0$,

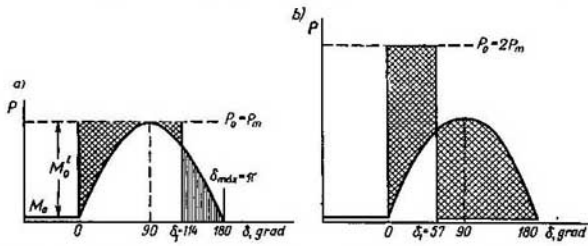


Fig. 12.18. Aumentos periódicos de la carga en un motor sincrónico sin carga y determinación del ángulo límite de desconexión de la carga

$M_0^I = P_0 = P_m$. El ángulo límite de desconexión del aumento (para el que se conserva la estabilidad), hallado conforme a (12.21), es

$$\delta_1 = 2M_m^{[0]}/M_0^I = 2.$$

Por consiguiente, para $P_0 = P_m$ el ángulo límite $\delta_1 = 114°$, y para $P_0 = 2P_m$ (fig. 12.18, *b*) el ángulo $\delta_1 = 1$ o sea 57°. El tiempo para el cual se permite el aumento de la carga en el motor que funcionaba antes en vacío, se puede determinar por el método de los intervalos sucesivos, o una vez más de manera simplificada, por ejemplo, conforme a la expresión (12.22) debidamente modificada.

Si se considera que en realidad la f.e.m. asumida como constante para trazar las características cuasidinámicas varía, entonces hay que tener presente que al hallar el ángulo límite (y, respectivamente, el tiempo) se pueden obtener, según la fig. 12.18, *b* y las fórmulas (12.21), (12.22), valores un tanto aumentados.

Al considerar las características dinámicas del motor sincrónico el hecho más típico es que las variaciones bruscas del régimen provocan corrientes libres, las cuales mantienen el flujo magnético resultante del devanado de excitación constante, y entonces el momento (potencia) máximo desarrollado por el motor se determina para $t = 0$ mediante la característica *I* trazada para $E'_q = \text{const}$ (fig. 12.19). Esta característica, que refleja correctamente la dinámica al comienzo del proceso, luego se transforma en estática (*II* para $E'_{q\infty}$). Por cuanto a medida de que se atenúan las corrientes libres la magnitud E_q varía, tendiendo a E_{q0}, el momento de rotación del motor se acerca al momento determinado para $E_q = E_{q0}$ o, respectivamente, para $E'_{q\infty} < E'_{q0}$. En este caso el motor puede resultar inestable, aunque para $E'_{q0} = \text{const}$ éste se valoró como estable. El proceso electromagnético transitorio que tiene lugar cambia el carácter de las oscilaciones y detiene así la salida del sincronismo hasta el momento t_3, cuando la característica *I* se convierte en la *II* (fig. 12.19, *a*, *d*, *e*) trazada para $E'_q \approx E'_{q1}$, donde E'_{q1} es el valor límite según las condiciones de estabilidad.

Analicemos los procesos presentados en la fig. 12.19 más detalladamente. Supongamos que para δ_0 tiene lugar un aumento brusco de la potencia (todo es válido también cuando disminuye

la tensión) desde P_0 hasta P_0^I (fig. 12.19, *a*). Si se asume que $E'_{q0} = \text{const}$ (fig. 12.19, *b*), entonces el proceso va a transcurrir de acuerdo a la característica *I* (fig. 12.19, *a*); las oscilaciones de la máquina van a predeterminarse por la sección *ad* de la característica y por las respectivas áreas (sombreadas) de aceleración y de frenado. El proceso en el tiempo en este caso se refleja mediante la curva de la fig. 12.19, *c*.

Cuando hay atenuación de la f.e.m. E'_q, el proceso no se va a determinar por la característica *ad*, sino por la ad_1 (fig. 12.19, *a*), la cual corresponde a la dependencia $E'_q = f(t)$ representada en la fig. 12.19, *d*.

El proceso de variación del ángulo en el tiempo va a tener el carácter mostrado en la fig. 12.19, *e*. De esta manera, hay que tener presente que el supuesto $E'_q = \text{const}$ es correcto

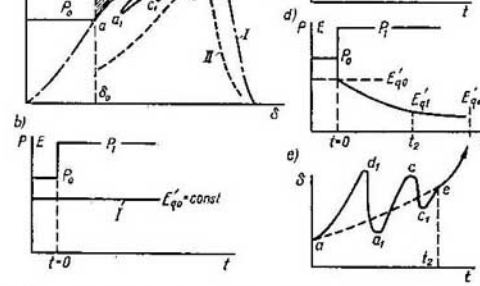


Fig. 12.19. Influencia de las propiedades dinámicas del motor sincrónico

solamente en el transcurso de un tiempo corto ($\Delta t < T'_{d0}$, $\Delta t < T_J$) y puede conllevar a errores en la evaluación del carácter de dicho proceso. Si la f.e.m. E'_q en el proceso de atenuación disminuye de tal forma, que para E'_{q1} el valor máximo de P_m^{II} (característica *II*, punto *e* en la fig. 12.19, *a*, *e*) va a ser menor que P_0^I, entonces la estabilidad del motor se pierde al transcurrir el tiempo t_2.

Aumento de la carga en un motor asincrónico. La variación de la tensión en la red de suministro o de la carga mecánica en el eje del motor de la misma manera provoca la variación del deslizamiento. Con la disminución de la tensión o el aumento del momento el deslizamiento crece. Si, además, el momento mecánico M_{mec} resulta mayor que el máximo ($M_{mec} > M_m$), el motor va a aumentar su deslizamiento hasta $s = 1$, o sea hasta su detención. Para evitar esto hay que restablecer a tiempo la tensión (o disminuir el momento mecánico en el eje).

Analicemos en un comienzo la estabilidad de un motor asincrónico que funciona con una carga que crea en el eje un momento $M_{mec} = M_{mec0} = \text{const}$ (fig. 12.20). Supongamos que para dicho momento el motor se encuentra en estado permanente (punto *a* en la fig. 12.20, *a*) y funciona con un deslizamiento s_0. Supongamos que por cualquier motivo la tensión en los bornes del motor disminuyó desde U_0 hasta U_1. Además el momento electromagnético del motor decreció $(U_0/U_1)^2$ veces:

$$M_1 = M_0 \left(\frac{U_1}{U_0}\right)^2 = \frac{2M_m}{s/s_{cr} + s_{cr}/s} \left(\frac{U_1}{U_0}\right)^2. \qquad (12.23a)$$

Una solución más exacta puede obtenerse para $M_{meco} = f(s)$ por el método de integración numérica.

Se sobrentiende que la tolerancia de los aumentos de la potencia o disminuciones de la tensión se predeterminan no solamente por la estabilidad del motor, sino también por el valor de la corriente que crece durante el impulso brusco, ya que el aumento de la corriente causa un calentamiento no permisible del motor.

La ecuación de movimiento en este caso tiene la forma

$$M_{meco} - M_1 = T_J ds/dt. \qquad (12.23b)$$

Al disminuir el momento electromagnético desde M_0 hasta M_1, el motor se va a frenar hasta detenerse. El tiempo durante el cual el motor se va a detener, y la variación del deslizamiento en el tiempo, se pueden hallar integrando la ecuación de movimiento. Comúnmente aparece el problema: hallar el tiempo máximo en el transcurso del cual se puede bajar la tensión desde U_0 hasta U_1, para que, después de haber restablecido la tensión, el motor, sin detenerse pueda continuar su funcionamiento normal. Junto con esto, el deslizamiento (punto b en la fig. 12.20, a) no debe crecer hasta superar el valor s_1, ya que para $s > s_1$ el motor pasa a una parte inestable de la característica y el restablecimiento de la tensión ya no ayuda a evitar el frenado y la detención.

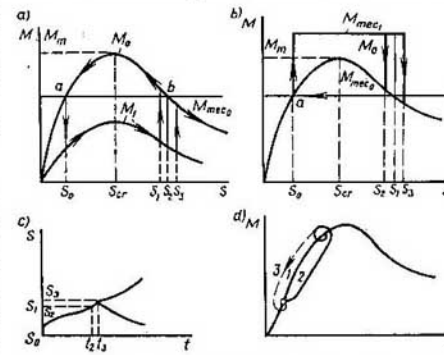


Fig. 12.20. Aumento de la carga en un motor asincrónico:

a, disminución de la tensión desde U_0 hasta U_1 y, respectivamente, reducción del momento desde M_0 hasta M_1. El deslizamiento para cual es posible el restablecimiento del régimen inicial cuando se restablece la tensión (desde U_1 hasta U_2) es $s < s_1$; si $s_2 < s_1$, se restablece el régimen inicial; cuando $s_3 > s_1$, el motor se detiene; *b*, aumento («incremento») del momento mecánico desde M_{meco} hasta M_{mec1}; *c*, dependencia $s = f(t)$; *d*, comparación de las características estáticas y dinámicas: *1*, característica estática; *2*, característica cuando hay incremento de la carga (dinámica); *3*, lo mismo, pero para la caída de la carga

De (12.23a) y (12.23b) obtenemos

$$dt = \frac{T_J}{M_m} \frac{(s/s_{cr} + s_{cr}/s)\, ds}{(M_{meco}/M_m)(s/s_{cr} + s_{cr}/s) - 2(U_1/U_0)^2} =$$

$$= \frac{T_J s_{cr} (s_* + 1/s_*)\, ds_*}{M_m [(M_{meco}/M_m)(s_* + 1/s_*) - 2(U_1/U_0)^2]}.$$

Después de integrar el primer miembro desde $t = 0$ hasta $t = t_1$, y el segundo desde $s_{*0} = s_0/s_{cr}$ hasta $s_{*1} = s_1/s_{cr}$ hallamos el tiempo durante el cual el motor alcanza el deslizamiento s_{*1}:

$$t_1 = \frac{s_{cr} T_J}{M_{meco}} \left[s_* + k \ln (s_*^2 - 2ks_* + 1) + \frac{2k^2}{\sqrt{1-k^2}} \operatorname{arctg} \frac{s_* - k}{\sqrt{1-k^2}} \right]_{s_{*0}}^{s_{*1}}, \qquad (12.24)$$

donde $k = (M_m/M_{meco})(U_1/U_0)^2$.

Es mejor emplear la expresión (12.24) en forma numérica, desarrollándola para los valores s_{*0} y s_{*1}, los cuales se pueden hallar de la expresión

$$M_{meco} = 2M_m/(s_* + 1/s_*),$$

de donde

$$s_* = M_m/M_{\text{meco}} \pm \sqrt{(M_m/M_{\text{meco}})^2 - 1}. \qquad (12.25)$$

El signo más en la última fórmula corresponde a s_{*1}, y el signo menos, a s_{*0}.

El comportamiento del motor durante el impulso de la carga va a ser completamente similar al mismo durante la disminución de la tensión. Esto se hace evidente de la fig. 12.20, *b* que muestra también que para el cálculo por la fórmula (12.24) es necesario sustituir M_{meco} por M_{meci}.

La ecuación (12.24) puede representarse en forma generalizada por la fórmula que facilita la construcción del nomograma

$$\tau_1 = [t_1/(T_J s_{\text{cr}})]\, M_{\text{meco}} = \varphi\,(M_0/M_m,\ U_1/U_0). \qquad (12.26)$$

En la fig. 12.21 se muestran los valores aproximados de tiempo τ_1 expresado por unidad del tiempo límite según la estabilidad, o sea el tiempo durante el cual se permite la disminución de la tensión o el aumento de la carga.

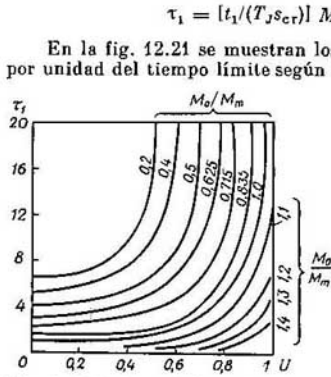


Fig. 12.21. Carácter de la variación de τ_1 cuando cambian M_0/M_m, $U = U_1/U_0$ y $M_{\text{meco}} = \text{const}$

Para el análisis de los aumentos de la carga en los motores asincrónicos se empleó la característica estática $M = f(s)$, la cual fue asumida como cuasidinámica. Mas es sabido que para un motor asincrónico la variación de la velocidad (deslizamiento) conlleva a un cambio brusco de la resistencia equivalente. Esto provoca la variación de las corrientes del estator y del rotor, así como una redistribución correspondiente de la energía electromagnética que durante el deslizamiento permanente se transformaba en mecánica. Una parte de ella se gasta en la variación de la energía acumulada en las inductancias del motor, lo que causa el retraso en las alteraciones de las características de los momentos (dinámicas) con respecto a las características de los cambios lentos del régimen (estáticas). Una forma típica de la característica dinámica de un motor asincrónico se muestra en la fig. 12.20, *c*. De las dependencias mostradas se deduce que el momento electromagnético en el análisis dinámico varía con cierto retraso respecto de la característica estática. Por consiguiente, las magnitudes que definen el deslizamiento del motor, variación de su corriente, condiciones de estabilidad, van a diferenciarse de las magnitudes halladas conforme a la característica estática.

El error en las variaciones del deslizamiento se puede hallar, aproximadamente, como la magnitud inversamente proporcional a la constante de inercia mecánica del motor T_J y proporcional al cuadrado de la disminución (o el aumento) de la tensión (o del momento) ΔU (ΔP). El error aumenta con el transcurso del tiempo. Así, por ejemplo, para los motores livianos ($T_J = 0{,}5 \ldots 1$ s) el error al determinar s alcanza el 10 . . . 30% durante 0,1 . . . 0,3 s. Para los motores pesados ($T_J = 8 \ldots 10$ s) el error se encuentra en los límites de la exactitud de los cálculos. El cálculo de los procesos transitorios electromecánicos y electromagnéticos, teniendo en cuenta su influencia mutua, debe realizarse según las ecuaciones diferenciales completas (ecuaciones de Park—Górev) para los procesos

transitorios. La comparación de los resultados de los cálculos conforme a las ecuaciones completas y simplificadas ya se realizó en el cap. 7, parágrafo 7.2 y más adelante en las figs. 12.31, 12.33.

*12.5. Cargas tipo impulso

Influencia de la carga tipo impulso en el funcionamiento del sistema de suministro eléctrico. Las cargas eléctricas tipo impulso, de otro modo *aumentos*, influyen considerablemente en el funcionamiento de los sistemas de suministro eléctrico. Básicamente son provocados por las cargas que varían bruscamente en los ejes de los motores sincrónicos y asincrónicos (tren de laminación, grúas, hornos de arco eléctrico). El impulso (aumento) de la carga, influyendo en todo el sistema de suministro eléctrico y en el sistema que lo alimenta, provoca la disminución de la tensión en el nodo de la carga y la variación de la fase de dicha tensión con respecto a la fuente de suministro. Una carga bastante grande (con respecto a la potencia del sistema) tipo impulso va a crear en el sistema las variaciones de la tensión y oscilaciones de la frecuencia más o menos duraderas. Por eso, cuando hay una carga de este tipo es necesario examinar las oscilaciones de la tensión y de la frecuencia y su influencia en el funcionamiento de los demás consumidores del sistema. En los casos de una variación considerable de los parámetros del régimen que caracterizan la calidad de la energía eléctrica entregada al consumidor basándose en el análisis de los procesos transitorios, hay que elaborar medidas especiales, que permitan evitar la influencia negativa de la carga tipo impulso en el sistema. Por supuesto, el problema es en especial agudo cuando se trata de la influencia de una carga que varía periódicamente (tipo impulso), si el motor se alimenta de un generador de potencia conmensurable. En este caso importancia primordial la tienen las medidas especiales, una de las cuales puede ser el empleo de los reguladores de excitación instalados en los generadores, compensadores sincrónicos y motores. Bastante efectiva es, en particular, la regulación de acción reforzada, regulación especial de la velocidad, la cual permite disminuir las oscilaciones de la frecuencia, y otra serie de medidas.

Método de análisis. Los procesos transitorios en un sistema que contiene motores sincrónicos y asincrónicos con carga variable en su eje pueden analizarse por varios métodos. En cualquier caso el estudio se reduce a la resolución del sistema de ecuaciones diferenciales no lineales que describen las oscilaciones de los rotores de los motores y generadores, variaciones de las corrientes y tensiones tanto en los motores que recibieron el aumento de la carga, como en las barras que alimentan una serie de cargas.

El método universal para resolver las ecuaciones diferenciales no lineales es el **método de la integración numérica.** Para impulsos de la carga cuando las variaciones de los ángulos relativos de las máquinas sincrónicas son relativamente pequeñas, se pueden simplificar los cálculos empleando la **linealización,** o sea sustituyendo la dependencia no lineal del momento (potencia), respecto del ángulo o del deslizamiento, por una lineal.

Comúnmente para simplificar el cálculo de un régimen del sistema se basan en ciertos supuestos adicionales:

1) la variación de la carga en el eje del motor es conocida (fig. 12.22, *a*, *b*, *c*): transcurre ya sea de una forma estrictamente periódica o bien cíclica, o, en el caso más complicado, de una manera casual, respectivamente;

2) el proceso transitorio suele analizarse, representando el generador mediante una f.e.m. detrás de una reactancia transitoria ($E'_q \approx E' = \text{const}$);

3) la impedancia de los motores asincrónicos y demás cargas en el momento de la conmutación se considera constante;

4) la acción del momento de amortiguamiento del motor sincrónico y de los reguladores de velocidad de los motores primarios (turbinas en las centrales eléctricas) comúnmente no se considera, una excepción es el caso cuando el arranque se realiza de un generador (movido por un motor primario), cuya potencia es conmensurable con la potencia desarrollada por la carga.

Análisis de la influencia de los impulsos en los motores asincrónicos. Cualquier aumento de la carga, según la física de los fenómenos que transcurren y el efecto

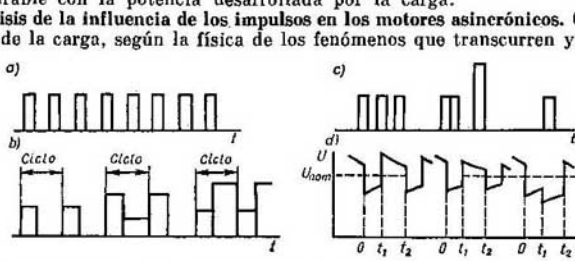


Fig. 12.22. Gráficas de variación de la carga del motor y la tensión aplicada:

a, variación de la carga estrictamente periódica; *b*, variación cíclica de la carga; *c*, lo mismo, pero aleatoriamente; *d*, carácter aproximado de la variación de la tensión cuando el suministro se realiza de un generador de potencia conmensurable

que ejerce sobre el sistema (o generador) que suministra la energía, es similar al arranque de un motor asincrónico. El método para calcular la variación de la tensión en el motor y en las barras que alimentan las cargas del sistema debe considerar que los arranques (en el caso dado aumentos) se repiten continuamente y que la siguiente conmutación (arranque, aumento) puede tener lugar antes de haber terminado el proceso transitorio causado por la conmutación precedente. Supongamos que para las conexiones y desconexiones sucesivas de la carga P_C la tensión U en las barras del generador de suministro ($P_G \gg P_C$) va a variar según la correlación $E' - I_C x'_{\Sigma d} = U$, donde I_C es la corriente de la carga, $x'_{\Sigma d}$, reactancia total equivalente de la sección «generador—barras». En el caso cuando la alimentación de la carga se realiza de un generador de potencia conmensurable con ella, las conmutaciones sucesivas conllevan a que la tensión en el generador cambia según leyes exponenciales crecientes o decrecientes. La gráfica de la variación de la tensión en el generador toma la forma de una curva tipo sierra (fig. 12.22, *d*), la cual se esclarece mediante una serie de cálculos sucesivos. Para definir las condiciones iniciales de las conmutaciones siempre se basa en el supuesto de que la f.e.m. E'_q es constante y más, en el caso de que se considere la acción del regulador, puede variar conforme a una ley predeterminada por las condiciones de la regulación*).

Durante el análisis de los procesos por la integración numérica, que como regla se hace con ayuda de los ordenadores, en el algoritmo de cálculo se puede considerar una gran cantidad de factores que **supuestamente** son influyentes [por ejemplo, los momentos correspondientes a la componente transitoria de la corriente del estator (que se atenúa rápidamente) incluidos en la ecuación de Park—Górev,

*) Véase: *Г. Мелешкин.* Переходные режимы судовых электроэнергетических систем. — Л.: Судостроение, 1971. (*G. Meleshkin.* Regímenes transitorios en los sistemas electroenergéticos de los barcos).

influencia de la saturación, etc.]. Sin embargo, después de establecer este tipo de factores, en el proceso de estudio se debe despreciar aquellos factores que influyen poco, con el fin de no obstruir el cuadro general del fenómeno, que es necesario al ingeniero para su trabajo práctico (véase cap. 3). Para dar un ejemplo, analicemos sin detalles el algoritmo general del análisis de los procesos transitorios en un sistema alimentado por un generador (fig. 12.23). Este algoritmo permite calcular los procesos transitorios provocados por las conmutaciones, aumentos y disminuciones (desconexiones) de la carga, cortocircuitos y sus desconexiones*). Además, los cálculos pueden realizarse en cualquier orden de las conmutaciones, teniendo o sin tener en cuenta diferentes factores: saturación, componentes libres de las corrientes y las f.e.m., variación de las velocidades del generador, motor, etc. En la tabla 12.1 se enumeran estos factores y se dan sus denominaciones asumidas en el esquema estructural del algoritmo (fig. 12.24).

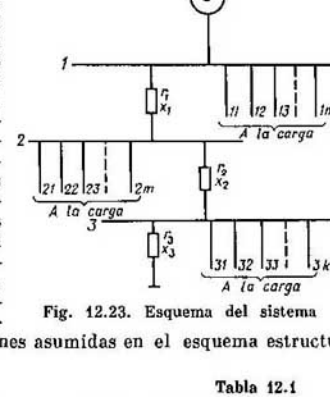


Fig. 12.23. Esquema del sistema

Tabla 12.1

Nombre de los factores	Designación	Factores considerados	Factores no considerados
Saturación de los conductores magnéticos de las máquinas	η	$\eta \neq 1,0$	$\eta = 1$
Oscilaciones transitorias	p	$p \neq 0$	$p = 0$
Variación de la velocidad del generador	s_1	$s_1 \neq 0$	$s_1 = 0$
Variación de la velocidad del k-ésimo motor asincrónico	s_k	$s_k \neq s_{kC}$	$s_k = s_{kC}$
Regulación de la excitación del generador	u_f	$u_f \neq$ const	$u_f =$ const
Variación de la frecuencia de la corriente en el rotor del motor asincrónico	f_r	$f_r \neq$ const	$f_r =$ const

El orden del cálculo se reduce a lo siguiente. Se elige la variante a la cual corresponde cierta secuencia de cálculos de los procesos. Después se establecen los momentos de tiempo $t_1, t_2, \ldots, t_n$, que definen la finalización de los cálculos de cualesquiera de los procesos y el comienzo de los cálculos siguientes. Cada una de las variantes tiene su subíndice, cuya escritura en la información inicial conjuntamente con los momentos de tiempo t_i ($i = 1, 2, \ldots$) es la base de la preparación del programa para el cálculo de dicha variante. En el esquema del algoritmo la preparación de una variante determinada se muestra convencionalmente mediante los operadores $P_1, \ldots, P_{16}$ enlazados entre sí. Después de elegir el orden del cálculo, se resuelve el problema acerca del número de elementos de la carga en cada escalón (n, m, k) y su composición (carga estática, motores asincrónicos). Por medio del operador P_2 se prefijan los índices de pre-

*) Véanse: *Л. Веретенников и В. Яковлев.* Вопросы алгоритмизации переходных процессов в автономных электроэнергетических системах. — Электричество, 1967, № 12. (*L. Vereténnikov y V. Yákovlev.* Problemas sobre la algoritmización de los procesos transitorios en los sistemas electroenergéticos autonómos); *Л. Веретенников.* Исследование процессов в судовых электроэнергетических системах. — Л.: Судостроение, 1975. (*L. Vereténnikov.* Estudios de los procesos en los sistemas electroenergéticos de los barcos).

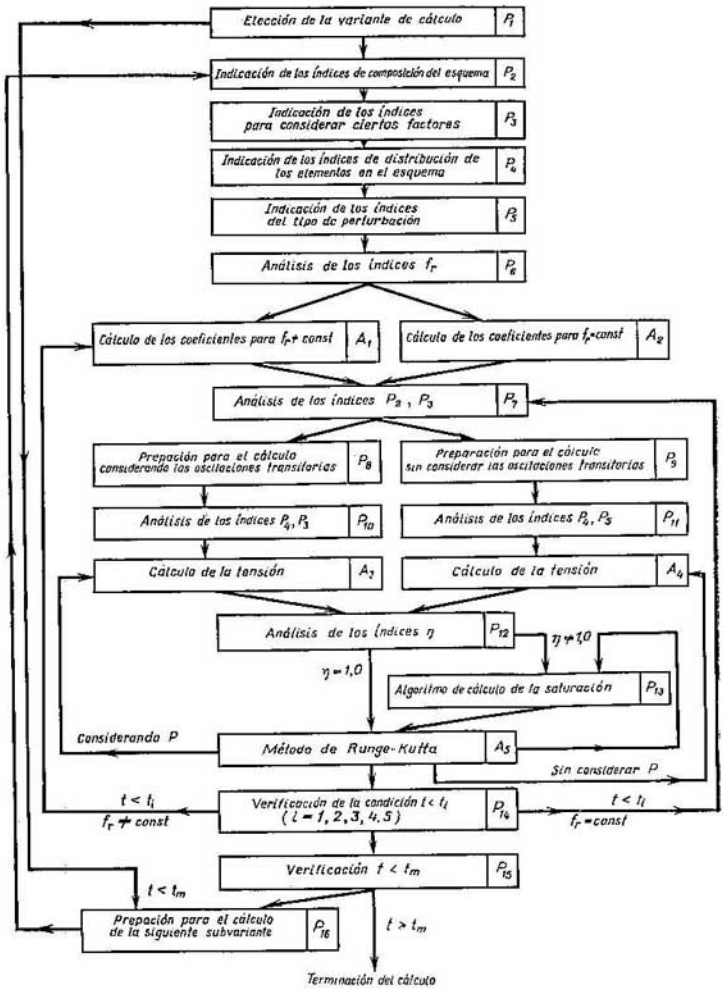


Fig. 12.24. Diagrama de flujos (algoritmo) para calcular el arranque de los motores

sencia de unos u otros elementos en el esquema, y mediante el operador P_7 se realiza el análisis de los índices dados, a base del cual se toma una resolución acerca de la exclusión de uno u otro factor del cálculo. Por el operador P_3 se verifica la consideración de ciertos factores, y mediante el operador P_4, la consideración de los índices de distribución en el esquema. Por medio del operador P_{16} se dan los números de los elementos concretos de la carga, que van a tomar parte en las conmutaciones de la variante elegida (conexión, desconexión, reconexión, etc.). Mediante el operador P_5 se prefijan los índices del tipo de perturbación: aumento de la carga, cortocircuito, desconexión de este último, etc. Cada uno de los índices dados se analiza por el operador correspondiente, como resultado de lo cual se toma la resolución acerca del orden del cálculo. De acuerdo a la tarea dada se calculan los coeficientes (operadores A_1 o bien A_2) y las tensiones en los puntos nodales (A_3 o A_4). Luego, basándose en el método de Runge—Kutta (A_5) se calculan los valores de los parámetros del régimen (flujo magnético de la máquina, etc.) al final del intervalo. Si se da el índice para considerar la saturación (P_{12}), entonces esto conlleva a que dentro de cada intervalo, por el método de las aproximaciones sucesivas, se calculan los valores del flujo magnético saturado en la máquina. Según los valores del flujo magnético en cada paso de integración, se hallan las corrientes, tensiones (en los ejes d, q y las magnitudes por fase), así como también el deslizamiento de los motores asincrónicos y otros parámetros del régimen. Una vez alcanzado el tiempo t_i ($i = 1, 2, \ldots, n$), se pasa al cálculo del proceso siguiente conforme al operador P_1. Cuando se alcanza el tiempo t_m, el cálculo se da por terminado.

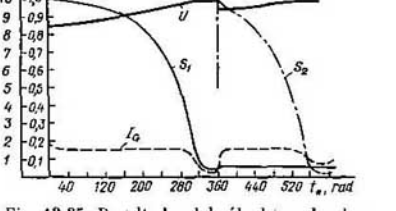


Fig. 12.25. Resultados del cálculo en el ordenador de dos arranques en serie de los motores asincrónicos

Es bastante sencillo elaborar un algoritmo en forma de programa. Para ilustrarlo, en la fig. 12.25 se presentan los procesos (variación de U, I_G, s_1, s_2) durante el arranque sucesivo de dos motores asincrónicos de un generador de potencia conmensurable (véase fig. 12.23).

De esta manera, un algoritmo del tipo analizado permite calcular cualquier proceso transitorio en caso de los aumentos de la carga. Además, los parámetros del régimen son determinados no solamente para la red conectada al generador, sino también para la parte del sistema desconectada de éste como resultado de la acción del automático durante un cortocircuito, etc.

La elaboración del algoritmo nos indica que hay la posibilidad de realizar no sólo los cálculos de los parámetros del régimen con bastante confiabilidad (corrientes de cortocircuito, caídas de tensión, etc.) para cualesquiera conmutaciones, sino también realizar un análisis de los procesos, estableciendo los factores influyentes.

Análisis de la influencia de los impulsos en el sistema «dos centrales —carga». La necesidad de calcular los regímenes en presencia de los impulsos de las cargas comúnmente aparece en aquellos sistemas en los que la potencia de la carga es conmensurable con la potencia de las centrales eléctricas. En la mayoría de los casos resulta posible transformar el esquema de cálculo a un sistema que se compone de dos centrales y una carga (fig. 12.26). Una de las centrales es el generador síncrónico equivalente y la otra, el motor sincrónico.

Las ecuaciones de movimiento de los rotores de las centrales se pueden escribir de la siguiente manera

$$T_{J1}\frac{d^2\delta_1}{dt^2} + \frac{E_1'^2}{z_{11}}\operatorname{sen}\alpha_{11} + \frac{E_1'E_2'}{z_{12}}\operatorname{sen}(\delta_{12} - \alpha_{12}) = F_1(t); \qquad (12.27)$$

$$T_{J2}\frac{d^2\delta_2}{dt^2} + \frac{E_2'^2}{z_{22}}\operatorname{sen}\alpha_{22} - \frac{E_1'E_2'}{z_{12}}\operatorname{sen}(\delta_{12} + \alpha_{12}) = F_2(t), \qquad (12.28)$$

donde $F_1(t)$, $F_2(t)$ son las potencias mecánicas en el eje del generador y del motor (fig. 12.27).

Luego la resolución se realiza con ayuda del ordenador o de cualesquiera de los métodos de aproximación, los cuales requieren simplificaciones posteriores.

Atenuación de las oscilaciones de la tensión. Para alcanzar este objetivo se pueden instalar compensadores sincrónicos en las cercanías del lugar donde se conecta la carga que varía rápidamente. Cuanto mayor sea la potencia de los compensadores sincrónicos, respecto de la potencia del sistema, mayor podrá ser el efecto de atenuación de las oscilaciones de la tensión.

Para aumentar la eficacia del compensador sincrónico destinado para atenuar las oscilaciones de la tensión, a veces es conveniente conectarlo en serie con una

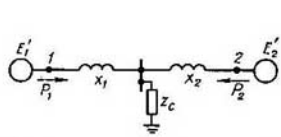


Fig. 12.26. Esquema del sistema en estudio

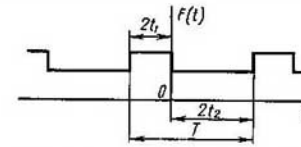


Fig. 12.27. Gráfica rectangular típica de una carga

capacitancia, la cual en uno u otro grado compensa su reactancia. El efecto de atenuación de las oscilaciones de la tensión puede obtenerse también sin instalar compensadores sincrónicos adicionales, conectando en serie con los circuitos de los motores sincrónicos una capacitancia (fig. 12.28). El empleo de la regulación de la excitación da un efecto aún mayor.

Hasta cierto grado las oscilaciones de la tensión se pueden atenuar mediante el aumento programado de la excitación en los motores sincrónicos, compensado-

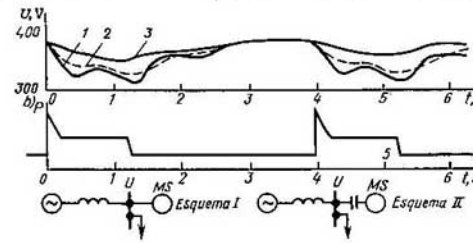


Fig. 12.28. Variación de la tensión en las barras de un motor sincrónico (*a*) y una carga (*b*) con el tiempo:

1, en el esquema *I* sin regulación reforzada; *2*, en el esquema *II* sin regulación reforzada de la excitación; *3*, en el esquema *I* con regulación reforzada de la excitación

res sincrónicos o generadores. Sin embargo, como lo demostraron los estudios teóricos y experimentales, el mayor efecto de atenuación de las oscilaciones de la tensión en un sistema donde hay carga tipo impulso se obtiene empleando los reguladores de excitación de acción reforzada, o sea los reguladores que reaccionan no solamente a la desviación de un parámetro dado del régimen, sino también a sus derivadas. Para una ley de regulación bien elegida y un correspondiente ajuste del regulador, se puede, prácticamente por completo, eliminar las oscilaciones de la tensión (fig. 12.29).

La regulación de la excitación de acción reforzada, de manera efectiva, elimina las oscilaciones de la tensión. Sin embargo, solamente la regulación de la

excitación con frecuencia es insuficiente y es cuando es útil la regulación simultánea de la excitación y del motor primario del generador, por ejemplo, la regulación del momento de la turbina en una de las centrales del sistema. Esta regulación se puede realizar según el valor y el signo del deslizamiento relativo, el cual considera la variación de la velocidad de la turbina respecto de la velocidad del régimen anterior.

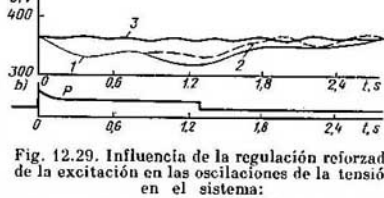


Fig. 12.29. Influencia de la regulación reforzada de la excitación en las oscilaciones de la tensión en el sistema:

a, variación de la tensión: *1*, sin regulación automática de la excitación; *2*, con regulación automática proporcional de la excitación; *3*, con regulación automática reforzada de la excitación; *b*, variación de la carga

Para eliminar la influencia de las cargas tipo impulso se pueden emplear las fuentes nuevas de potencia reactiva que reemplacen los compensadores sincrónicos. A dichas fuentes pertenecen los condensadores estáticos, que se conectan en conjunto con las reactancias y que tienen control automático. Además, el control debe ser suave, rápido sin zona de insensibilidad. Los equipos para consumir la potencia reactiva que se regula rápidamente pueden ser ejecutados con ayuda de esquemas tipo rectificador-invertor, denominados FPR —fuentes de potencia reactiva (fig. 12.30).



Fig. 12.30. FPR (fuente de potencia reactiva) del MEI (Instituto Energético de Moscú).

a, esquema de la FPR; *b*, vista general de la FPR experimental-industrial y los transformadores que la alimentan; *c*, variación de la corriente de salida (*2*) FPR bajo la influencia de control del regulador (*1*)

Esquema y funcionamiento principal de las FPR. La rapidez y posibilidad de control del momento de conexión y desconexión de los condensadores (x_C en la fig. 12.30, *a*) hacen que el interruptor de tiristores sea un aparato de conmutación confiable no solamente para la regulación a saltos, sino también para la regulación continua de la potencia reactiva de la batería (condensador):

$$Q = I_C^2/(\omega C). \qquad (12.29)$$

Variando la corriente que circula por el condensador, se puede también variar la potencia generada por éste. La variación de la corriente de los condensadores controlados por el interruptor de tiristores, se realiza cambiando el ángulo de conducción de los tiristores T_1 y T_2. Es evidente que el ángulo de conducción, o tiempo durante el cual el tiristor permanece abierto para el paso de la corriente, no puede ser mayor que un semiperíodo. En este caso el condensador genera la máxima potencia reactiva. Supongamos que el ángulo de conducción disminuyó y se hizo igual a un cuarto del período. Esto significa que se hace menor y más efectivo el primer armónico de la corriente que circula por el condensador y, por consiguiente, la potencia entregada a la red.

Para una regulación de este tipo la corriente en el condensador contiene además del primer armónico cierta parte de armónicos superiores. La parte de estos armónicos crece con la disminución del ángulo de conducción de los tiristores, o sea con la disminución de la potencia reactiva entregada a la red. Por eso, cuando se crean las FPR*) con regulación continua, al mismo tiempo se prevén medidas destinadas a compensar los armónicos superiores.

La mayor ventaja de la FPR analizada (su aspecto general se muestra en la fig. 12.30, *b*) y de otros dispositivos similares con control mediante válvulas es su rapidez. Experimentalmente se estableció (fig. 12.30, *c*) que el tiempo necesario para la variación del régimen de la FPR no sobrepasa uno-dos períodos de la frecuencia industrial (0,02—0,04 s).

Las pérdidas de potencia activa en la FPR se determinan por las pérdidas en los condensadores, transformador, fuente de los impulsos de control de la corriente y en el sistema de control de los tiristores. En el proceso de regulación, con la variación de la potencia reactiva generada por la FPR cambian también las pérdidas de la potencia activa.

12.6. Autoarranque de los motores

El proceso de restablecimiento del funcionamiento normal de los motores después de que éste fue interrumpido por corto tiempo a causa de la interrupción del suministro (desconexión de la fuente de tensión y la posterior conexión a otra fuente) o de un cortocircuito que provoca la disminución temporal o la desaparición de la tensión en las barras de la carga se llama *autoarranque*. Es evidente que el problema del estudio del proceso de autorranque tiene mucho en común con el problema de estudio de los procesos durante las disminuciones (aumentos)de la carga o la disminución de la tensión. El problema práctico de autoarranque consiste en no permitir una desconexión masiva de los motores eléctricos y garantizar un funcionamiento sin interrupciones de los consumidores. Si no hay un autoarranque automático es factible una desconexión masiva de los motores eléctricos y la respectiva alteración del proceso industrial.

Proceso transitorio electromecánico durante la interrupción del suministro a los motores. Este proceso puede ser causado tanto por las conmutaciones a la fuente de reserva durante la explotación como por los procesos de avería que exigen dichas conmutaciones. El proceso transitorio analizado se puede dividir en tres etapas:

I—**frenado en grupo** que se caracteriza por el hecho de que entre los motores que se frenan (conectados a unas barras comunes) aparecen flujos de potencia debidos a la energía cinética y electromagnética acumuladas. Como resultado de esto la rotación de los motores se torna conjunta y éstos, de una manera aproximada, pueden sustituirse por un solo motor;

II—**frenado individual** que transcurre después de haber disminuido la tensión en las barras comunes hasta un 50—60% respecto a la nominal o inclusive hasta cero. En este caso los motores se frenan de acuerdo con sus características mecánicas individuales. No obstante, si en los circuitos de los motores las corrientes no se atenúan completamente, éstas van a ejercer una influencia en los motores conectados en paralelo y nivelar su movimiento;

III—**autoarranque** que es la etapa que aparece después de haber restablecido la tensión en las barras comunes.

Para el análisis de los procesos transitorios que aparecen durante la interrupción del suministro (frenado en grupo), en calidad de método de cálculo hay que emplear el método de integración numérica. En dependencia de los parámetros del sistema estudiado y la gravedad de la avería pueden emplearse tanto las ecuaciones completas como las simplificadas. La diferencia en los resultados puede ser

*) La FPR es un invento de la URSS (Departamento de Sistemas Eléctricos de Potencia del MEI), sin embargo, ésta se emplea ampliamente en otros países (Suecia, EE.UU., etc.), sin hacer la respectiva referencia.

a veces significante (en los casos graves). En la fig. 12.31, *a* se muestra un sistema durante cuyas variaciones se estudian los parámetros del regímen*). Así durante la desconexión de la línea *1* se desconecta el interruptor *1* y luego tiene lugar el restablecimiento de la tensión por conexión del interruptor *2*. El salto de la corriente i alcanza un valor 5—8 veces mayor cuando la conexión se hace en contrafase (fig. 12.31, *b*, curva *1*). La conexión, cuando coinciden las fases, da un aumento de la corriente mucho menor (curva *2*). Por consiguiente, para este último caso las variaciones de la velocidad angular ω serán significativamente menores. En la fig. 12.31, *c* se muestran los procesos para un cortocircuito alejado en la línea *1*. En este caso, por supuesto, la corriente i y la velocidad ω cambian menos.

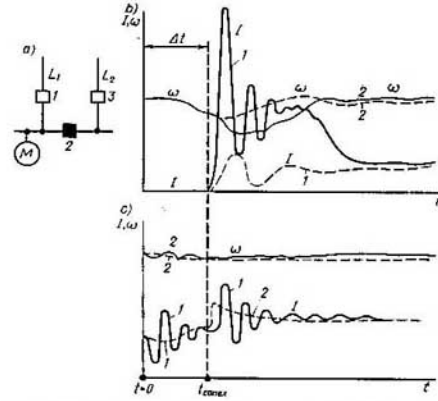


Fig. 12.31. Procesos durante la conmutación del suministro de un motor asincrónico:

a, esquema de suministro (*1*, *3* conectados, *2* desconectado); *b*, proceso durante la desconexión *1* ($t = 0$) y la conexión *2* pasado Δt. Aquí ——— es la conexión en contrafase; – – –, lo mismo, pero en fase; *1*, corriente, *2*, velocidad; *c*, proceso para un cortocircuito alejado en la línea (*1*), desconexión pasado Δt y conexión simultánea (2); ———, corriente (*1*), velocidad (*2*) según las ecuaciones completas; – – –, lo mismo, según las simplificadas

En la misma figura se presenta la comparación de los cálculos mediante las ecuaciones completas (curvas *1*) y las ecuaciones simplificadas (curva *2*), cuyo empleo, evidentemente, es permisible.

Al evaluar la exactitud de los cálculos, es necesario tener presente que en los procesos que transcurren durante las desconexiones y conmutaciones influye notoriamente el arco que aparece entre los contactos separados. El arco puede considerarse sólo a «grosso modo», y en relación con esto los cálculos, si hay conmutaciones, tienen básicamente un carácter aproximado.

Para los cálculos del proceso transitorio por las ecuaciones completas o simplificadas, en cada paso de integración la velocidad, comúnmente, se toma como constante. En los cálculos del autoarranque de los motores asincrónicos por las ecuaciones simplificadas puede emplearse la característica estática, determinando aproximadamente el momento en dependencia del deslizamiento. Para hallar la tensión en cada paso de cálculo, los motores asincrónicos pueden representarse mediante conductancias y susceptancias, determinadas del circuito equivalente común del motor asincrónico.

Cuando se conocen las impedancias del sistema y las tensiones de la fuente de suministro, se puede calcular la tensión residual en las barras y luego, según este valor, hallar el momento electromagnético del motor, calculando así el momento de rotación del mecanismo en dependencia del deslizamiento. Luego, el cálculo del deslizamiento y la tensión residual al comienzo del intervalo siguiente per-

*) Véase: *К. Кетнер, И. Козлова, В. Сендюрев.* Алгоритмизация расчетов переходных процессов автономных электроэнергетических систем. — Рига: Зинатне, 1981, с. 166. (*K. Ketner, I. Kozlova, V. Sendyurev.* Algoritmización de los cálculos de los procesos transitorios en los sistemas electroenergéticos autónomos).

mite, mediante pasos sucesivos, determinar el tiempo del autoarranque del motor equivalente.

Física de los procesos durante la interrupción del suministro y conmutaciones. Las ideas expuestas arriba acerca de la elección del método de cálculo del proceso de conmutaciones durante las interrupciones del suministro subrayan lo repetido ya varias veces de que dicha elección debe hacerse basándose en consideraciones físicas y prácticas. Durante los procesos estudiados pueden aparecer grandes saltos de las corrientes y esfuerzos mecánicos a manera de impulsos (choque). Estos fenómenos se explican por el hecho de que al desconectar el motor asincrónico de la red la corriente en el estator desaparece, pero el flujo magnético de la máquina se conserva debido a la variación de la corriente en el devanado cortocircuitado del rotor*). El flujo magnético, inmóvil respecto al rotor pero que gira junto con él, va a inducir una f.e.m. en el devanado del estator. Antes de la desconexión del motor de la red la f.e.m. $\dot{E}_1$ (inducida por el flujo de autoinducción Φ_M) y la tensión de la red $\dot{U}$ se hallaban casi en contrafase, tenían un valor cercano (fig. 12.32), además giraban en el espacio con velocidad sincrónica, y en el sistema de coordenadas sincrónicas eran inmóviles.

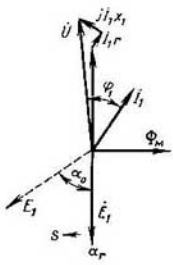


Fig. 12.32. Diagrama vectorial del motor cuando se desconecta el suministro

Durante la interrupción del suministro el vector de la f.e.m. gira en el espacio con la velocidad del rotor, o sea en el régimen de motor con una velocidad menor que la sincrónica en el valor del deslizamiento s. En el sistema de coordenadas que gira sincrónicamente, el vector $\dot{E}_1$ gira (para el mismo deslizamiento) en el sentido contrario y disminuye a medida que se atenúa el flujo magnético. Por eso, durante la conexión del motor a la misma fuente de energía, pero a través de otro equipo de distribución, el vector de la f.e.m. va a estar desfasado respecto del vector de la tensión de la red en un ángulo predeterminado por el tiempo de interrupción del suministro y por el deslizamiento del motor; este ángulo, antes que todo, es el que define el carácter del proceso. Si el desfasaje entre los vectores $\dot{U}$ y $\dot{E}_1$ es igual a cero, entonces hay que sumar los vectores, lo que es equivalente a la conexión del motor a una red con la tensión duplicada. Cuando el desfasaje es de 180° la tensión y la f.e.m. se restan, lo que es equivalente a la conexión del motor a una red con tensión cercana a cero. Por consiguiente, en el primer caso es de esperar los aumentos más grandes de la corriente, y en el segundo, los insignificantes.

Si el suministro se pasa a otra fuente, no sincronizada con la primera, entonces, además del tiempo de interrupción del suministro, van a ser importantes también las correlaciones entre las tensiones de las dos fuentes tanto por sus valores, como por sus desfasajes. Cuando la conmutación del suministro es rápida, el momento de rotación puede hallarse mediante la siguiente expresión:

$$M = \frac{x_M U^2}{x_r x_s'} [\operatorname{sen}(\alpha_0 + st) + \operatorname{sen}(t - \alpha_0 - st) - \operatorname{sen}(t - st)],$$

donde α_0 es el ángulo de desplazamiento del vector de la f.e.m. $\dot{E}_1$ respecto a la posición inicial (fig. 12.32).

*) Véase: *И. Трещев.* Методы исследования машин переменного тока. — Л.: Энергия, 1969, с. 234. (*I. Treschev.* Métodos para el estudio de las máquinas de corriente alterna).

Si el suministro se conectó a la misma fuente, entonces

$$\alpha_0 = st_0.$$

Cuando se hace la conmutación del suministro a otra fuente, no enlazada con la primera, la fase de la tensión puede asumirse cualquiera. Entonces, en vez de α_0 hay que colocar el valor

$$\beta = \alpha_0 + \varphi_0,$$

donde φ_0 es la diferencia de fases entre las tensiones de la primera y segunda fuentes de alimentación, en general, una magnitud aleatoria que puede elegirse arbitrariamente. El ángulo β también es una magnitud aleatoria y, respectivamente, el tiempo de la interrupción del suministro t_0 también se elige arbitrariamente, por ejemplo, igual al tiempo de operación de los contactos del conmutador de suministro.

Cuando la conmutación del suministro se hace rápidamente y a la misma fuente, el momento M es función de dos variables independientes: el tiempo t y el ángulo α_0. Suponiendo que $s \approx 0$, hallamos las condiciones del máximo de M:

$$\partial M/\partial t = 0, \quad \partial M/\partial \alpha_0 = 0,$$

de donde

$$\left.\begin{array}{l} t_1 = 2\pi/3; \quad \alpha_{01} = 4\pi/3; \\ t_2 = 4\pi/3; \quad \alpha_{02} = 2\pi/3. \end{array}\right\}$$

Por consiguiente, el valor máximo de M aparece a condición de que durante la conexión del suministro la tensión U y la f.e.m. residual E_1 están desfasadas, aproximadamente, en $\pm 60°$; además

$$M_{\text{máx}} = \mp 2{,}60 U^2/x'_s.$$

Por ejemplo, para un motor de potencia 5—40 kW el momento es

$$M_{\text{máx}} = \mp 2{,}6 \cdot 1/0{,}23 = \mp 11{,}3.$$

Un cálculo más exacto muestra que para dicho motor

$$M_{\text{máx}} = \mp 13{,}3\, M_{\text{nom}}.$$

El autoarranque simultáneo de un grupo de motores eléctricos se caracteriza por el hecho de que en el momento de restablecer el suministro eléctrico y comenzar el autoarranque, una parte o todos los motores giran con cierta velocidad, o sea, el autoarranque, como regla, transcurre bajo carga.

El autoarranque se califica de exitoso, si con la tensión disminuida el momento excedente de los motores es suficiente para llevar los mecanismos hasta la velocidad nominal o si durante este tiempo el calentamiento de los devanados de los motores no alcanza valores no permisibles.

Según las condiciones del autoarranque los mecanismos de producción se dividen en dos grupos. Al **primer grupo** pertenecen los molinos esféricos, correas transportadoras, trenes de laminación y otros mecanismos, que tienen un momento de resistencia constante, a raíz de lo cual, durante una interrupción corta del suministro eléctrico pierden rápidamente la velocidad y se aceleran lentamente. Para garantizar el autoarranque de este grupo de accionamientos es necesario que el motor eléctrico tenga durante el restablecimiento de la tensión un momento aproximadamente igual al nominal [o, considerando la carga real del motor eléctrico, $(0{,}8 \ldots 0{,}9)\, M_{\text{nom}}$]. Además, si es posible, hay que disminuir el tiempo de interrupción del suministro eléctrico, para que los motores no alcancen a disminuir notoriamente la velocidad.

Los mecanismos pertenecientes al **segundo grupo**, bombas centrífugas, ventiladores, aspiradores de humo, sopladores de gas y otros, tienen características del momento tipo ventilador. El autoarranque de este grupo es más fácil de garantizar que el de los mecanismos del primer grupo, debido a que el momento de resistencia para ellos disminuye con la disminución de la velocidad.

El autoarranque a veces es difícil de realizar. Así, por ejemplo, cuando la potencia de los transformadores o de las líneas es relativamente pequeña, el autoarranque se logra solamente para los mecanismos más importantes. En este caso

los mecanismos menos importantes, o sea aquellos cuya detención no provoca daños de los equipos y no está relacionada con una disminución significativa o mala calidad de la producción, se desconectan.

El autoarranque de un gran número de motores asincrónicos puede facilitarse si en el nodo de carga se tienen también motores sincrónicos. La regulación o reforzamiento de la excitación de estos motores permite tener una tensión más alta

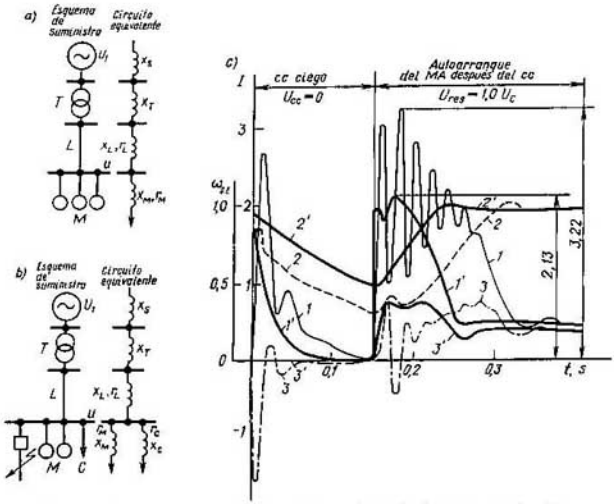


Fig. 12.33. Autoarranque de los motores después de un cortocircuito:

a, esquema de suministro de la carga durante el autoarranque; *b*, esquema del autoarranque después del cortocircuito; *c*, comparación de la variación de la corriente del estator *i* (*1*, *1'*), velocidad angular ω (*2*, *2'*) y momento electromagnético M_{em} en los bornes del MA en el régimen de cc con una duración de 0,15 s: *1*, *2*, *3*, según las ecuaciones completas; *1'*, *2'*, *3'*, según las ecuaciones simplificadas para el caso de un autoarranque conforme al esquema *b*

durante el autoarranque. El seccionamiento (separación) de los equipos de distribución y la disminución de la potencia de los motores que toman parte en el autoarranque también ayudan a facilitarlo.

Cálculo aproximado del autoarranque de los motores asincrónicos. Para esclarecer las posibilidades del autoarranque de los motores asincrónicos es necesario probar si es suficiente o no el momento de rotación del motor eléctrico para el autoarranque (para una tensión disminuida) y establecer el valor del calentamiento adicional del motor, causado por el aumento del tiempo de arranque. Para el cálculo del autoarranque hay que determinar: el frenado durante la ausencia del suministro eléctrico; la tensión y el momento excedente de los motores eléctricos; el tiempo del autoarranque y el calentamiento adicional. El tiempo permisible y el deslizamiento en el momento del autoarranque puede hallarse según (12.24) o mediante la integración numérica. La tensión en los motores se halla basándose en los circuitos equivalentes.

El autoarranque de los motores puede hacerse tanto de una fuente de alimentación, conmensurable con la potencia de los motores que toman parte en el autoarranque, como de una fuente, cuya potencia es muchas veces mayor que la potencia de los motores. En este último caso se puede considerar que la tensión en las barras del generador o de la subestación de suministro es constante durante el autoarranque.

Los esquemas de suministro de la carga más típicos para el autoarranque se muestran en la fig. 12.33.

Para los esquemas presentados en la fig. 12.33, *a*, la tensión en los bornes de los motores durante el autoarranque es

$$U = U_1 z_M / \sqrt{(r_L + r_M)^2 + (x + x_M)^2} \qquad (12.30)$$

donde $z_M = \sqrt{r_M^2 + x_M^2}$; $x = x_r + x_T + x_L$; r_M y x_M son, respectivamente, la resistencia y reactancia equivalentes de los motores, halladas para un valor del deslizamiento que corresponde al momento inicial del autoarranque (según los circuitos equivalentes de los motores).

En el esquema de suministro (fig. 12.33, *b*), en el que la carga se representa mediante un motor y una impedancia constante z_C, la tensión durante el arranque es

$$U = U_1 z_{M.C} / \sqrt{(r_L + r_{M.C})^2 + (x + x_{M.C})^2}, \qquad (12.31)$$

donde

$$z_{M.C} = z_M z_C / (z_M + z_C) = z_{M.C} e^{j\psi}; \quad r_{M.C} = z_{M.C} \cos \psi; \quad x_{M.C} = z_{M.C} \operatorname{sen} \psi.$$

Aproximadamente, se puede considerar que la tensión durante el autoarranque debe ser

$$U \geqslant U_1 z_M / (z_M + x). \qquad (12.32)$$

Cuando se conoce el valor mínimo permisible de la tensión de autoarranque, se puede hallar el valor permisible de la potencia de los motores que no se desconectan.

La impedancia del motor en el momento del autoarranque es

$$z_M = s_b U_{nom}^2 / (S_{aar} U_b^2),$$

donde S_b es la potencia base; U_{nom}, la tensión nominal del motor eléctrico; S_{aar}, la potencia de cálculo del motor eléctrico para una tensión nominal y un deslizamiento correspondiente al momento del autoarranque; U_b, la tensión base.

Sustituyendo z_b en (12.32), hallamos la potencia:

$$S_{aar} = \left(\frac{U_{nom}}{U_b}\right)^2 \frac{S_b}{x} \left(\frac{U_1}{U} - 1\right). \qquad (12.33)$$

La magnitud S_{aar} está enlazada con la potencia nominal del motor mediante la fórmula

$$S_{aar} = P_{nom} k_s / (\eta_{nom} \cos \varphi_{nom}), \qquad (12.34)$$

donde k_s es la multiplicidad de la corriente del motor para el deslizamiento S_{aar} que corresponde al comienzo del autoarranque:

$$k_s = [\sqrt{1 + s_{cr}^2} / \sqrt{1 + (s_{cr}/s_{aar})^2}]\, k.$$

Aquí k es la multiplicidad de la corriente de arranque.

Igualando los segundos miembros de las expresiones (12.33) y (12.34), después de una transformación obtenemos una expresión aproximada para determinar el

valor permisible de la potencia de los motores que no se desconectan. Para el esquema mostrado en la fig. 12.33, *a*,

$$P_{\text{n.d}} = \left(\frac{U_{\text{nom}}}{U_{\text{b}}}\right)^2 \frac{S_{\text{b}} \cos \varphi_{\text{nom}} \eta_{\text{nom}}}{x k_s} \left(\frac{U_1}{U} - 1\right).$$

Para el esquema presentado en la fig. 12.33, *b*,

$$P_{\text{n.d}} = \frac{\cos \varphi_{\text{nom}} \eta_{\text{nom}}}{k_s} \left[\left(\frac{U_{\text{nom}}}{U_{\text{b}}}\right)^2 \frac{S_{\text{b}}}{x} \left(\frac{U_1}{U} - 1\right) - \frac{U^2}{z_{\text{C}}}\right], \qquad (12.35)$$

donde el cos φ_{nom} y η_{nom} son el factor de potencia y el rendimiento del motor.

La tensión mínima permisible en los bornes de los motores se determina según la posibilidad del autoarranque de la siguiente manera:

—para los mecanismos con un momento de resistencia constante

$$U^2 M_{M.\text{mín}} \geqslant 1{,}1 M_{\text{mec}};$$

—para los mecanismos con la característica del momento tipo ventilador

$$U^2 M_{M.\text{máx}} \geqslant 1{,}1 M_{\text{mec}},$$

donde $M_{M.\text{mín}}$ y $M_{M.\text{máx}}$ son, respectivamente, los momentos de rotación mínimo y máximo del motor*).

Autoarranque de los motores sincrónicos. Si durante la disminución de la tensión o su desaparición completa por un lapso corto los motores no se desconectan y no salen del sincronismo, entonces al restablecerse la tensión tiene lugar el **proceso de autoarranque.** Si un motor sale del sincronismo y en el momento en que se restablece la tensión funciona como un motor asincrónico con un deslizamiento s_1, entonces hay que considerar el proceso del autoarranque como un proceso de arranque de un motor asincrónico realizado desde una velocidad intermedia (hasta la cual disminuyó su velocidad el motor durante la ausencia del suministro). El autoarranque difiere del arranque también por lo que el motor con excitación se conecta directamente a las barras de carga sin resistencias adicionales en el circuito del estator.

En el problema del cálculo del autoarranque se incluye:

1) prueba de la influencia del autoarranque en el funcionamiento normal de los consumidores conectados a las barras de carga y en la sobrecarga de los elementos de la red;

2) cálculo del valor residual de la tensión en los bornes de los motores, necesario para impulsar (arrancar) las unidades;

3) establecimiento del momento del motor, necesario para que haya una entrada al sincronismo segura;

4) determinación del tiempo de arranque y recalentamiento del motor.

Durante la ausencia del suministro, la tensión en las salidas de motor depende de su f.e.m., la cual disminuye según el frenado. La baja de la velocidad hasta el 80% de la sincrónica provoca una disminución notoria de la tensión (hasta el 60—70%). Cuando existe forzamiento de la excitación, que comúnmente se conecta cuando la tensión decrece en un 20—25%, esto no sucede y la tensión se mantiene en los límites del valor normal.

*) Para los motores, cuyos parámetros del circuito equivalente se puede considerar independientes del deslizamiento, $M_{\text{M.mín}}$ es igual al momento de arranque. Para los motores que tienen el rotor con pasos profundos, la característica (curva) del momento tiene una caída, $M_{\text{M.mín}}$ debe hallarse según esta característica.

La impedancia del motor, en dependencia del deslizamiento, se puede evaluar a «grosso modo» mediante las curvas presentadas en la fig. 12.34. Para una f.e.m. residual considerable del motor, la tensión en las barras de la carga va a pulsar con la frecuencia del deslizamiento. La disminución permisible de la tensión en las barras de la carga durante el autoarranque, aproximadamente, se predetermina por las siguientes exigencias:

1) para un suministro común de los motores y el alumbrado, $U \geqslant 0{,}9$ en caso de arranques duraderos y frecuentes; $U \geqslant 0{,}8 \ldots 0{,}85$ cuando los arranques y autoarranques son rápidos y poco frecuentes;

2) para el suministro separado de los motores y el alumbardo, $U \geqslant 0{,}75 \ldots 0{,}8$, independientemente de la duración y la frecuencia de los arranques y autoarranques;

3) para el alumbardo luminiscente, $U \geqslant 0{,}9$;

4) en caso del suministro de los motores mediante transformadores, la tensión U se limita por el valor mínimo del momento requerido para el arranque de la unidad.

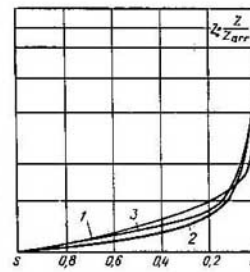


Fig. 12.34. Variación de la impedancia de los motores sincrónicos durante el proceso de arranque $Z_* = \varphi(s)$:

1, motor con polos salientes; *2*, *3*, motores del rotor liso con devanado especial de amortiguamiento y sin él, respectivamente

Para probar la posibilidad del autoarranque, es necesario comparar el momento asincrónico medio con el momento de resistencia del mecanismo. La característica (curva) del momento asincrónico se recomienda calcularla con ayuda de la fórmula conocida para las máquinas eléctricas

$$M_{asn} = \frac{U^2}{2\cos\varphi_{nom}\eta_{nom}}\left[\left(\frac{1}{x'_d}-\frac{1}{x_d}\right)\frac{sT'_d}{1+(sT'_d)^2} + \right.$$
$$\left. + \left(\frac{1}{x''_d}-\frac{1}{x'_d}\right)\frac{sT''_d}{1+(sT''_d)^2} + \left(\frac{1}{x''_d}-\frac{1}{x_q}\right)\frac{sT''_q}{1+(sT''_q)^2}\right].$$

Comúnmente la fábrica prefija la curva del momento asincrónico del motor para las condiciones de arranque cuando en el circuito del rotor se conecta una resistencia de descarga r_{des}, a la cual se cierra el devanado del rotor mientras que no se conecte la excitatriz. Sin embargo, en las condiciones del autoarranque el devanado del rotor (que tiene una resistencia r_f) generalmente está conectado directamente a la excitatriz. Esto cambia la magnitud T'_d de manera inversamente proporcional a la magnitud $r_{des}/r_f + 1$. En el caso cuando la excitatriz se conecta directamente, el momento asincrónico disminuye en la magnitud

$$\Delta M_{asn} = -\frac{U^2}{2\cos\varphi_{nom}\eta_{nom}}\left(\frac{1}{x'_d}-\frac{1}{x_d}\right)\left[\frac{0{,}09sT'_d}{1+0{,}0081\,(sT'_d)^2}-\frac{sT'_d}{1+(sT'_d)^2}\right].$$

Para determinar la variación del momento cuando la excitatriz está conectada directamente, puede emplearse el nomograma (fig. 12.35). Con ayuda de éste, según el valor de T'_d y del deslizamiento s para el que se determina el momento, se halla la magnitud Δm. Cuando la excitatriz se conecta directamente, el momento asincrónico es

$$M_{asn} = U^2[M_{asn\,0} - \Delta m/(\cos\varphi_{nom}\eta_{nom})], \qquad (12.36)$$

donde $M_{asn\,0}$ es el momento determinado según la curva del momento asincrónico dada por la fábrica (para una tensión nominal).

Las condiciones más difíciles para el autoarranque son cuando el deslizamiento es igual a 0,02—0,08. Si en esta zona el autoarranque se asegura, entonces en la mayoría de los casos el autoarranque se va a garantizar (según el momento necesario) también para otros valores del deslizamiento.

El momento necesario para llevar el motor hasta el deslizamiento crítico, teniendo en cuenta la disminución de la tensión durante el autoarranque, puede hallarse, aproximadamente, de la expresión

$$M \geqslant 0{,}055\, M_{\text{mec}}/(U^2 s_{\text{cr}}). \tag{12.37}$$

El momento M se da por la fábrica considerando la conexión en el circuito del rotor de la resistencia de descarga. Cuando se calcula el autoarranque con la

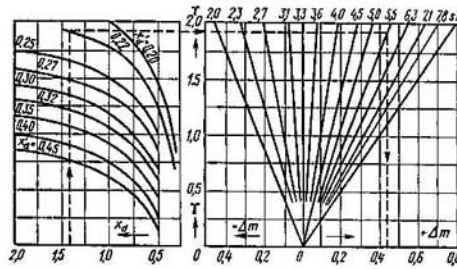


Fig. 12.35. Nomograma para determinar $\Delta m = \varphi\,(x_d,\ x'_d,\ sT'_d)$:

Δm, variación del momento asincrónico de un motor sincrónico durante el arranque con la excitatriz conectada directamente; $\gamma = 0{,}5\ (1/x'_d - 1/x_d)$; s, deslizamiento; T'_d, constante de tiempo (según los datos de la fábrica)

excitatriz conectada directamente, en (12.37) hay que colocar el momento calculado según la fórmula (12.36). El tiempo de interrupción del suministro, para el cual el motor regresa al sincronismo después de restablecerse la tensión, puede evaluarse, aproximadamente, simplificando (12.37):

$$t_1 \leqslant T_J s_{\text{cr}}/M_{\text{mec 0}} = 0{,}06\sqrt{T_J\,(M - 0{,}6M_{\text{mec 0}})}/M_{\text{mec 0}}. \tag{12.38}$$

Estos cálculos dan una reserva dos veces mayor y deben ser precisados analítica o experimentalmente. En aquellos casos cuando el autoarranque es irrealizable, se puede emplear la resincronización automática del motor. La entrada al sincronismo debe asegurarse mediante el reforzamiento de la excitación, la cual aumenta el momento sincrónico máximo. La facilidad para la sincronización del motor puede lograrse desconectando el devanado de excitación y conectándolo, por cierto tiempo, a la resistencia de descarga con la posterior (pasados 2—3 s) conexión de la excitación reforzada (por 1 s). La resincronización a veces puede asegurarse valiéndose de la descarga del mecanismo.

12.7. Reconexión automática y conmutación del suministro

Los cortocircuitos que tienen lugar en las líneas, barras de los transformadores y en otros puntos del sistema, pueden ser inestables—transitorios. En estos casos la conexión de los dispositivos de la **reconexión automática** RA (que funciona dos o varias veces) puede conservar el funcionamiento del nodo de carga.

Para asegurar el autoarranque de los motores eléctricos y conservar la estabilidad de los generadores, el tiempo de accionamiento de la RA debe ser mínimo. En dependencia de los esquemas de suministro eléctrico y de los aparatos de conmutación, el tiempo que demora en accionar la RA es diferente. Esta pausa es necesaria para que el interruptor pueda regresar a la posición inicial y para que el medio en el sitio del cortocircuito tenga tiempo para desionizarse. En la práctica, en las redes hasta de 35 kV la demora de accionamiento de la RA se asume igual a 0,2—0,5 s. El tiempo de desconexión propio del interruptor a veces es mayor que el de desionización (por ejemplo, en las redes de 6—10 kV el tiempo de desionización es de 0,07—0,09 s, mientras que el tiempo de desconexión de los interruptores, 0,25—0,3 s). Por eso, en las redes de 6—10 kV *comúnmente es permisible la RA sin pausa adicional.*

Analicemos los procesos transitorios durante diferentes reconexiones automáticas y conmutaciones.

Reconexión automática de las líneas. El empleo de la RA en las líneas aéreas y cable-aéreas permite restablecer el suministro eléctrico en el 60—90% del total de casos de desconexión de las líneas aéreas. Para examinar la posibilidad de la RA de las líneas de transmisión se requiere el cálculo del régimen del sistema: prueba de la estabilidad de las líneas y también de los motores asincrónicos durante la interrupción del suministro eléctrico, esclarecimiento de la posibilidad del autoarranque de los motores.

Reconexión automática de los transformadores y las barras. Para los transformadores que están conectados a una red con tensión de 10—35 y 110 kV, y que alimentan otra red de 10 y 6,3 kV, es conveniente el empleo de la RA. Además, la RA actúa durante la desconexión del interruptor de baja tensión que es desconectado por la protección máxima del transformador. La protección en este caso contiene dos relés de tiempo, el primero de los cuales, con una pausa menor, realiza la reconexión automática, y el segundo, con una pausa mayor, la desconexión del transformador sin posterior RA. En el esquema de la RA del transformador, comúnmente, se prevé un bloqueo que no permite el funcionamiento de la RA si la desconexión del interruptor tuvo lugar por operación de la protección que reacciona a las fallas dentro del transformador (generalmente de gas o diferencial).

Los dispositivos de la RA de las barras se instalan en las subestaciones donde se tiene una protección especial de ellas, y, comúnmente, se ejecuta de manera sencilla como un equipo para probar automáticamente el estado de la red.

Reconexión automática de los motores eléctricos. La RA se prevé para los motores eléctricos importantes después de que éstos se desconectan automáticamente. La RA de los motores eléctricos en las redes de 3—10 kV asegura su autoarranque ya que el autoarranque normal es imposible debido a que las características de arranque de los mismos no son buenas.

Un medio efectivo para evitar el desarrollo de una avería tipo alud de tensión (véase cap. 11) durante las disminuciones de la tensión es el empleo de la descarga de emergencia del nodo por medio de la desconexión de una parte de los consumidores. Los cálculos realizados para las descargas de emergencia (de avería) de un nodo mostraron que cuando la f.e.m. (que representa el sistema equivalente) disminuye, entonces habitualmente tiene lugar un paso estable de un estado a otro (si la f.e.m. E no disminuye hasta un valor menor de 0,75 o si, respectivamente, aumenta la impedancia). Luego tiene lugar el autoarranque de los motores.

Se sobrentiende que la potencia de los consumidores a desconectar, necesaria para evitar el desarrollo de la avería, depende del tiempo entre la aparición de la misma y el comienzo del proceso de descarga, así como también de la impedancia exterior de la red.

Conexión automática del suministro de reserva (CAR). La CAR es una medida efectiva que aumenta la confiabilidad del suministro eléctrico y permite restablecerlo casi instantáneamente. Los dispositivos de la CAR, que primero se emplearon

sólo para los equipos auxiliares de consumo en las centrales eléctricas, se implantan a gran escala en los sistemas de suministro eléctrico de las empresas industriales.

Los esquemas de suministro con dispositivos de CAR se muestran en la fig. 12.36. Éstos tienen acción en uno (fig. 12.36 *a*) o en dos (fig. 12.36, *b*) sentidos. La CAR de dos sentidos con frecuencia se instala en los puentes entre dos subestaciones (*1* y *2*) que se reservan mutuamente (fig. 12.36, *c*). La reserva de una subestación de cuatro secciones se ejecuta según el esquema presentado en la fig. 12.36, *d*. El transformador se reserva de igual manera que la línea, aunque en el sistema de suministro eléctrico de las empresas industriales una reserva pura del transformador comúnmente no se prevé y los dispositivos de la CAR para los transformadores, en la mayoría de los casos, se instalan en el interruptor de seccionamiento.

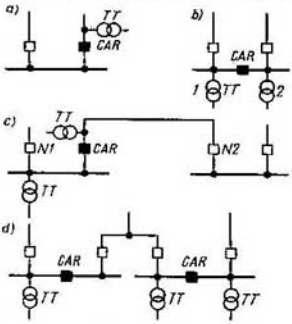


Fig. 12.36. Esquemas de suministro con dispositivo de CAR:

a, CAR a la entrada; *b*, CAR en el interruptor de seccionamiento; *c*, CAR en el puente de unión; *d*, CAR en una subestación de 4 secciones; el cuadrado relleno es el interruptor desconectado en el régimen normal; cuadrado en blanco, el interruptor conectado en el régimen normal; *TT*, transformador de tensión

La acción de los dispositivos de la CAR debe realizarse cuando la tensión en la sección reservada desaparece por cualquier motivo, incluyendo un cortocircuito en ella. El tiempo de operación de los dispositivos de la CAR depende del esquema de suministro eléctrico; para hallarlo es necesario conocer las condiciones de autoarranque de los motores eléctricos y el tiempo de accionamiento de la protección por relé contra los cortocircuitos en las líneas de salida. Según las condiciones del autoarranque el tiempo de accionamiento de la CAR, como regla, debe ser el mínimo. Los dispositivos de la CAR no deben actuar durante los cortocircuitos en las líneas de salida de la sección reservada. Esto se garantiza mediante una pausa adicional o un bloqueo especial.

Durante el diseño y la explotación de la CAR generalmente no se necesitan cálculos especiales de los procesos transitorios ya que estos procesos se atenúan rápidamente y, como regla, no pueden causar consecuencias desagradables.

Un carácter aproximado del proceso (desconexión del suministro y posterior CAR) se muestra en la fig. 12.37. Cuando se desconecta una carga que contiene un grupo de motores sincrónicos y asincrónicos, de la fuente de suministro, tiene lugar la detención paulatina de dichos motores. En el proceso de disminución de la velocidad ($\omega \to 0$, $s \to 1$) la tensión en el grupo de motores no desaparece inmediatamente; ésta se mantiene a costa de la energía acumulada en los motores y disminuye en cierta proporción con la variación de su velocidad angular (fig. 12.37). El valor de dicha tensión se halla de la condición

$$\sum_{k=1}^{n} Q_k = 0; \quad \sum_{k=1}^{n} P_k = 0,$$

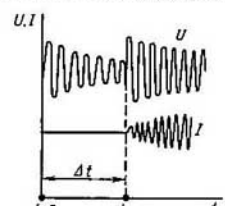


Fig. 12.37. Interrupción del suministro eléctrico de la carga y su restablecimiento mediante la CAR:

$t = 0$, momento de la interrupción; t_{CAR}, momento del restablecimiento; Δt, tiempo sin corriente en la carga; U, tensión en las barras; I, corriente del suministro

donde Q_k y P_k son, respectivamente, la potencia reactiva y activa del motor sincrónico o asincrónico incluido en el grupo.

La integración numérica de la ecuación del proceso transitorio electromecánico, realizada para cada motor, permite determinar las variaciones de su velocidad angular $\omega_0 = f(t)$. Sin embargo, comúnmente, la mayor parte de los motores más potentes (k, n) tienen más o menos la misma carga y la misma inercia ($M_{\text{nom}\,k}/S_{\text{nom}\,k} \approx M_{\text{nom}\,l}/S_{\text{nom}\,l}$). En estas condiciones el frenado de todos los motores de la carga transcurre con la misma velocidad, determinada según la expresión

$$\omega_{\text{eqv}}(t) = \frac{\sum_{k=1}^{n} T_{Jk} S_k \omega_l}{\sum_{k=1}^{n} T_{Jk} S_k},$$

donde T_{Jk} es la constante de inercia del k-ésimo motor; $S_{\text{nom}\,k}$, su potencia nominal.

El valor de ω_{eqv}, que indica el valor medio de la velocidad a la cual «tienden» todos los motores del grupo que interactúan en el proceso de frenado, se puede considerar como la velocidad de cierto motor equivalente. Para que exista dicho motor (o sea que el frenado de todos los motores suceda con una velocidad única ω_{eqv}), es necesario que el momento desarrollado por cada motor (lo suficientemente potente), para la frecuencia ω_{eqv}, no sobrepase el momento máximo posible de dicho motor.

CAR con control por fase. El aumento de la estabilidad de los motores sincrónicos y la disminución de la corriente de autoarranque se logran variando la fase de la tensión de alimentación mediante la conmutación cíclica de las fases (hacia el lado del retraso), realizada durante la pausa de la CAR. La variación de la fase (hasta 240°) se ejecuta con ayuda de un interruptor adicional y un enlace especial por cable. Esta medida por el momento no ha encontrado empleo a gran escala.

12.8. Influencia de la regulación de la excitación de los motores sincrónicos en el régimen y la estabilidad de los nodos de carga

La influencia de la regulación automática de la exitación (RAE) de los motores sincrónicos sobre los procesos en los nodos de carga se considera teniendo en cuenta las particularidades del funcionamiento de las cargas conectadas en dicho nodo. Los nodos de carga pueden caracterizarse según las siguientes condiciones:

—gráfico de carga uniforme;

—funcionamiento cuando hay déficit de potencia reactiva;

—gráfico no uniforme de la carga de los consumidores eléctricos;

—ubicación alejada respecto a la fuente de suministro.

Los accionamientos eléctricos sincrónicos pueden tener cargas que se clasifican en dos tipos:

1) que varían lentamente (equipos de bombeo y de ventilación, turbomáquinas compresoras y otras);

2) pulsantes (compresores de émbolo de gran potencia) y que varían bruscamente (trenes de laminación, máquinas moledoras, mezcladores de caucho).

El análisis de los procesos transitorios y estabilidad en los nodos de carga, comúnmente, se realiza conforme a una representación simplificada del sistema en forma de dos máquinas sincrónicas, una de las cuales es el equivalente del sistema y la otra, el equivalente del nodo de carga.

A los RAE de los motores sincrónicos se les encarga una serie de funciones, entre ellas las más importantes son:

—aumento de la estabilidad estática y dinámica de los nodos de carga debido al mantenimiento del nivel de tensión dado durante el incremento de las cargas;

—economía de la energía eléctrica en los períodos de las cargas máximas como resultado de la disminución de las pérdidas en las redes y aminoración de la potencia aparente requerida de los transformadores;

—aumento del rendimiento económico de los regímenes de operación de los accionamientos eléctricos sincrónicos y otros consumidores con motores sincróni-

cos conectados a las barras de las subestaciones, a costa de la reducción de las pérdidas activas en los motores sincrónicos y un mejor mantenimiento del nivel de tensión;

—aumento de la estabilidad estática y dinámica de los accionamientos eléctricos durante las bajas de la tensión en la red y las variaciones bruscas de la carga en el eje;

—mejoramiento del amortiguamiento de las oscilaciones eléctricas y mecánicas que aparecen cuando hay una carga pulsante.

En dependencia del esquema del sistema, esquema del nodo de carga y los regímenes de funcionamiento de los motores sincrónicos, la regulación de su excitación puede realizarse en función de las variaciones de:

—la tensión en el nodo de carga (U_{nod} = const);

—la corriente del estator o ángulo interno δ y sus derivadas;

—unos cuantos parámetros cuando la influencia de las señales de control sobre el devanado de excitación de los motores transcurre en forma simultánea (o seleccionada en el tiempo);

—la potencia reactiva Q_M entregada por el motor, manteniéndose $Q_M \approx$ const;

—el factor de potencia (cos φ = const).

Recomendaciones*) respecto a la elección de la ley de RAE de los motores sincrónicos pueden darse *basándose en una comparación técnico-económica minuciosa de los regímenes de funcionamiento no sólo de un motor y su accionamiento eléctrico, sino también del nodo de carga, en general, considerando el sistema que le da el suministro.* El RAE de los motores sincrónicos junto con los dispositivos de compensación estática regulados puede garantizar una explotación más confiable y económica de los motores y unos regímenes convenientes de los nodos de carga. Para la elección preliminar del RAE de los motores sincrónicos con frecuencia se parte de las siguientes ideas:

1. Para los nodos con carga uniforme y con nivel de tensión estable, en algunos casos es oportuno que los motores sincrónicos funcionen con una corriente de excitación constante, la cual se elige conforme a las condiciones del régimen óptimo de consumo eléctrico y estabilidad de los accionamientos eléctricos. Además, es necesario prever el forzamiento de la excitación cuando la tensión durante las averías llega a un valor por debajo del establecido para el nodo de carga dado.

2. En algunos sistemas con carga uniforme pero con el nivel de tensión variable debido al déficit de potencia reactiva, capacidad de transmisión de las líneas limitada, etc., a veces es conveniente regular la excitación de los motores sincrónicos de tal forma, que se garantice una tensión constante en las barras de la subestación de suministro, limitando según los valores mínimo y máximo la corriente del rotor. Dicha regulación es efectiva en los motores sincrónicos de gran potencia. La recomendación no es general y, por el contrario, en muchos casos la regulación según la condición de que U = const puede resultar no conveniente.

3. En los sistemas con cargas desiguales, como ley de RAE de los motores sincrónicos puede admitirse la regulación para mantener la tensión óptima del nodo de carga. Esta tensión depende del valor y el carácter de la carga sumatoria del nodo y de las condiciones de funcionamiento del sistema.

4. Para los accionamientos eléctricos sincrónicos de gran potencia (unos cuantos miles o decenas de miles de kilovatios), que operan a una carga que varía bruscamente, a veces se recomienda realizar la regulación manteniendo constante la entrega de la potencia reactiva. Sin embargo, la región útil de dicha regulación es limitada y debe establecerse mediante los cálculos; por ejemplo, la regulación de la excitación para mantener constante el suministro de la potencia reactiva, evidentemente, no es ventajosa para los motores con una relación de cortocircuito (RCC) grande (más de la unidad), ya que en este caso no se emplea su propiedad compensadora.

5. Para los motores sincrónicos en presencia de una carga que varía bruscamente puede ser oportuno el empleo de la regulación de la excitación según la corriente del estator y sus componentes, según el ángulo interno δ y sus derivadas esclareciendo en cada caso la mejor combinación.

---

*) Recomendaciones unificadas probadas mediante el análisis y el experimento por el momento no existen. En la literatura especializada se presentan datos, a los que hay que referirse con mucho cuidado.

6. Los motores sincrónicos de potencia media, que funcionan con una carga que varía lentamente, pueden regularse partiendo de la condición de mantener constante su factor de potencia, elegido basándose en el análisis técnico-económico del funcionamiento del sistema de suministro eléctrico.

En la mayoría de los casos es oportuno realizar la regulación de la excitación según leyes complejas, que incluyen en el control dos parámetros del régimen y más. Por ejemplo, para ciertos accionamientos sincrónicos en la metalurgia es conveniente la regulación según la componente activa de la corriente del estator y un factor de potencia dado, para los accionamientos sincrónicos de una carga variable es oportuna la regulación según la tensión, corriente del estator (compound de fase), potencia reactiva y tensión.

*12.9. Autoexcitación de los motores asincrónicos durante el arranque empleando la compensación capacitiva en serie de la red

Uno de los medios para disminuir las pérdidas de tensión en la red que alimenta los motores es el empleo de la compensación capacitiva en serie de la reactancia de la red. Cuando se conectan los condensadores de compensación en serie C, pueden aparecer ciertos fenómenos que no son comunes desde el punto de vista de la explotación normal: oscilaciones de las máquinas sincrónicas, «estancamiento» de los motores asincrónicos con velocidades menores que la normal, autoexcitación del motor asincrónico durante el arranque o durante el arranque asincrónico del motor sincrónico, aparición de corrientes subarmónicas*). Estas últimas no tienen un valor considerable en las redes locales y por eso en esta sección no se analizan. Las condiciones de autoexcitación del motor asincrónico durante el arranque puede evaluarse físicamente basándose en las mismas fórmulas que fueron obtenidas en el estudio de la autoexcitación de las máquinas sincrónicas. Sin pretender a una rigorusidad del análisis y a una exactitud en las correlaciones cuantitativas, vamos a considerar que el motor asincrónico, al igual que el turbogenerador, se caracteriza por las reactancias x_d, x'_d. Al cambiar la velocidad angular ω (frecuencia de rotación) del motor, sus reactancias varían (curvas *1* y *2* en la fig. 12.38). La capacitancia $x_C = 1/(\omega C)$ también varía: las dependencias $x_C = \varphi(\omega)$ (curvas *3*, *4*, *5*), de manera distinta, se ubican respecto a la región $x'_d - x_d$ mostrada en la fig. 12.38. En el caso correspondiente a la curva *3*, durante el arranque **no va a haber** autoexcitación; en el caso correspondiente a la curva *4*, ésta **va a existir** hasta el régimen normal; en el caso correspondiente a la curva *5*, durante el arranque en el intervalo de velocidad desde ω_1 hasta ω_2 aparece la autoexcitación. Ésta **puede desaparecer antes de que se desarrolle por completo**, si el motor logra «pasar» rápidamente la zona de autoexcitación.

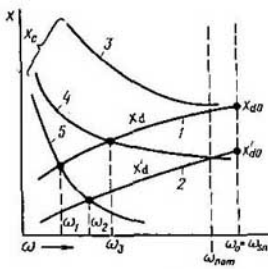


Fig. 12.38. Característica aproximada de las condiciones de autoexcitación:

1, *2*, variación de x_d y x'_d, respectivamente; *3*, *4*, *5*, variación de $x_C = f(\omega)$; ω_1, ω_2, velocidades angulares correspondientes a la frontera de la autoexcitación; ω_3, velocidad angular al comienzo de la autoexcitación

Recordemos que un estudio cuantitativo requiere un análisis más completo y complejo**).

*) La resonancia que aparece en las frecuencias menores que la normal provoca el surgimiento de corrientes y tensiones denominadas *subarmónicas*.

**) Véase: Самовозбуждение и самораскачивание в электрических системах/*И. Анисимова, В. Веников, А. Долгинов, Д. Федоров.* — М.: Высшая школа, 1964. (Autoexcitación y autoimpulsión en los sistemas eléctricos de potencia/*N. Anisimova, V. Vénikov, A. Dolguínov, D. Fédorov*).

La autoexcitación es un fenómeno indeseable por las siguientes razones:

1) la corriente del estator y la potencia, consumida por la red, pueden aumentar y sobrepasar unas cuantas veces los valores nominales, a raíz de lo cual aparece un fuerte recalentamiento del motor, baja de la tensión en sus barras, disminución del momento de rotación;

2) el motor durante el arranque puede «estancarse», sin alcanzar la velocidad normal (debido a la disminución del momento de rotación en el proceso de correteo);

3) durante el «estancamiento» del motor aparecen pulsaciones de la corriente y el momento y, como consecuencia de esto, oscilaciones del rotor de la máquina.

Después de establecer las condiciones que indican la posibilidad de la autoexcitación, hay que tomar medidas para evitarla. Estas medidas y su efectividad se esclarecen del análisis de los factores fundamentales que influyen en el proceso de la autoexcitación. Así, hay que tener en cuenta que durante el correteo (arranque) del motor la *impedancia* que lo remplaza *a medida que aumenta la velocidad angular crece* desde su valor mínimo hasta el máximo. Durante el correteo del motor para cierto valor del deslizamiento del rotor la inductancia del motor puede entrar en resonancia con la capacitancia de la compensación en serie, o sea crear el circuito de autoexcitación con una frecuencia propia menor que la frecuencia industrial. El motor en dicho caso va a girar con una frecuencia correspondiente a la frecuencia propia de oscilación del circuito oscilatorio, o sea con un número de revoluciones menor que el normal. Un funcionamiento prolongado del motor con esta frecuencia cuando existen pérdidas activas (inevitables) es posible si se tiene una fuente de energía de potencia suficiente que mantenga el proceso oscilatorio del circuito de autoexcitación. Como tal fuente puede servir un motor asincrónico. Durante el correteo del motor la frecuencia de rotación del motor alcanza un valor que corresponde a la frecuencia de las oscilaciones propias del circuito, y lo sobrepasa. Además, se crea un deslizamiento negativo del rotor respecto a la frecuencia de resonancia y, de esta manera, el motor asincrónico pasa al régimen de generador respecto al circuito de autoexcitación. La frecuencia de rotación depende de las pérdidas en el circuito del rotor, las cuales se determinan considerando la saturación del acero del motor; cuando las pérdidas y la potencia generada son iguales, se crea la posibilidad de un funcionamiento estable del motor en dicho régimen. Si las pérdidas sobrepasan la potencia generada por el generador asincrónico, entonces la autoexcitación no aparece o bien se hace inestable, permitiendo, sin embargo, al motor alcanzar su velocidad normal.

La frecuencia del circuito de resonancia depende de los parámetros de la red, capacitancia del dispositivo de compensación en serie y de las resistencias del motor.

La autoexcitación puede evitarse mediante la elección de una capacitancia correspondiente de la compensación en serie, o bien mediante la conexión en serie o en paralelo a la capacitancia de una resistencia.

Análisis del proceso de arranque de un motor asincrónico. Cuando existe la compensación en serie, en función de la proporción entre la reactancia x_C y los parámetros del motor pueden haber tres regímenes típicos, los cuales se definen, aproximadamente, por las siguientes condiciones.

1. Régimen para el que $x_C \geqslant x_{\mu 0}$, donde $x_{\mu 0}$ es la reactancia de la rama de magnetización.

Del circuito equivalente se deduce que en estas condiciones toda la zona de autoexcitación se ubica en el diapasón de velocidades mayor que la sincrónica, además, en los límites de variación de la velocidad desde cero hasta la sincrónica no tiene lugar la autoexcitación.

2. Régimen para el que $x_s/(1 + r_2'/r_1)^2 \leqslant x_C \leqslant x_{\mu 0}$, donde x_s es la reactancia de dispersión del devanado del estator; r_1 y r_2', resistencias de los devanados del estator y del rotor del motor.

Una parte de la zona de autoexcitación se encuentra en el diapasón de variación de la velocidad desde cero hasta la velocidad sincrónica, y otra sale de los límites de la velocidad sincrónica (curva *2* en la fig. 12.38).

La dependencia entre el momento de rotación del motor y el deslizamiento, para este caso, se muestra en la fig. 12.39, *a*. Como se deduce del análisis de dicha característica, la auto-

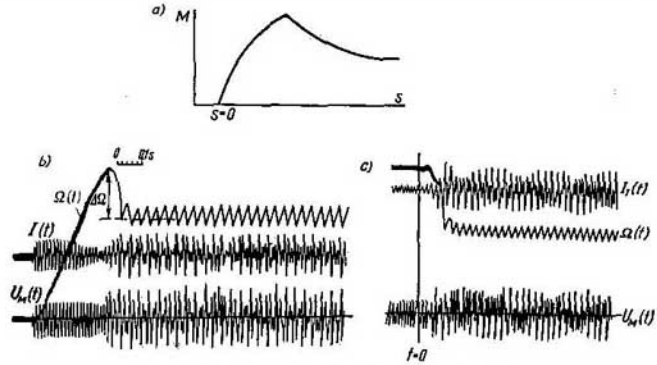


Fig. 12.39. Autoexcitación del motor asincrónico:
a, $M = f(s)$; *b*, arranque con x_C conectada; *c*, conexión x'_C

excitación del motor aparece durante el arranque del motor con una capacitancia conectada (fig. 12.39, *b*), y también cuando se conecta la capacitancia al circuito giratorio del motor (fig. 12.39, *c*). El efecto de la autoexcitación aquí se refleja en la disminución de la velocidad del motor en el valor $\Delta\Omega$ el cual puede ser de 0,35 a 0,40 del nominal (fig. 12.39, *b*, *c*).

3. Si la capacitancia conectada es tan grande que se satisface la condición

$$x_C \leqslant x_2/(1 + r_2'/r_1)^2,$$

entonces la autoexcitación comienza siendo pequeña la velocidad ($\omega_1 \approx 0$) y su zona se halla en el diapasón de variación de la velocidad desde cero hasta la sincrónica. Además, las características mecánicas toman la forma presentada en la fig. 12.40. Si en este caso el motor después de ser conectado a la red se acelera tan lentamente que el proceso de autoexcitación termina durante el tiempo de paso por la zona de autoexcitación, entonces el motor se «estanca» en una velocidad disminuida (fig. 12.41), experimentando durante ese tiempo oscilaciones. En el mismo caso pero con momentos de inercia y de resistencia del mecanismo pequeños, así como para una tensión aplicada alta, el motor puede acelerarse tan rápido, que la autoexcitación no puede desarrollarse completamente. Entonces, pasando rápidamente la zona de autoexcitación, el motor se acelera hasta la velocidad normal (fig. 12.42).

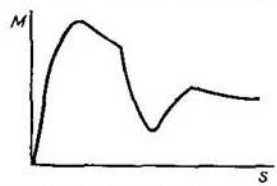


Fig. 12.40. Dependencia entre el momento de rotación de un motor asincrónico y el deslizamiento durante el correteo (arranque) (caso *b*, fig. 12.39)

En las características presentadas $x_C = f(\omega)$, $x_d - x'_d = \varphi(\omega)$. La curva *3* en fig. 12.38 corresponde al caso descrito.

En el caso analizado, cuando se conecta una capacitancia en serie con un motor que tiene una velocidad normal, la autoexcitación prácticamente no aparece, debido a que no se observan variaciones de la velocidad del motor (pulsaciones), ni de la corriente y tensión de la red que alimenta el motor.

Cálculo de las condiciones de autoexcitación. Durante el arranque de los motores se pueden calcular las condiciones de autoexcitación con ayuda de la ecuación característica obtenida de

la ecuación fundamental del sistema (fuente de tensión $U = \text{const}$, capacitancia x_C conectada en serie con el motor asincrónico). Suponiendo que el circuito es lineal y las condiciones inicia-

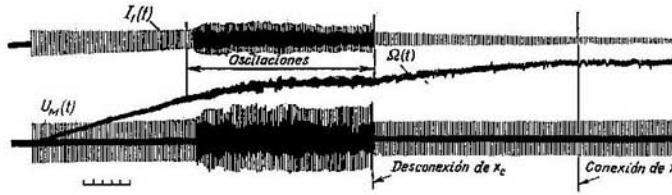


Fig. 12.41. Oscilograma del arranque de un motor asincrónico

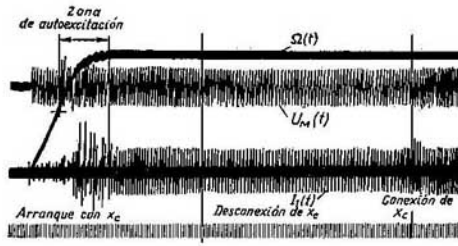


Fig. 12.42. Oscilograma del arranque de un motor asincrónico durante el paso por la zona de autoexcitación

les son nulas, se puede escribir la ecuación más sencilla del circuito equivalente que tiene además de los elementos descritos una resistencia R:

$$U = RI + x_C(p)\, I + \Psi(p)\,(p + j\omega_M).$$

Aquí $\Psi(p)$ es el flujo magnético en el motor asincrónico, igual tanto para el eje directo como para el de cuadratura: $\Psi(p) = I(x + pTx')/(pT + 1)$; $x_C(p) = x_C/(p + j\omega_M)$, donde ω_M es la velocidad angular de motor.

La ecuación característica tiene la forma

$$D(p) = Tx'p^2 + (TR + x)\,p^2 + j2\omega_M T x_C p^2 + \\ + (R + Tx_C - T\omega_M^2 x')\,p + j\omega_M(TR + 2x)\,p + x_C - \\ - \omega_M^2 x + j\omega_M R = 0.$$

Límites de aparición de las oscilaciones. Conforme al método de D-división, dividiendo la ecuación en dos y sustituyendo p por $j\omega$, donde ω es la frecuencia de las oscilaciones libres, tendremos la ecuación de la frontera de autoexcitación:

$$[x_C/(\omega_M - \omega)^2 - (x + x')/2]^2 + [R/(\omega_M - \omega)]^2 = [(x - x')/2]^2.$$

Ejemplo 12.1. Un motor asincrónico con potencia de 35 kV, del estado inmóvil ($s = 1$), se arranca por medio de un generador con potencia de 40 kW.

Establecer, cómo va a cambiar el carácter del proceso transitorio en dependencia del momento de resistencia en el eje del motor y del tipo de regulación de la excitación del generador, si la potencia del generador y del motor son conmensurables ($k_{\text{conm}} = P_M/P_G = 0{,}88$).

Solución. Llevemos a cabo una serie de experimentos: 1) el motor no tiene carga y el motor se carga (momento de resistencia M_r) en un 50% de la carga nominal en el caso de

que el generador funcione sin RAE (fig. 12.43); 2) arranque por medio de unas barras de tensión constante (fig. 12.44); 3) para tres tipos diferentes de RAE (figs. 12.45, 12.46, 12.47). En cada caso hallemos el tiempo de arranque t_{arr} y los valores típicos de la tensión del generador ($U_{máx}$, $U_{mín}$). Los resultados de los experimentos los recogemos en la tabla:

Número de la figura			Fuente y ley de regulación	t_{arr}, s		U_* G. mín		U_* G. máx		M_* máx	
	$M_r = 0$	$M_r = 0{,}54$		$M_r = 0$	$M_r = 0{,}54$	$M_r = 0$	$M_r = 0{,}54$	$M_r = 0$	$M_r = 0{,}54$	$M_r = 0$	$M_r = 0{,}54$
12.43			CS sin RAE	—		0,11		—		—	
12.44	*a*	*b*	Barras, $U_G = \text{const}$	0,20	0,23	—	—	—	—	3,63	3,63
12.45	*a*	*b*	GS con RAE I	0,54	2,93	0,24	0,24	1,19	1,19	2,14	2,14
12.46	*a*	*b*	GS con RAE II	0,48	1,62	0,50	0,50	1,03	1,03	2,05	2,05
12.47	*a*	*b*	GS con RAE III	0,37	0,68	0,50	0,50	1,08	1,03	2,51	2,59

En la tabla se asumieron las siguientes convenciones: M_*, U_* son magnitudes expresadas en fracciones de los valores nominales, p.u; t_{arr}, tiempo de arranque, s; RAE I, según la desviación de la tensión (regulación proporcional); RAE II, según la desviación de la tensión y la primera derivada de la corriente del generador; RAE III, según la desviación de la tensión, primera derivada de la corriente del generador y valor tope de la corriente de excitación aumentado 1,4 veces.

Del análisis de la tabla y los oscilogramas (figs. 12.43—12.47) se puede hacer las siguientes conclusiones.

Durante el arranque de un motor asincrónico, la tensión del generador de potencia conmensurable, en el primer momento después de conectar el motor, desciende bruscamente debido a la caída de tensión en la reactancia transitoria de generador y su posterior desmagnetización. Luego, como se observa del oscilograma mostrado en la fig. 12.43, el arranque se complica y el motor no puede ponerse en marcha. Las condiciones de arranque pueden ser facilitadas eligiendo el motor con una corriente de arranque menor, aumentando la potencia del generador o mediante la instalación de reguladores de excitación con una ley de regulación óptima para las condiciones dadas.

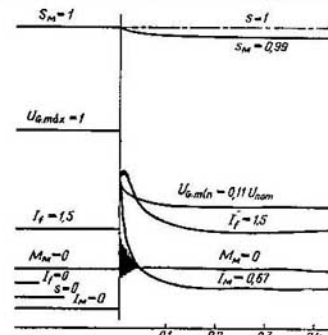


Fig. 12.43. Arranque fracasado de un motor, realizado de un generador de potencia conmensurable

La presencia en los generadores del RAE de acción proporcional (RAE I) permite realizar un arranque del motor sin carga (véase fig. 12.45, *a*). El arranque de un motor con carga ($M_r = 0{,}54\,M$) tiene lugar durante un tiempo de arranque t_{arr} más largo (véase fig. 12.45, *b*).

Al incluir en la ley de regulación de la excitación la primera derivada de la corriente del generador (RAE II), se logra aminorar la baja de la tensión y el aumento máximo de la tensión ($U_{s.máx}$) en el momento de disminuir bruscamente la corriente de arranque en la última etapa del correteo (arranque) del motor (véase fig. 12.46).

El tiempo de arranque se puede disminuir manteniendo mejor la tensión del generador en el proceso de arranque después de haberse atenuado el proceso transitorio electromagnético. Esto se logra con el RAE III que sobrepasa el valor tope de la corriente de excitación (fig. 12.47).

Para comparar, en los oscilogramas (véase fig. 12.44, *a*, *b*) se muestra el proceso de arranque de un motor asincrónico con carga ($M_r = 0{,}54$) y sin ella ($M_r = 0$) mediante unas barras de potencia infinita ($U_G = \text{const}$).

Ejemplo 12.2. Una carga $z_C = 1$, $\cos\varphi = 0{,}8$ se conecta a un generador de polos salientes cuyos parámetros son: $x_d = 0{,}96$; $x_q = 0{,}575$; $x'_d = 0{,}2$; $r = 0{,}014$.

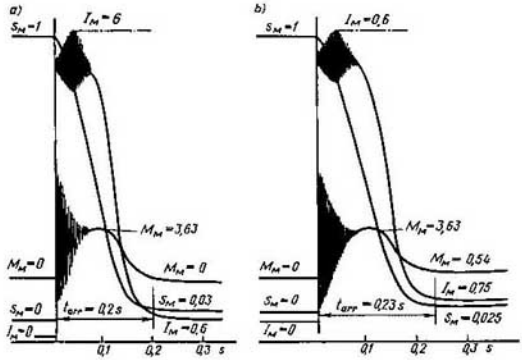


Fig. 12.44. Arranque de un motor realizado de unas barras (U_G = const)

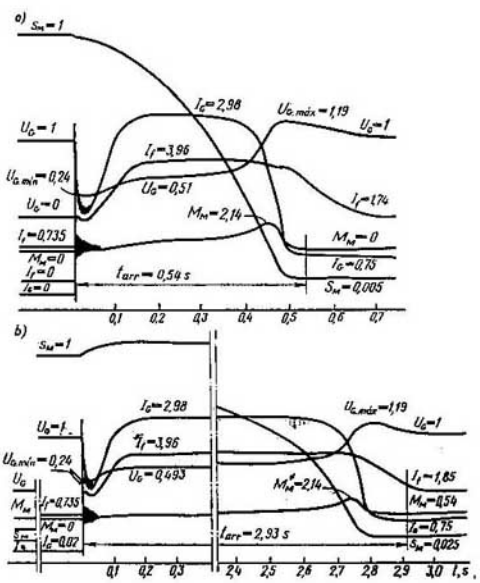


Fig. 12.45. Arranque realizado de un generador regulado (RAE I)

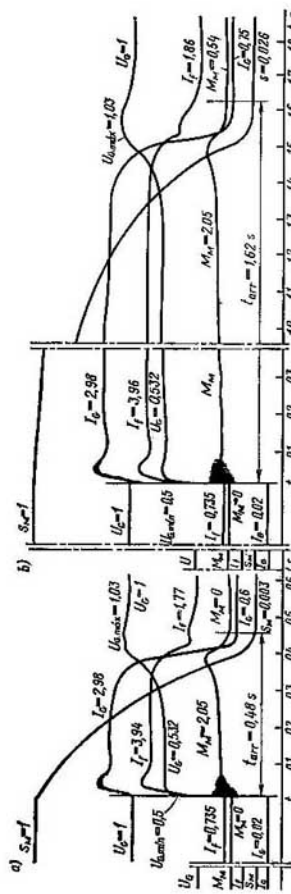


Fig. 12.46. Arranque realizado de un generador regulado (RAE II)

Determinar la disminución de la tensión en el momento de la conexión.

Solución. La reactancia y resistencia totales del generador y la carga son $x_{d\Sigma} = 1{,}56$; $x'_{d\Sigma} = 1{,}175$, $x'_{d\Sigma} = 0{,}8$, $r_\Sigma = 0{,}81$. Conforme a (12.14) hallamos $U_0 = \sqrt{1{,}175^2 + 0{,}81^2}/(1{,}56 \cdot 1{,}175 + 0{,}81^2) = 0{,}57$.

Ejemplo 12.3. De un generador de polos salientes se arranca un motor asincrónico. Parámetros del generador: $P_G = 100$ kW; $U_G = 230$ V; $\cos\varphi_G = 0{,}8$; $\eta_G = 0{,}907$; $x_d = 1{,}25$;

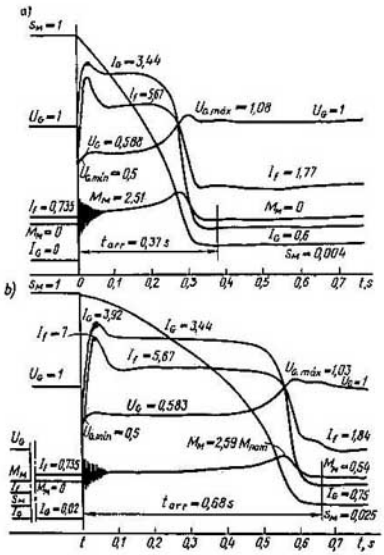


Fig. 12.47. Arranque realizado de un generador regulado (RAE III)

$x'_d = 0{,}1$; $x_q = 0{,}701$; $r = 0{,}02$; $T_{d0} = 1{,}63$ s; $GD^2_G = 19$ kg·m². La excitación es electromecánica. Impedancia de la red: $x_r = 0{,}05$, $r_r = 0{,}04$. El generador se pone en movimiento por un motor primario (Diesel) de potencia $P_{n.M} = 121$ kW con frecuencia $n = 1500$ rev/min. Parámetros de la regulación: $T_K = 0{,}0175$ s; $\alpha_0 = 0{,}436$ rad; $K_\delta = 0{,}02$; $\tau = 0{,}186$. Parámetros del motor: $P_M = 41$ kW; $U_M = 220$ V; $\cos\varphi = 0{,}875$; $GD^2_M = 25{,}2$ kg·m²; $s_0 = 0{,}02$; $\eta_M = 0{,}87$; $k_I = 6{,}5$; durante el arranque $\cos\varphi_{arr} = 0{,}32$; la resistencia de la red $r_r = 0{,}03$.

Determinar la variación de la velocidad angular (frecuencia de rotación) del generador y el cambio de la tensión en el caso del arranque directo del motor.

Solución. Según (12.13), hallamos:

$$z_C = \frac{0{,}87 \cdot 0{,}875 \cdot 100}{6{,}5 \cdot 0{,}8 \cdot 41} \left(\frac{220}{230}\right)^2 = 0{,}33;$$

$$x_C = z_C \operatorname{sen}\varphi_{arr} + x_r = 0{,}36; \quad r_C = z_C \cos\varphi_{arr} + r_r = 0{,}145; \quad x_{d\Sigma} = x_d + x_C = 1{,}61;$$

$$x'_{d\Sigma} = x'_d + x_C = 0{,}46; \quad x_{q\Sigma} = x_q + x_C = 1{,}06; \quad r_\Sigma = 0{,}165; \quad z_{C\Sigma} = \sqrt{x^2 + r^2} = 0{,}39;$$

$$\cos\varphi_C = r_C/z_C = 0{,}425; \quad K'_0 = 0{,}81; \quad K_0 = 0{,}24.$$

La tensión en el generador en el momento de conectar el motor [según (12.14)] $U_0 = K_0' E_Q' = 0{,}081 \cdot 1 = 0{,}81$. El coeficiente de carga asumido por la unidad es

$$K_\lambda = \frac{U_{\text{nom}}^2 \cos\varphi_C}{z_C \eta_G \cos\varphi_G} \frac{P_G}{P_{\text{n.M}}} = \frac{1 \cdot 0{,}425 \cdot 100}{0{,}39 \cdot 0{,}907 \cdot 0{,}8 \cdot 121} = 1.25.$$

La constante de inercia

$$T_J = \frac{2{,}74 GD^2 n^2}{P_{\text{n.M}} \cdot 1000^2} = \frac{2 \cdot 74 \cdot 25{,}2}{121 \cdot 1000^2} 1500^2 = 2{,}24 \text{ s}.$$

Para el cálculo por la fórmula (12.15), hallamos: $\rho = 4{,}47$; $\beta = 5$; $\alpha = 0{,}465$; $\alpha_0 = 0{,}0448$; $\Psi = 1{,}35$ rad; $T_{\Psi_0} = 1{,}5$ rad; $T_\Psi = 0{,}135$. Sustituyendo los valores hallados, obtenemos $\Omega_{\text{máx}} = 0{,}12$; $\omega = 1 - 0{,}12 + 0{,}12\ e^{-t/0{,}135} = 0{,}88 + 0{,}12\ e^{-7{,}4t}$.

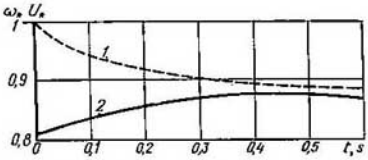


Fig. 12.48. Variación de la velocidad y la tensión por unidad

La variación de $\omega = f(t)$ se muestra en la fig. 12.48 (curva *1*).

Hallemos luego la variación de la tensión según (12.16), o sea considerando la influencia del cambio de velocidad, lo cual es necesario ya que $\Omega_{\text{máx}} = 0{,}12 > 0{,}05$:

$$U = (1 - 0{,}12) + \left(0{,}81 - 0{,}88 + \frac{0{,}81 \cdot 0{,}12 \cdot 0{,}135}{0{,}24 \cdot 1{,}63 - 0{,}135 \cdot 0{,}81}\right) e^{-\frac{t}{1{,}63 \cdot 0{,}24 / 0{,}81}} -$$

$$- \frac{0{,}81 \cdot 0{,}12 \cdot 0{,}135}{0{,}24 \cdot 1{,}63 - 0{,}135 \cdot 0{,}81} e^{-\frac{t}{0{,}135}} = 0{,}88 - 0{,}2e^{-2{,}1t} - 0{,}05e^{-7{,}4t}$$

Según los datos de este cálculo trazamos la curva *2* en la fig. 12.48.

Ejemplo 12.4. En los nodos de carga se tienen 20 motores. La ley de distribución $P(x)$ de las conexiones x en el transcurso de 10 s se puede presentar de la siguiente manera:

x	0	1	2	3	4
$P(x)$	0,06	0,39	0,39	0,14	0,02

Hallar el mayor número probable de motores que se conectan al mismo tiempo.

Solución. De los datos presentados se ve que la probabilidad de una o dos conexiones es $p = 0{,}39$. Según (12.17), el más probable número de conexiones en el transcurso de 10 s es

$$N = 0 \cdot 0{,}06 + 1 \cdot 0{,}39 + 2 \cdot 0{,}39 + 3 \cdot 0{,}14 + 4 \cdot 0{,}02 = 1{,}67.$$

Una conexión sucederá con la probabilidad

$$p = 0{,}39 \text{ durante } \Delta t = 10/1{,}67 = 6 \text{ s}.$$

El mayor número probable de motores k_0 que se conectan al mismo tiempo puede hallarse de (12.18):

$$k_0 = (20 + 1)\, 0{,}39 = 21 \cdot 0{,}39 = 8{,}19, \text{ o bien } k_0 \approx 8.$$

Siendo el número total de motores en funcionamiento igual a $n = 20$, y la probabilidad de una conexión $P = 0{,}39$, hallamos de (12.19) la probabilidad de que en 8 de los 20 motores se repita una conexión en el transcurso de 6 s:

$$P(20,8) = \frac{20!}{8!\,12!} \cdot 0{,}39^8 (1 - 0{,}39)^{12} = 0{,}178.$$

La probabilidad de que suceda la conexión simultánea del menor (k') o mayor (k'') número de motores eléctricos (respecto a $k_0 = 8$), se calcula según (12.20).

Cuando $k' = 7$, tenemos

$$z' = (7 - 0{,}39 \cdot 20)/\sqrt{0{,}39\,(1 - 0{,}39)\,20} = -0{,}367.$$

De manera similar, cuando $k'' = 9$ tenemos $z'' = 0{,}55$. Conforme a los valores hallados de z' y z'' y con ayuda de las tablas que tienen la forma

z''	0,36	0,37	...0,55 ...
$\Phi(z)$	0,1406	0,1443	... 0,2088 ...

determinamos después de la extrapolación: $p\,(7 < 8 < 9) = \Phi(z'') - \Phi(z') = 0{,}2088 - 0{,}1443 = 0{,}0645$, de donde se deduce que la conexión de un número de motores menor que 9 y mayor que 7 es la más probable.

Ejemplo 12.5. Un nodo de carga, representado por un motor asincrónico equivalente, obtiene la alimentación de unas barras de un sistema de gran potencia con una tensión U_s me-

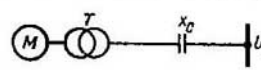


Fig. 12.49. Esquema de conexión de un motor asincrónico equivalente

diante una línea de transmisión de un circuito compensada con una capacitancia (fig. 12.49)

Los parámetros de la línea ($U = 110$ kV; $x_L = 0{,}30$; $r_L = 0{,}1$; $x_r = 0{,}15$); del transformador ($K_T = 110/11$ kV; $x_T = 0{,}1$; $r_T = 0$); del motor ($S = 0{,}5$; $x_M = 1{,}9$; $x'_M = 0{,}6$; $T = 200$ rad) están expresados por unidad. La tensión en las barras del sistema es $U_s = 1$. Como magnitudes base se asumieron $S_b = 121$ MV·A y $U_b = 110$ kV.

Examinar la posibilidad de autoexcitación del motor asincrónico para una velocidad angular de $\omega_M = 0{,}97$.

Solución. La ecuación de la frontera de autoexcitación de un motor asincrónico tiene la forma

$$[x_C/(\omega_M - \omega)^2 - (x + x')/2]^2 + [R/(\omega_M - \omega)]^2 = [(x - x')/2]^2.$$

Aquí ω_M es la velocidad angular del rotor, p.u; ω, frecuencia de las oscilaciones libres; $x = x_M + x_T + x_L = 1{,}9 + 0{,}1 + 0{,}3 = 2{,}3$; $x' = x'_M + x_T + x_L = 0{,}6 + 0{,}1 + 0{,}3 = 1$.

En las coordenadas $R/(\omega_M - \omega)$; $x_r/(\omega_M - \omega)^2$, el límite de la zona es un semicírculo con un radio igual a $(x - x')/2 = (2{,}3 - 1)/2 = 0{,}65$ y con el centro en el eje de las ordenadas distanciado respecto al origen de coordenadas $(x + x')/2 = (2{,}3 + 1)/2 = 1{,}65$. La zona de autoexcitación del motor asincrónico se trazó en la figura 12.50 (curva *1*).

Para determinar las posibilidades de la autoexcitación del motor asincrónico, en la fig. 12.50 tracemos la característica de la red exterior, a la cual le corresponden las ecuaciones

$$x_{r.ex} = x_r/(\omega_M - \omega)^2 = 0{,}15/(\omega_M - \omega)^2; \quad R_{ex} = r_L/(\omega_M - \omega) = 0{,}1\ (\omega_M - \omega).$$

Variando $(\omega_M - \omega)$ desde 0 hasta 1, obtenemos los siguientes resultados:

$\omega_M - \omega$	1	0,9	0,8	0,7	0,7	0,5	0,4	0,3	0,25
R_{ex}	0,1	0,11	0,13	0,14	0,17	0,20	0,25	0,33	0,40
$(\omega_M - \omega)^2$	1	0,81	0,64	0,49	0,36	0,25	0,16	0,09	0,06
$x_{r.ex}$	0,15	0,185	0,23	0,36	0,42	0,60	0,94	1,67	2,40

En la fig. 12.50 se trazó la característica de la red exterior (curva *2*). La intersección de la característica de la red exterior con el límite de la zona de autoexcitación es posible cuando $\omega_M - \omega = 0{,}377$ (punto *a*; $x_r = 1{,}06$) y $\omega_M - \omega = 0{,}263$ (punto *b*; $x_r = 2{,}17$).

Para resolver el problema acerca de la posibilidad de la autoexcitación del motor asincrónico, es necesario hallar la frecuencia de las oscilaciones libres ω. Esto se puede hacer analizando las condiciones de resonancia en el circuito (véase fig. 12.49), cuando el motor se representa mediante sus características de frecuencia.

A las condiciones de resonancia les corresponde la ecuación

$$x_r/(\omega_M - \omega)^2 = (x + \omega^2 T^2 x')/(1 + \omega^2 T^2).$$

Para el punto b tenemos:

$$2{,}17=(2{,}3+\omega^2\cdot 200^2\cdot 1)/(1+\omega^2\cdot 200^2);\ 2{,}17+2{,}17\cdot 200^2\omega^2=2{,}3+200^2\omega^2;$$

$$1{,}17\cdot 200^2\omega^2=0{,}13;\ \omega=\pm 0{,}005\sqrt{0{,}13/1{,}17}=\pm 0{,}00167.$$

En el punto a la frecuencia de las osilaciones libres es igual a 0,072.

Debido a que la velocidad angular del motor $\omega_M = 0{,}97$, el valor real $\omega_M - \omega$ en las condiciones analizadas es mayor que la diferencia de las frecuencias (0,377 y 0,263), para las cuales es posible la aparición de la autoexcitación del motor asincrónico.

Ejemplo 12.6. Se analiza el esquema y las condiciones del ejemplo anterior.

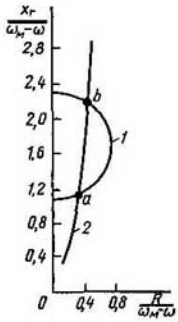


Fig. 12.50. Zonas de autoexcitación $x_r/(\omega_M - \omega)^2 = \psi\,[R/(\omega_M - \omega)]$

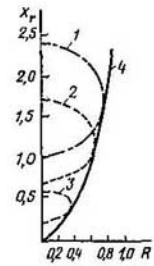


Fig. 12.51. Zonas de autoexcitación, siendo variable la velocidad angular del motor

Examinar la posibilidad de que aparezca la autoexcitación del motor asincrónico en las condiciones de arranque.

Solución. La ecuación de la frontera de autoexcitación aducida en el ejemplo anterior puede simplificarse de modo tal que el límite se hace una semielipse descrita por la ecuación

$$(x_r - \omega_M^2 x)\,(x_r - \omega_M^2 x') + \omega_M^2 R^2 = 0.$$

A cada valor asumido de ω_M le corresponde una zona de autoexcitación.

La resistencia máxima para la cual es posible la autoexcitación del motor que funciona con una velocidad ω_M es

$$R_{máx} = \omega_M\,(x - x')/2.$$

Para definir las condiciones de autoexcitación de un motor asincrónico durante el arranque, tracemos una parábola que limite todas sus zonas de autoexcitación:

$$x_r = 2\,[(x + x')/(x - x')^2]\,R^2_{máx}.$$

Asumamos $\omega_M = 1$. El límite de la zona de autoexcitación se determina de la ecuación

$$(x_r - 1\cdot 2{,}3)\,(x_r - 1\cdot 1) + R^2 = 0.$$

Determinemos las coordenadas de los puntos límites cuando $\omega_M = 1$:

$R_{máx} = 1\,(2{,}3 - 1)/2 = 0{,}65$; $x_r = 2\,(2{,}3 + 1)\cdot 0{,}65^2/(2{,}3 - 1)^2 = 1{,}65$.

Los resultados de los cálculos para otros valores de ω_M se muestran más abajo:

ω_M	1	0,9	0,8	0,7	0,6	0,5	0,4	0,3	0,2	0,1
$R_{máx}$	0,65	0,59	0,52	0,46	0,39	0,33	0,26	0,20	0,13	0,07
x_r	1,65	1,33	1,05	0,81	0,59	0,41	0,25	0,148	0,066	0,017

En la fig. 12.51 se muestran las zonas de autoexcitación del motor para $\omega_M = 1{,}0$ (curva *1*); 0,9 (curva *2*); 0,5 (curva *3*), así como también la curva 4 que limita las zonas en el proceso de arranque. De la figura se ve que en el proceso de arranque durante la variación de la velocidad desde 0 hasta $\approx 0{,}4$ es posible que tenga lugar la autoexcitación.

Preguntas de control

12.1. ¿Qué son los nodos de carga y cuáles son los dos aspectos más importantes para analizar los procesos transitorios que transcurren en ellos?

12.2. ¿Qué procesos transitorios representan mayor interés en los estudios de los regímenes de los nodos de carga?

12.3. ¿En qué consiste la particularidad del arranque de los motores asincrónicos? ¿En qué casos hay necesidad de emplear dispositivos especiales para el arranque?

12.4. ¿Cuáles son las causas de aparición de los cambios bruscos del régimen en los sistemas de suministro eléctrico? ¿Cuáles son las condiciones de estabilidad durante el incremento de la carga en un motor asincrónico y sincrónico?

12.5. ¿En qué se diferencian los procesos en los nodos de carga durante el incremeto de la carga en el eje del motor (aumento del momento mecánico en el eje) y cuando hay disminución de la tensión en las barras?

12.6. Enumere las particularidades de cálculo al tener en cuenta las características dinámicas de los motores sincrónicos y asincrónicos cuando hay variación de la tensión en los nodos de carga.

12.7. ¿Para qué se emplea el autoarranque? ¿Qué hay que determinar para poder establecer si es permisible el autoarranque y las limitaciones de sus posibilidades?

12.8. ¿En qué casos y para qué condiciones se puede emplear la RA en los elementos del sistema de suministro eléctrico de las líneas, transformadores y barras del suministro de reserva de los diferentes motores y sus grupos? Dibuje los esquemas aproximados de la RA para distintas subestaciones.

12.9. ¿Cuál es la influencia de los cambios tipo impulso de la carga en el funcionamiento de los sistemas de diferente potencia? ¿Con qué medidas se puede disminuir dicha influencia?

12.10. ¿Cómo se forman las ecuaciones fundamentales para el estudio del régimen del sistema cuando hay cargas tipo impulso y qué formas de resolución de dichas ecuaciones se conocen?

12.11. ¿Cómo debe llevarse a cabo la regulación de la excitación de los motores sincrónicos en las distintas condiciones de funcionamiento?

12.12. ¿Cómo determinar la probabilidad del arranque simultáneo de una serie de motores y cómo enfocar el problema de establecimiento de la influencia de su arranque en la tensión del nodo de carga, alimentado por un generador?

12.13. ¿Qué características [$P = \varphi(U)$, $Q = \varphi(U)$] tienen los elementos básicos de carga de los sistemas eléctricos de potencia? ¿En qué consiste la diferencia entre las características estáticas y dinámicas de la carga?

12.14. ¿Cómo se representa el motor asincrónico mediante un circuito equivalente simplificado en el análisis de los procesos dinámicos que tienen lugar en el nodo de carga?

12.15. ¿Cómo influye la corriente de magnetización de los transformadores y motores asincrónicos en la dependencia de la potencia reactiva (consumida por la carga) respecto a la tensión?

12.16. ¿Qué es el deslizamiento crítico y cómo determinarlo? ¿Cómo influye su valor en el carácter del proceso transitorio?

12.17. ¿Cómo varía la corriente del motor asincrónico durante la disminución de la tensión y cuando el motor se detiene?

12.18. ¿Cómo influye la baja de la frecuencia en el sistema sobre la estabilidad del motor asincrónico?

12.19. ¿Qué es la capacidad de sobrecarga del motor sincrónico y asincrónico?

12.20. ¿Para qué tensión en las barras del motor aparece su inestabilidad? ¿De qué factores depende dicho valor?

12.21. ¿Cómo influye la baja simultánea de la tensión y la frecuencia en la estabilidad de los motores sincrónicos y asincrónicos incluidos en la carga?

Temas para las ponencias

1. Secuencia de la conexión a la red de los motores sincrónicos y asincrónicos de gran potencia.
2. Cargas tipo impulso y lucha contra su influencia en el sistema.
3. Conexión automática de la reserva (CAR).
4. Autoexcitación de los motores sincrónicos y asincrónicos de la carga.

Capítulo 13

Procesos transitorios durante la conexión de los generadores sincrónicos

13.1. Consideraciones generales

Existen dos métodos para conectar los generadores sincrónicos a la red, *sincronización* y *autosincronización*; una variedad de la autosincronización es la *reconexión con autosincronización*. Estos métodos, en general, pueden ser tanto automáticos como manuales, aunque en la práctica últimamente se emplean ampliamente las operaciones automáticas y no las manuales.

Para la **sincronización** el generador a conectar y la red deben satisfacer las siguientes condiciones:

a) igualdad de las amplitudes de la tensión;

b) igualdad de frecuencias;

c) coincidencia de las fases.

En caso de que se cumplan estas condiciones la conexión del generador a la red no provoca corrientes de nivelación, saltos de la potencia y variación de la tensión en el sistema.

La sincronización (a veces llamada «exacta») requiere tiempo para la nivelación de las tensiones y frecuencias del generador y la red, los aparatos para la sincronización son bastante complejos. En condiciones de avería, cuando la tensión y la frecuencia de la red pueden desviarse notoriamente de sus valores normales y cambiar rápidamente, los aparatos de la sincronización automática exacta, como regla, demoran el proceso de sincronización (hasta 5 min o más).

Cuando hay daños en los equipos de la sincronización exacta automática o errores durante la sincronización manual, es posible una conexión asincrónica del generador a la red que es peligrosa para él a causa de los saltos de la corriente de nivelación y potencia activa. Cuando los vectores de la tensión del generador a sincronizar y la red no coinciden por fase, la corriente de choque durante la conexión se puede determinar, aproximadamente, de la expresión

$$i''_{ch} = \sqrt{2} \cdot 1{,}8 \Delta E / (x''_d + x_s), \qquad (13.1)$$

donde ΔE es la diferencia geométrica entre la f.e.m. del generador E''_q, detrás de la reactancia subtransitoria en el eje directo, y la tensión de la red U_r; x''_d, x_s, reactancia del generador y del sistema equivalente.

Cuando $\delta = \pi$ y $x_s = 0$ la corriente de choque de la conexión asincrónica, teniendo su valor máximo $i_{ch.máx} = 2i''_{ch.c}$, puede causar daño a los devanados del generador. El incumplimiento de la condición de igualdad de las frecuencias del generador y la red también puede traer consigo consecuencias indeseables: el generador va a entrar al sincronismo lentamente, experimentando oscilaciones, creando impulsos de la corriente y de la potencia activa en el sistema. Si el desfasaje de las frecuencias es grande (3—5 %), para un enlace no rígido el generador puede pasar a un régimen asincrónico.

El proceso de sincronización puede calcularse por el método de las áreas o mediante las ecuaciones completas.

La autosincronización de los generadores tiene una serie de ventajas importantes. A éstas pertenecen: sencillez del esquema y de los aparatos; confiabilidad en el funcionamiento de los equipos; rapidez de conexión del generador a la red, lo cual es de importancia especial cuando surge un déficit de potencia en el sistema energético en condiciones de avería. Durante la autosincronización la conexión de los generadores a la red se realiza con la excitación desconectada. En el momento de conexión no aparecen impulsos de la potencia activa ni surgen esfuerzos mecánicos peligrosos. En realidad, como se ve de la fig. 13.1, el momento durante la

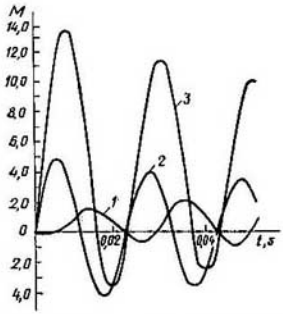


Fig. 13.1. Momento transitorio de los generadores con devanados de amortiguamiento para diferentes regímenes:

1, durante la autosincronización ($s=0$, $\delta_0 = 135°$); *2*, durante un cortocircuito; *3*, durante una conexión asincrónica ($s = 0$, $\delta_0 = 135°$)

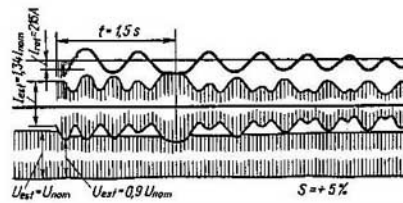


Fig. 13.2. Variaciones de la corriente del estator, tensión y corriente del rotor de un hidrogenerador durante la autosincronización

autosincronización es menor que durante un cortocircuito. La corriente libre en el devanado del estator y las corrientes periódicas en todos los circuitos del generador se atenúan con bastante rapidez (prácticamente, en el transurso de 2—3 períodos de oscilaciones del rotor).

Los valores máximos de las componentes periódica y aperiódica de la corriente del estator en caso de la autosincronización siempre son menores que la corriente de cortocircuito (en las salidas del generador) para la cual están calculados los generadores.

En la fig. 13.2 se presenta el oscilograma que muestra el carácter de la variación de la corriente del estator, del rotor y la tensión en las barras de un hidrogenerador durante la autosincronización. La tensión en las barras de un generador que se conecta a la red sin excitación puede hallarse conforme a la expresión

$$U_G = U_s\,|1 - x_s/(x_G + x_s)|, \qquad (13.2)$$

donde $x_G = x'_d$ al comienzo del proceso de sincronización y $x_G = x_s$ cuando se acerca el sincronismo.

Si de las barras de la central se alimenta un consumidor muy importante, que exige una tensión constante, entonces hay que examinar si la autosincronización es permisible. Si según las condiciones de baja de la tensión en la red la autosincronización es imposible (no se permi-

te), entonces se emplea la sincronización exacta automática. A pesar de las desventajas, la sincronización exacta automática debe emplearse también en aquellos casos cuando los generadores pueden temporalmente operar con la carga señalada. La sincronización de estos generadores con el resto del sistema energético se realiza sin interrumpir el suministro a los consumidores, lo que es posible solamente durante la sincronización exacta.

La confiabilidad y el éxito de que suceda la autosincronización es mayor en aquellos casos cuando después de conectar el generador a la red, el momento asincrónico creado por el generador es mayor que el momento de la turbina. En la práctica, para que haya una entrada confiable al sincronismo, la conexión se realiza con una velocidad angular menor que la sincrónica, y el momento excedente transmite a las masas giratorias del rotor la aceleración necesaria para «llevar» el rotor hasta la velocidad sincrónica. El momento excedente se puede enlazar con la aceleración transmitida al rotor y obtener así un criterio sencillo de autosincronización. Así, para unas condiciones concretas se puede establecer experimentalmente que para una autosincronización exitosa el valor de la aceleración en el momento de la conexión debe ser

$$\alpha = \omega_0 \, \Delta M / T_J,$$

donde T_J se expresa en segundos, ΔM, por unidad, α, en radianes por segundo al cuadrado. Si se asume que $\Delta M \leqslant 0{,}8 \, M_{\text{asn}}$ y α se expresa en hertz por segundo (Hz/s), entonces

$$\alpha = 0{,}8 \, M_{\text{as}} f / T_J,$$

donde $f = 50$ Hz.

Para determinar M_{asn} hay que tener en cuenta la resistencia de extinción conectada al devanado del rotor, así que en realidad

$$T'_{d\,\text{med}} = K T_{d0} x'_d / x_d$$

donde $K = r_f/(r_f + r_{\text{ex}})$ (r_f es la resistencia del devanado de excitación; r_{ex}, la resistencia de extinción).

Para los hidrogeneradores con devanados de amortiguamiento y turbogeneradores con el rotor masivo, las exigencias respecto al valor permitido de la aceleración, comúnmente, no tienen importancia práctica debido a que el momento asincrónico es grande.

Arriba ya se indicó que los hidrogeneradores entran al sincronismo también cuando no hay corriente de excitación gracias al momento creado por los polos salientes. Mas también es posible la entrada al sincronismo de los generadores con una polaridad incorrecta, o sea con una polaridad que no corresponde a la que va a existir después de conectar la excitación. En este caso, después de conectar la excitación, el rotor del generador gira en 180°. Este proceso va acompañado de oscilaciones significantes y a veces puede ser la causa de la pérdida del sincronismo. Por eso, cuando a la red se le conecta una máquina con una velocidad relativamente pequeña, se debe conectar la excitación inmediatamente después de conectar el generador.

Cuando a la red se conecta un generador con un deslizamiento grande, por ejemplo, durante la reconexión automática con autosincronización (RAAS), por el contrario, es deseable demorar la conexión de la excitación, ya que cuando se conecta demasiado rápido, la corriente de excitación puede aumentar hasta el valor nominal aún cuando el deslizamiento no alcanza a disminuirse.

En el régimen asincrónico de una máquina con excitación pueden haber corrientes grandes, oscilaciones significantes de la tensión en el sistema y los fenómenos relacionados con éstas que son peligrosos para el sistema y para el generador que se está sincronizando. Al establecer la posibilidad de la autosincronización, hay que cerciorarse de que la protección instalada en los motores y en ciertas líneas vaya a accionar correctamente y no los desconecte al haber una disminución por corto tiempo de la tensión durante la autosincronización. También hay que examinar el funcionamiento del RAFR de las turbinas, ya que cuando el ajuste de éstos es incorrecto, puede provocar oscilaciones de las máquinas después de la autosincronización.

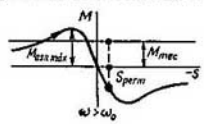
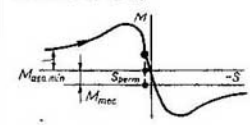
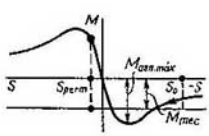
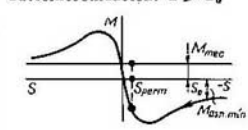
13.2. Procesos durante la autosincronización

La sincronización de una máquina sincrónica tiene unas cuantas etapas. En un comienzo la máquina sin excitación se pone en movimiento por el motor primario, llevándose hasta una velocidad cercana a la sincrónica, después de lo cual se conecta a la red. La conexión a la red se realiza para un deslizamiento $\pm$ (2—3)%, aunque la conexión con deslizamientos grandes no representa ningún peligro. A veces inclusive es conveniente conectar la máquina a la red, estando el rotor inmóvil, y comenzar al mismo tiempo su correteo con ayuda del motor primario (el denominado arranque electromecánico). Durante el arranque y la cone-

xión de la máquina a la red, el devanado de excitación está cerrado a la resistencia de extinción, o a la protección automática del campo (PA), o bien al inducido de la excitatriz sin excitación. Si la máquina se conecta a la red con un deslizamiento menor del 3—5%, entonces la excitación se conecta al mismo tiempo que se conecta el interruptor. Si la conexión a la red se realiza con deslizamientos más grandes, entonces la máquina por un tiempo funciona sin excitación. Solamente después de que alcance una velocidad cercana a la de sincronismo [hasta que $s = \pm (2—3)\%$], se conecta la excitación. El momento sincrónico que aparece aumenta las oscilaciones del deslizamiento, y comúnmente, asegura la entrada al sincronismo independientemente del ángulo de conexión, aunque su valor tiene cierta importancia.

La entrada al sincronismo puede suceder solamente a costa del momento sincrónico (de signo alterno) que crea pulsaciones de la velocidad durante las cuales el rotor alcanza la velocidad de sincronismo ($s = 0$). Los momentos asincrónicos y mecánicos, que actúan en una misma dirección u opuesta (tabla 13.1), no podrían

Tabla 13.1

A. Una misma dirección de los momentos	A. Dirección diferente de los momentos
Arranque y autosincronización de los generadores sincrónicos: $\omega < \omega_0$ 	Arranque de los motores sincrónicos: $\omega < \omega_0$ 
	Reconexión automática con autosincronización: $\omega > \omega_0$ 

garantizar la entrada al sincronismo. Ellos solamente llevarían el rotor hasta la velocidad de sincronismo, o bien lo obligarían a «pasar» el sincronismo y de nuevo pasar al funcionamiento asincrónico con un deslizamiento de otro signo.

Durante la autosincronización las características de los motores primarios tienen un gran significado. Éstas deben asegurar un correteo (arranque) rápido de la unidad. El momento mecánico desarrollado en el proceso de sincronización debe estar en cierta correlación con el momento asincrónico y no debe ser mucho mayor que éste. Estas correlaciones son las siguientes. El momento mecánico debe ser menor que el valor máximo del momento asincrónico medio en el caso de que en el proceso de autosincronización el momento asincrónico y el mecánico estén dirigidos en el mismo sentido. Pero si estos momentos tienen signos diferentes, entonces es necesario que el momento mecánico resultante sea menor que el valor mínimo del momento asincrónico medio. Matemáticamente esto se anota de la siguiente

manera:

$$M_{mec} \leqslant K_1 M_{asn.máx}; \tag{13.3}$$

$$M_{mec} \leqslant K_2 M_{asn.mín}, \tag{13.4}$$

donde K_1 y K_2 son coeficientes de reserva, menores que la unidad*).

Para ilustrar las correlaciones aducidas analicemos la tabla 13.1, donde se muestran los casos cuando los signos de los momentos asincrónico y mecánico son iguales (A) y cuando son diferentes (B). Es evidente que el incumplimiento de la exigencia (13.3) en el caso A conlleva al «paso» del rotor a través de un posible régimen asincrónico permanente (para s_{perm}) y uno sincrónico. Esto, a su vez, provo-

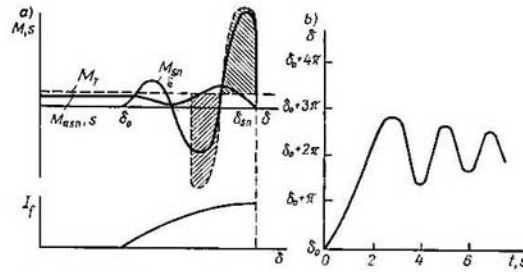


Fig. 13.3. Autosincronización de una máquina que funciona con una velocidad mayor que la sincrónica:

a, variaciones del momento y el deslizamiento al variar la corriente de excitación; *b*, cambio del ángulo $\delta = f(t)$ en el proceso de autosincronización

ca la salida del sincronismo con un deslizamiento de otro signo. El incumplimiento de la exigencia (13.4) en el caso B conlleva al «estancamiento» del rotor con un deslizamiento grande (para $M_{asn} = M_{mín}$) y a que sea imposible la sincronización.

En la fig. 13,3 *a* se muestra el cambio de la corriente de excitación I_f y la correlación de las áreas de aceleración y de frenado que se obtiene para dicho caso, las cuales definen el proceso de autosincronización de la máquina que funciona con una velocidad mayor que la sincrónica, y en la fig. 13.3, *b*, el transcurso del proceso en el tiempo. Como se deduce de las figuras, después de que se conecta la excitación en el momento $t = 0$, el rotor, por acción del momento sincrónico aparecido, se frena, el deslizamiento s y el momento asincrónico $M_{asn} = P_d s$ disminuyen, llegando al cero cuando $\delta = \delta_{sn}$.

Luego el ángulo δ comienza a decrecer ya en el régimen sincrónico (para un valor medio del deslizamiento igual a cero), y el proceso de oscilaciones se predetermina por las correlaciones entre las áreas de aceleración y de frenado (fig. 13.3, *b*). Cuando el momento de rotación de la turbina y el deslizamiento inicial son grandes, el proceso de entrada al sincronismo se prolonga, acompañándose de oscilaciones grandes, con la particularidad de que el ángulo permanente puede resultar igual a 2π, 4π, 6π, o sea, el rotor puede dar, como se muestra en la fig. 13.4, 2—3 vueltas antes de entrar al sincronismo.

*) En los coeficientes K_1 hay cierta dependencia respecto al ángulo de conexión.

Un análisis más completo del proceso de entrada al sincronismo, así como también la definición de las condiciones de una sincronización exitosa, se pueden realizar resolviendo las ecuaciones de Park—Górev. Dicha solución permite, para unas u otras condiciones iniciales, hallar la variación del ángulo de la f.e.m., momento de rotación y corriente de la máquina, al entrar ésta al sincronismo durante la autosincronización o resincronización.

En la fig. 13.5 se recogen los resultados de la solución de las ecuaciones indicadas al examinar el proceso de la entrada al sincronismo de un generador sincrónico de gran potencia.

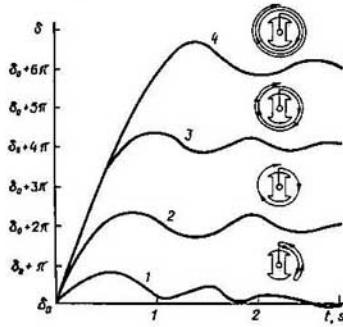


Fig. 13.4. Influencia del deslizamiento inicial s_0 en las condiciones de entrada al sincronismo de un generador que tiene $T_J = 6$ s y $M_T = 0{,}2$, siendo $\delta_0 = 0$, y al conectar la excitación al mismo tiempo que se conecte el generador a la red:

1, $s_0 = -2{,}5\%$, *2*, $s_0 = -6\%$; *3*, $s_0 = -8\%$; *4*, $s_0 = -11\%$

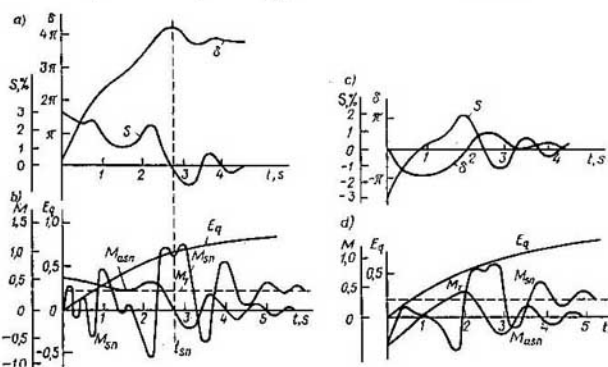


Fig. 13.5. Carácter del proceso de autosincronización de un generador ($T_J = 15$ s; $M_T = 0{,}25\%$):

a, variaciones del ángulo y el deslizamiento durante la conexión con una velocidad mayor que la sincrónica ($s_0 = -3\%$, $\delta_0 \approx 45°$); *b*, variaciones de M_{asn}, M_T, M_{sn}, E_q en el caso *a*; *c*, variaciones del ángulo y el deslizamiento durante una conexión con una velocidad menor que la sincrónica ($s \approx +3\%$, $\delta_0 = 0$); *d*, variaciones de M_{asn}, M_T, M_{sn}, E_q

Las curvas presentadas en la fig. 13.5, *a*, *b* se refieren al caso cuando el generador se conecta a la red con un deslizamiento $s_0 \approx -3\%$, $\delta_0 \approx 45°$ y cuando la excitación se conecta al mismo tiempo que la máquina a la red.

El momento asincrónico durante la conexión resulta ser algo mayor que el mecánico, pero el rotor continúa su movimiento gracias al exceso de energía cinética acumulada durante la rotación con el deslizamiento s_0. En el análisis del proceso de entrada al sincronismo se presu-

puso que después del paso del deslizamiento por el cero comienza el régimen sincrónico y el análisis ulterior puede realizarse con ayuda del método de las áreas. El análisis analítico de la entrada al sincronismo señala la posibilidad de dicho supuesto ya que después de que el deslizamiento pasa por el cero el momento asincrónico (que por el método de las áreas no se considera) facilita el mantenimiento de la máquina en sincronismo, aumentando así la atenuación de las oscilaciones.

Comúnmente, el momento $M_T > 0$ y el proceso de conexión de la máquina con deslizamiento positivo (velocidad menor que la sincrónica) y con momentos mecánico y asincrónico del mismo signo tiene la forma mostrada en la fig. 13.5, *c*, *d*. La influencia del deslizamiento inicial se ilustra mediante las características en la fig. 13.6.

La comparación del proceso de sincronización en casos de la conexión con deslizamiento positivo y negativo muestra que la entrada al sincronismo más suave, sin número grande de vueltas del rotor, tiene lugar para la conexión con una velocidad menor que la sincrónica.

El análisis de la entrada al sincronismo también puede llevarse a cabo mediante el estudio del proceso en la superficie fasorial (cilindro) o bien en el plano fasorial (δ, $\Delta\omega$). Analicemos el caso de la sincronización de un generador que se conecta a una red de potencia infinita a través de la reactancia de la red x_r. Si con $\Delta\omega$ se designa la velocidad angular relativa del rotor del generador, entonces la tangente del ángulo de la pendiente de la trayectoria del movimiento del rotor en plano fasorial se determina mediante la expresión

$$\operatorname{tg}\alpha = \frac{d\Delta\omega}{d\delta} = \frac{1}{\Delta\omega}\frac{d^2\delta}{dt^2} = \frac{1}{T_J\Delta\omega} \times$$

$$\times \left(-\frac{E'_q U}{x_d} \operatorname{sen}\delta + \frac{U^2 (x_q - x'_d)}{2 x_q x'_d} \operatorname{sen} 2\delta \right) - \frac{M_{\text{asn}}}{T_J \Delta\omega}. \qquad (13.5)$$

De esta manera, la expresión (13.5) es la ecuación de la tangente a la curva fasorial, trazada en el plano fasorial. En (13.5) a las reactancias del generador hay que agregarles la reactancia de la red.

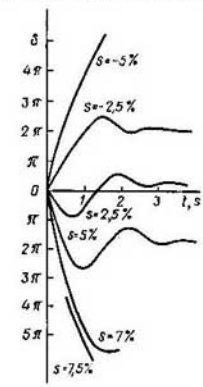


Fig. 13.6. Influencia del signo y valor inicial del deslizamiento en el proceso de resincronización de un generador que tiene $T_J = 16$ s; $M_T = 0{,}2$; $\delta_0 = 0$

Conforme al método elegido, el cálculo de las coordenadas de los puntos de las trayectorias fasoriales (fig. 13.7) se ejecuta en un orden determinado:

1) se elige un punto cualquiera con las coordenadas δ_0, $\Delta\omega_0$ y según la fórmula (13.5) se halla $\operatorname{tg}\alpha_0$;

2) el trayecto recorrido por el rotor se divide en secciones de $\Delta\delta = 0{,}1$; entonces para el siguiente punto en el semiplano fasorial superior (en el que el movimiento transcurre sólo hacia la derecha), obtenemos

$$\delta_1 = \delta_0 + \Delta\delta; \quad \Delta\omega_1 = \Delta\omega_0 + \Delta\delta \operatorname{tg}\alpha_0;$$

3) según δ_1 y $\Delta\omega_1$ se halla la $\operatorname{tg}\alpha_1$, después de lo cual se determinan δ_2 y $\Delta\omega_2$ para el punto subsiguiente:

$$\delta_2 = \delta_1 + \Delta\delta; \quad \Delta\omega_2 = \Delta\omega_1 + \Delta\delta \operatorname{tg}\alpha_1,$$

etc.

De manera similar se ejecuta el cálculo para el semiplano fasorial inferior, teniendo en cuenta que en éste el movimiento tiene lugar sólo hacia la izquierda.

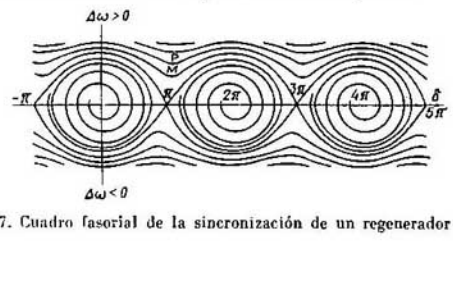


Fig. 13.7. Cuadro fasorial de la sincronización de un regenerador con la red

13.3. Arranque electromecánico de los generadores sincrónicos

El denominado *arranque electromecánico* es una variedad del método de autosincronización, en el que el generador en estado inmóvil se conecta a la red, al mismo tiempo arrancando el motor primario. La excitatriz del generador puede estar directamente conectada al rotor, y los dispositivos de regulación de la excitación deben encontrarse en un estado tal que para una velocidad cercana a la sincrónica el generador sea excitado y pueda así entrar al sincronismo. En este caso toda

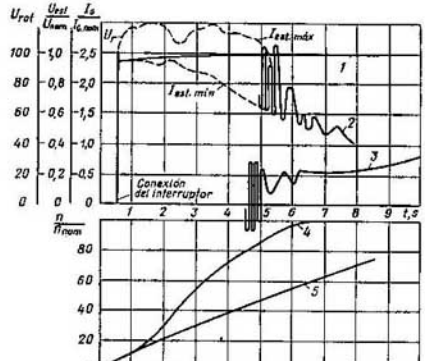


Fig. 13.8. Procesos durante el arranque electromecánico de un hidrogenerador:

1, tensión de la red U_r; *2*, corriente del estator I_{est} y envolventes de sus valores máximo $I_{est.máx}$ y mínimo $I_{est.mín}$ (con líneas interrumpidas); *3*, tensión del rotor U_{rot}; *4*, frecuencia de rotación n/n_{nom} durante un arranque electromecánico; *5*, lo mismo, durante un arranque normal

la unidad (turbina, generador, excitatriz) se desarrollará más rápidamente, ya que sobre ella, además del momento de la turbina, va a actuar el momento asincrónico (acelerante) del generador.

La aceleración del arranque va a ser especialmente notable en los generadores que tienen devanado de amortiguamiento en el rotor. El esquema del sistema automático de la unidad para tal arranque se simplifica.

Los fenómenos que transcurren en el generador durante el arranque electromecánico son similares a los mismos durante el arranque asincrónico de los motores sincrónicos con la excitatriz conectada. El arranque electromecánico por el momento se ha empleado sólo en ciertas centrales hidráulicas pequeñas que funcionan sin personal, ya que un arranque rápido de las unidades con turbinas de vapor no es permisible según el régimen de funcionamiento de la turbina. En la fig. 13.8 se muestran los resultados del análisis del oscilograma de arranque de un generador hidráulico de 3,5 MV·A de potencia.

13.4. Reconexión automática con autosincronización

Durante la RA el generador se desconecta de la red por un tiempo, en el transcurso del cual las variaciones del ángulo y la velocidad no pueden ser tan grandes que se pierda el sincronismo después de que aquél se vuelva a conectar a la red. Esta condición se probó analíticamente por el método de las áreas. Aparte de este tipo de RA en la explotación se emplean exitosamente otros: la RA con

autosincronización (RAAS) y RA sin control del sincronismo (RAsCS), o bien la RA asincrónica.

Para la reconexión de una línea o parte del sistema (fig. 13.9) comúnmente se emplea la RAAS. Ésta se realiza en el siguiente orden. Durante la desconexión de la línea de transmisión eléctrica en el generador tiene lugar la extinción del campo; al mismo tiempo los generadores pueden desconectarse de las barras o quedarse conectados a ellas. Después de haber pasado algún tiempo predeterminado por las condiciones de operación del sistema, la línea se conecta automáticamente. Si durante el tiempo que estuvieron desconectados los generadores la falla se autoeliminó, comienza el proceso de restablecimiento del funcionamiento normal: en las barras de la central aparece la tensión, se conectan los interruptores de los generadores, si fueron desconectados, y después de haberse restablecido automáticamente la excitación [acción de la protección automática del campo (PAC)], los generadores entran al sincroismo, o sea, después de la RA tiene lugar la autosincronización. En los casos cuando la central que se separa del sistema tiene una carga local que no tolera interrupción del suministro, es necesario dejar una parte de los generadores de la central para que alimenten la carga y en la otra parte restablecer el enlace con el sistema.

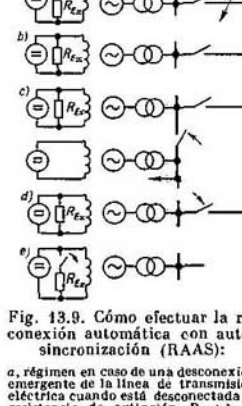


Fig. 13.9. Cómo efectuar la reconexión automática con autosincronización (RAAS):

a, régimen en caso de una desconexión emergente de la línea de transmisión eléctrica cuando está desconectada la resistencia de extinción R_{ex}; *b*, la extinción del campo del generador se realiza automáticamente mediante la conexión de R_{ex} cuando se desconecta la línea; *c*, lo mismo que *b*, pero cuando se separa una parte de los generadores para alimentar la carga local; *d*, reconexión automática del generador con extinción del campo, o sea siendo $E_Q \approx 0$ (sin momento sincrónico), y marcha asincrona; *e*, conexión de la excitación (desconexión de la resistencia de extinción) y entrada al sincronismo

El orden para realizar la reconexión con autosincronización se establece en dependencia de las condiciones de operación, presencia o ausencia de una carga local, su carácter, esquema de la central, etc.

Son posibles operaciones más complejas (no analizadas aquí) para realizar la RAAS, relacionadas con la conmutación automática de la carga, etc.

El análisis del proceso puede llevarse a cabo de una manera cualitativa aproximada por el método de las áreas, el cual es ampliamente utilizado para el caso de variaciones grandes de la velocidad.

El enlace de la central con el sistema en presencia de la RAAS se prueba para el tiempo durante el cual la velocidad angular de los generadores (pasando por el máximo después del incremento de la carga) decrece, gracias a la acción del regulador de velocidad, hasta un valor cercano al inicial (punto *1* en la fig. 13.10). Para una central hidroeléctrica este tiempo, generalmente, es igual a 15—30 s. Sin embargo, el restablecimiento del régimen normal se puede acelerar mediante la reconexión realizada durante la disminución de la tensión en los generadores hasta un 20—25% de la nominal. Los generadores en este caso se conectan a la red con deslizamientos relativamente grandes, y a veces antes de alcanzar el valor máximo de la velocidad (punto *2* en la fig. 13.10).

En el caso cuando la rotación transcurre con una velocidad mayor que la sincrónica, los generadores (que están entregando una potencia asincrónica) van a frenarse más rápidamente, especialmente si tienen devanados de amortiguamiento. De esta manera, el tiempo de restablecimiento del régimen normal disminuye notoriamente.

La excitación en los hidrogeneradores se restablece, siendo pequeño el deslizamiento (1—2%), cuando la velocidad se acerca a la sincrónica. No se recomienda conectar antes la excitación, por ejemplo, al mismo tiempo que se conecta el generador a la red: la corriente de excitación alcanza un valor grande, incluso el valor nominal, antes de que el deslizamiento disminuya hasta el valor para el cual sucede la entrada del generador al sincronismo; mientras tanto, la marcha asíncrona del generador con la excitación conectada no es deseable (si no hay una necesidad especial) por las razones indicadas antes.

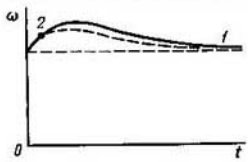


Fig. 13.10. Variación de la velocidad angular de un hidrogenerador durante la baja de la carga como resultado de la influencia del regulador de velocidad (línea plena), regulador y momento asincrónico (línea de trazos)

La RAAS se realiza partiendo del tiempo de interrupción permisible del enlace de la central hidroeléctrica con el sistema, además, hay que considerar las condiciones locales, esquema de automatización, estructura de los generadores, presencia en ellos de devanados de amortiguamiento, etc.

Para los turbogeneradores la RA sin control del deslizamiento, comúnmente, se recomienda realizarla una vez disminuida la tensión en el generador (por acción de la extinción del campo) hasta un valor para el que las corrientes en el momento de la conexión no van a ser peligrosas.

Generalmente, los cambios de la velocidad de los turbogeneradores no son grandes, mas el momento asincrónico, bastante elevado. Además, después de la conexión del turbogenerador en la mayoría de los casos no se requiere un retraso en la conexión de la excitación, aunque a veces introducen un retraso de tiempo pequeño (1—1,5 s).

El proceso durante la RAAS se muestra en la fig. 13.11. Después de un cortocircuito la central se desconecta y tiene lugar el embalamiento provocado por la acción de la potencia de la turbina P_T, que se disminuye lentamente mediante los reguladores de velocidad. Al mismo tiempo el campo se extingue y la tensión en el generador disminuye hasta valores pequeños. Luego el generador se conecta a la red y funciona como asincrónico. El crecimiento de la potencia asincrónica y el decrecimiento de la potencia de la turbina conllevan a que el deslizamiento se aminora y después de conectar la excitación (punto A) el generador entra al sincronismo.

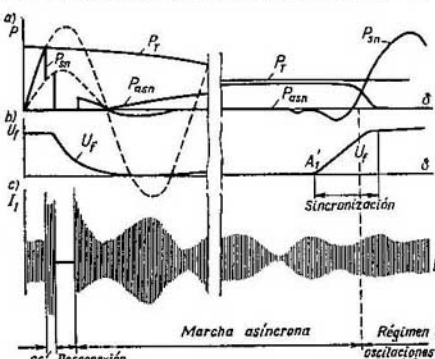


Fig. 13.11. Transcurso del proceso de la RAAS:

a, variación de la potencia en dependencia del cambio del ángulo: $P = f(\delta)$; b, variación de la tensión en el devanado de excitación: $U_f = f(\delta)$; c, variación de la corriente del estator con el tiempo: $I_1 = f(t)$

13.5. Reconexión automática sin control del sincronismo

La siguiente simplificación de la reconexión automática es el empleo de la RA sin control del sincronismo (RAsCS), que a diferencia de la RAAS se realiza sin extinción preliminar del campo. Gracias a esto, la RAsCS tiene una serie de ventajas: 1) da la posibilidad de simplificar los dispositivos de la automática; 2) puede emplearse en las centrales con cargas locales, donde la extinción del campo no es permisible según las condiciones de funcionamiento de la carga; 3) permite disminuir el tiempo de interrupción del enlace, ya que en muchos casos, según las condiciones para la entrada al sincronismo, no hay necesidad de esperar a que la velocidad angular de los generadores que salieron del sincronismo descienda hasta la velocidad subsincrónica. Este tipo de reconexión automática surgió a base de la experiencia de explotación de los sistemas energéticos y de investigaciones experimentales y analíticas especiales, las cuales mostraron que la conexión de las centrales o partes del sistema, que operan fuera de sincronismo, no causan averías.

El empleo de las conexiones sin sincronización se permite si los momentos máximos que surgen no sobrepasan los momentos que pueden aparecer en la máquina durante un cortocircuito trifásico inesperado en sus bornes o una tensión en 5% más alta que la nominal. Estos momentos deben ser soportados seguramente por la máquina. La posibilidad de la conexión asincrónica puede probarse no solamente por el valor del momento de rotación que aparece. Como índice de que dicha conexión es permisible puede servir la corriente asincrónica I_{asn} que con esto aparece. Para un turbogenerador la corriente permisible es $I_{asn} = (0{,}625/x''_d)\, I_{nom}$ y para un hidrogenerador, $I_{asn} = 3I_{nom}$, donde I_{nom} es el valor nominal. El valor de I_{asn} se calcula según la reactancia subtransitoria para el caso cuando la conexión se hace, siendo la f.e.m. $E = 1{,}05$; $I_{asn.máx} \approx 2{,}1/x''_{d\Sigma}$.

En un sistema complejo, además de la corriente que circula por la línea durante la conexión asincrónica, hay que determinar la distribución de la corriente entre las centrales. Si es permisible o no la conexión (según las condiciones arriba indicadas) debe probarse para cada una de las centrales.

Las correlaciones entre los momentos durante la conexión asincrónica y el cortocircuito dependen fuertemente de la correlación entre la reactancia del generador x''_d y la reactancia de la red x_r a la cual se conecta el generador (reactancia exterior). Los momentos electromagnéticos máximos en los hidrogeneradores, comúnmente, surgen para las conexiones con un ángulo $\delta \approx 120 \ldots 135°$, en los turbogeneradores, con un ángulo $\delta \approx 110 \ldots 120°$. La conexión asincrónica puede provocar accionamientos erróneos de ciertos tipos de protecciones, por eso hay que tomar medidas para evitar las desconexiones erróneas. No obstante, el accionamiento erróneo de la protección, con frecuencia, no crea alteraciones en el funcionamiento del sistema, si sus errores pueden eliminarse mediante el accionamiento de la RA en las partes desconectadas de la red.

Ejemplo 13.1. Un generador se conecta a operación en paralelo con un sistema eléctrico de gran potencia por el método de sincronización exacta.

Hallar los valores permisibles de la velocidad angular del generador durante la conexión, según las condiciones de sincronización en el primer ciclo de oscilaciones. Las pérdidas de potencia de marcha al vacío se asumen iguales a cero.

Solución. Empleemos el método de las áreas. Debido a que la máquina sincrónica tiene conectada la excitación, en el momento de la conexión comienza a generar (régimen de generador), o a consumir (régimen de motor) potencia activa. Las características de la potencia de la máquina sincrónica conectada se muestran en la fig. 13.12. Para definir la dependencia entre la velocidad angular del generador y su ángulo de conexión analicemos cuatro casos posibles:

1. $\Delta\omega > 0$; $0° < \delta_{con} < 180°$ (fig. 13.12, *a*).

Para los ángulos de conexión desde 0 hasta 180° la máquina sincrónica en el momento de la conexión funciona en el régimen de generador. Para una conexión exitosa se necesita que la energía de frenado, proporcional al área A_{fren}, sea mayor que la energía cinética acumulada por el rotor en el movimiento relativo, o sea $A_{fren} \geqslant T_J \Delta\omega^2/2$:

$$A_{fren} \int_{\delta'_{con}}^{180°} P_m \operatorname{sen} \delta'\, d\delta' = P_m (1 + \cos \delta'_{con})$$

o bien

$$P_m (1 + \cos \delta'_{con}) \geqslant T_J \Delta\omega^2/2,$$

de donde

$$\Delta\omega = \sqrt{2P_m (1 + \cos \delta'_{con})/T_J}.$$

2. $\Delta\omega > 0$; $-180° < \delta'_{con} < 0°$ (fig. 13.12, *b*).

Para los ángulos de conexión desde $-180°$ hasta 0°, la máquina sincrónica en el momento de la conexión comienza a funcionar como un motor, consumiendo la potencia $P = P_m$ sen δ'_{con}. La potencia consumida por la máquina sincrónica se emplea para acelerar el rotor. De esta manera, para una sincronización exitosa, la energía de frenado (predeterminada por el área de frenado

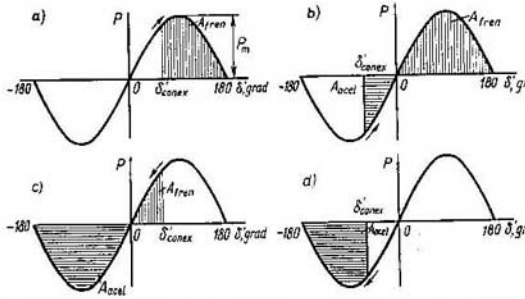


Fig. 13.12. Características de la potencia de una máquina sincrónica

A_{fren}) debe ser superior a la suma de la energía cinética del rotor de la máquina sincrónica antes de la conexión y la energía correspondiente al área de aceleración A_{acel}.

La relación entre el ángulo de conexión y la velocidad angular límite del rotor puede obtenerse de la expresión

$$T_J \Delta\omega^2/2 + A_{acel} \leqslant A_{fren}.$$

3. $\Delta\omega < 0$; $0° < \delta'_{con} < 180°$ (fig. 13.12, *c*).

Para los ángulos de conexión desde 0° hasta 180°, la máquina sincrónica en el momento de la conexión comienza a funcionar como un generador, entregando una potencia activa $P = P_m$ sen δ'_{con}. La relación entre el ángulo de conexión y la velocidad angular límite de rotor puede obtenerse de la expresión

$$T_J \Delta\omega^2/2 + A_{fren} \leqslant A_{acel}.$$

4. $\Delta\omega < 0$; $-180° < \delta'_{con} < 0$ (fig. 13.12, *d*).

Para los ángulos de conexión desde $-180°$ hasta 0°, la máquina sincrónica en el momento de la conexión comienza a funcionar como un motor y consume la potencia activa $P = P_m \times$ sen δ'_{con}. La relación entre el ángulo de conexión y la velocidad angular límite del rotor puede obtenerse de la expresión

$$T_J \Delta\omega^2/2 \leqslant A_{fren}.$$

Como ejemplo analicemos la conexión de una máquina sincrónica cuando $\Delta\omega > 0$. El ángulo de conexión varía desde 0 hasta 180° (caso 1). Parámetros de la transmisión: $x_s = 2{,}49$;

$U_s = 1$; $E' = 1$; $T_J = 10$ s. El máximo de la característica angular de la máquina sincrónica es

$$P_m = E' U_s / x_s = 1 \cdot 1/2{,}49 = 0{,}402.$$

Cuando $\delta'_{con} = 0°$

$$\Delta\omega = \sqrt{2 \cdot 0{,}402\,(1 + \cos 0°)/(10 \cdot 314)} = 0{,}023.$$

El deslizamiento permisible de la máquina sincrónica es $s = +2{,}3\%$. Para los demás ángulos de conexión tenemos:

δ'_{con}, grad . .	45	90	135	180
s, %	2,1	1,6	1,0	0,0

En la fig. 13.13 se presenta la curva de los deslizamientos permisibles en función de los ángulos de conexión.

Analicemos los procesos de sincronización según las ecuaciones completas. Los cálculos realizados con las condiciones iniciales (correspondientes al momento de sincronización), considerando la influencia del regulador de velocidad, dan los siguientes resultados: para una cone-

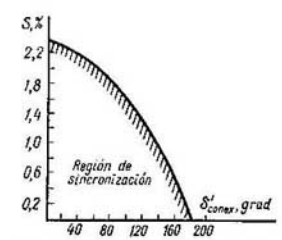


Fig. 13.13. Curva de los deslizamientos permisibles en función de los ángulos de conexión

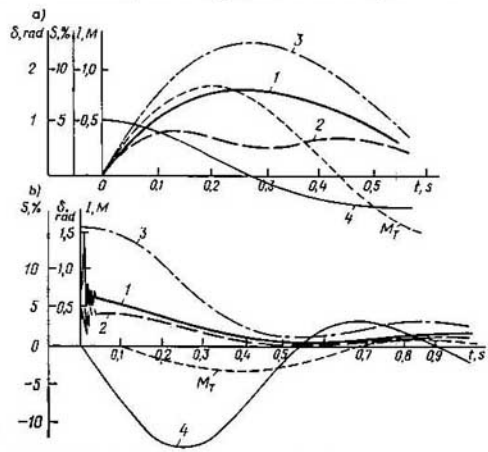


Fig. 13.14. Variación de las curvas de la corriente del estator I_G (*1*), momento electromagnético M_{em} (*2*), ángulo de divergencia δ (*3*) y deslizamiento s (*4*) durante la conexión del *GS* a una red de potencia infinita:

a, cuando $\delta = 0$, $s = 5\%$; *b*, cuando $\delta = 1{,}57$ rad, $s = 0$

xión del generador a la red con un deslizamiento del 5% (fig. 13.14, *a*) tienen lugar variaciones de las curvas de la corriente del estator $I_{est.\,G}$, momento electromagnético M_{em}, ángulo de divergencia δ, deslizamiento $s = \omega_s - \omega_{G.S}$, momento M_T desarrollado por la turbina. El análisis del cambio del ángulo de divergencia δ muestra que el proceso de sincronización va a ser exitoso, aunque después de conectar el generador sincrónico a la red el ángulo aumenta hasta el valor de 2,47 rad debido a que existe un deslizamiento, pero luego decrece, lo cual hace que posteriormente el generador entre al sincronismo. A raíz de que en el momento de conexión $\delta = 0$, y la tensión en la red y el generador tienen el mismo módulo, después de la conexión no va a surgir un salto de la corriente.

En la figura se presentan los resultados del cálculo de la sincronización durante la conexión del generador a la red con un ángulo de divergencia de 1,57 rad, siendo iguales las velocidades ω_o y $\omega_{G.S}$. Esta conexión provoca el surgimiento de procesos transitorios electromagnéticos,

lo cual se refleja en el carácter de la variación de la corriente I y del momento electromagnético M_{em}.

Una evaluación aproximada de la peligrosidad del proceso de sincronización se puede dar, suponiendo que la conexión tiene lugar cuando la diferencia entre los vectores de la tensión de la red y el generador es la magnitud ΔU. Entonces la corriente en el momento de la conexión se determina como

$$I = \Delta U/z,$$

donde z es la impedancia de la máquina.

Considerando que la resistencia, comúnmente, es pequeña, en el denominador de la fórmula escrita arriba sustituyamos z por x''_d (reactancia subtransitoria). Cuando no hay devanado de amortiguamiento, la impedancia de la máquina se debe asumir como igual a la reactancia transitoria x'_d. De esta evaluación aproximada se puede sacar la conclusión de que durante un cortocircuito inesperado

$$I = U/x''_d.$$

Empleando el sistema por unidad y suponiendo que $U = 1$, para el generador con los parámetros $x''_d = 0{,}131$, vamos a tener $I = 1/0{,}131 = 7{,}637$. En el caso extremo de una sincronización errónea, cuando $\Delta U = 2U$, la corriente va a sobrepasar el valor obtenido el doble. Los

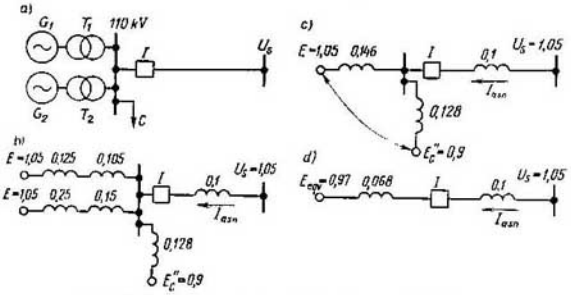


Fig. 13.15. Sistema y sus circuitos equivalentes:
a, esquema inicial; *b*, *c*, circuitos de transformación; *d*, circuito de cálculo

esfuerzos electrodinámicos en el devanado, proporcionales al cuadrado de la corriente, van a ser cuatro veces mayores que durante un cortocircuito inesperado, lo cual puede causar la destrucción del devanado del estator.

Ejemplo 13.2. Una línea de transmisión de 110 kV enlaza una central con el sistema receptor de gran potencia (fig. 13.15, *a*). En las barras de 110 kV de la central se conecta la carga C. Los parámetros del generador G_1 son: $S = 15$ MV·A, $x''_d = 0{,}125$; del generador G_2: $S = 7{,}5$ MV·A, $x''_d = 0{,}125$; del transformador T_1: $S = 15$ MV·A, $u_k = 10{,}5\%$; del transformador T_2: $S = 7{,}5$ MV·A, $u_k = 7{,}5\%$; LTE: $l = 200$ km, $x_0 = 0{,}4$ Ω/km; la carga C: $P_C = 35$ MW, $\cos\varphi_C = 0{,}85$.

Determinar la posibilidad de emplear la RA asincrónica en el interruptor I.

Solución. En la fig. 13.15, *b* se muestra el circuito equivalente del sistema con la indicación de los parámetros de los elementos, referidos a un nivel de tensión según las tensiones nominales y reducidos a la potencia de base $S_b = 15$ MV·A. Junto con esto, la carga se incluye mediante la reactancia $x_C = 0{,}128$ y la f.e.m. $E''_C = 0{,}9$.

Primero, determinemos la corriente de conexión asincrónica sin considerar la carga. El valor máximo de la componente periódica de la corriente de conexión asincrónica es (fig. 13.15, *c*)

$$I_{asn} = (E + U)/x_\Sigma = 2{,}1/0{,}246 = 8{,}55,$$

donde

$$x_\Sigma = \frac{(0{,}125+0{,}105)\,(0{,}25+0{,}15)}{0{,}125+0{,}105+0{,}25+0{,}15} + 0{,}1 = 0{,}146 + 0{,}1 = 0{,}246.$$

Las corrientes de conexión asincrónica en los generadores G_1 y G_2 son:

$$I_{asn1} = 8{,}55\ (0{,}4/0{,}63)\ I_{nom} = 5{,}45 I_{nom};\quad I_{asn2} = 8{,}55\ (0{,}23/0{,}63)\ (15/7{,}5)\ I_{nom} = 6{,}3 I_{nom}.$$

Las corrientes de conexión asincrónica en los transformadores T_1 y T_2 tinen los mismos valores que para los generadores G_1 y G_2. Las corrientes tolerables en los generadores y transformadores son:

$$I_{G\cdot tol} = (0{,}625/0{,}125)\, I_{nom} = 5I_{nom};\quad I_{T\,1\,tol} = (100/10{,}5)\, I_{nom} = 9{,}5I_{nom};$$

$$I_{T\,2\,tol} = (100/7{,}5)\, I_{nom} = 13{,}3I_{nom}.$$

De esta manera, las corrientes de conexión asincrónica en los generadores G_1 y G_2 sobrepasan las tolerables (permisibles). Precisemos la resolución ejecutando un cálculo adicional considerando la carga. Hallemos la reactancia equivalente de las ramas de los generadores y la carga así como también la respectiva f.e.m. (fig. 13.15, *d*):

$$x_{eqv} = 0{,}128 \cdot 0{,}146/0{,}274 = 0{,}068;\quad E_{eqv} = 1{,}05 \cdot 0{,}068/0{,}146 + 0{,}9 \cdot 0{,}068/0{,}128 = 0{,}97.$$

La reactancia sumatoria es

$$x_\Sigma = 0{,}068 + 0{,}1 = 0{,}168.$$

La corriente de conexión asincrónica

$$I_{asn} = (0{,}97 + 1{,}05)/0{,}168 = 12.$$

La corriente en el circuito del generador, siendo $\Delta E = E - E''_C = 0{,}15$, es

$$I_G = (I_{asn} x_C + \Delta E)/(x_C + x''_{dG}) = (12 \cdot 0{,}128 + 0{,}15)/(0{,}128 + 0{,}146) = 6{,}15.$$

La distribución de la corriente I_{asn} en las ramas de los generadores es

$I_{asn\,G1} = 6{,}15\ (0{,}4/0{,}63)\ I_{nom} = 3{,}9I_{nom}$; $I_{asn\,G2} = 6{,}15\ (0{,}23/0{,}63)\ (15/7{,}5)\ I_{nom} = 4{,}5I_{nom}$.

De esta manera, el cálculo precisado considerando la carga muestra que para el caso dado la RA asincrónica es permisible.

Ejemplo 13.3 *). Un generador se conecta a la red asincrónicamente.

Determinar el valor de los momentos.

Solución. La expresión del momento electromagnético para la conexión asincrónica [4, 6, 17] tiene la siguiente forma:

$$M_{asn} = U^2 \frac{x''_q - x''_d}{x''_q x''_d} \left\{ \operatorname{sen}(2\delta_0 + t) - \frac{1}{2} \operatorname{sen} 2(\delta_0 + t) - \frac{1}{2} \operatorname{sen} 2\delta_0 \right\} +$$

$$+ E^2 \left\{ \frac{1}{x''_q} \operatorname{sen} t - \frac{1}{2} \frac{x''_q - x''_d}{x''_q x''_d} \operatorname{sen} 2t \right\} +$$

$$+ UE \left\{ \frac{1}{x''_d} [\operatorname{sen} \delta_0 - \operatorname{sen}(\delta_0 + t)] - \frac{x''_q - x''_d}{x''_q x''_d} [\operatorname{sen}(\delta_0 + t) - \operatorname{sen}(\delta_0 + 2t)] \right\}. \qquad (13.6)$$

Para evaluar los momentos y determinar la influencia de los distintos factores en el carácter de la variación de los momentos durante las conexiones asincrónicas según la fórmula (13.6), realicemos los cálculos para los hidrogeneradores con devanados de amortiguamiento y sin ellos. Los resultados de los cálculos para los hidrogeneradores con devanados de amortiguamiento durante conexiones con diferentes ángulos ($\delta_0 = 90$, 135 y 180°) y cuando $x_{ext} = 0$, $U = 1{,}0$ y $E = 1{,}5$ se muestran en la fig. 13.16. Es evidente, que el mayor valor del momento se alcanza durante la conexión asincrónica con el ángulo $\delta_0 = 135°$ y para el hidrogenerador analizado es $M_{asn}/M_{nom} = 23$. Cuando el ángulo de conexión es $\delta_0 = 180°$, la multiplicidad máxima del momento es $M_{asn}/M_{nom} = 20$.

La presencia de una resistencia exterior en el circuito del estator disminuye bruscamente el momento. La fig. 13.17 muestra los cambios del momento electromagnético del mismo hidrogenerador con devanados de amortiguamiento para las condiciones menos ventajosas de la conexión asincrónica ($\delta_0 = 135°$, $U = 1$; $E = 1{,}5$) y para diferentes valores de la reactancia exterior ($x_{ext} = 0{,}2$, 0,4, 0,6). Como se ve de la fig. 13.17, cuando $x_{ext} = 0{,}2$, la multiplicidad máxima del momento durante la conexión asincrónica decrece en más del 50%, o sea, desde la magnitud $M_{asn}/M_{nom} = 23$ para $x_{ext} = 0$ hasta $M_{asn}/M_{nom} = 11$, siendo $x_{ext} = 0{,}2$. Si se sigue aumentando x_{ext} la multiplicidad del momento también disminuye, aunque no tan bruscamente. Así, por ejemplo, cuando $x_{ext} = 0{,}4$, el valor es $M_{asn}/M_{nom} = 7{,}5$.

En la fig. 13.18 se presentan los resultados de los cálculos de los momentos máximos que aparecen en los hidrogeneradores durante las conexiones con distintos ángulos iniciales desde

*) Véase: *A. Xachatúrov.* Несинхронное АПВ, асинхронный режим и ресинхронизация в энергетических системах. — М.: ВЗПИ, 1966, с. 147. (*A. Jachatúrov.* RA asincrónica, régimen asincrónico y resincronización en los sistemas energéticos).

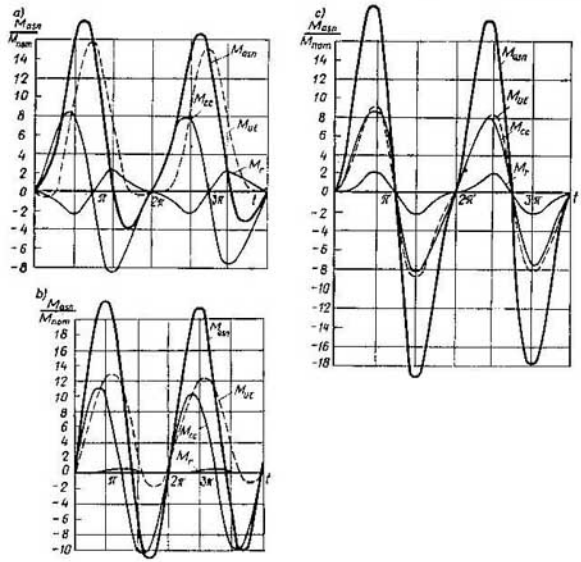


Fig. 13.16. Momentos electromagnéticos durante una conexión asincrónica a la red con diferentes ángulos iniciales del hidrogenerador con circuitos de amortiguamiento ($x''_d = 0{,}2$; $x''_q = 0{,}21$), siendo $U = 1$; $E = 1{,}5$; $x_{ext} = 0$:

a, $\delta_0 = 90°$; *b*, $\delta_0 = 135°$; *c*, $\delta_0 = 180°$

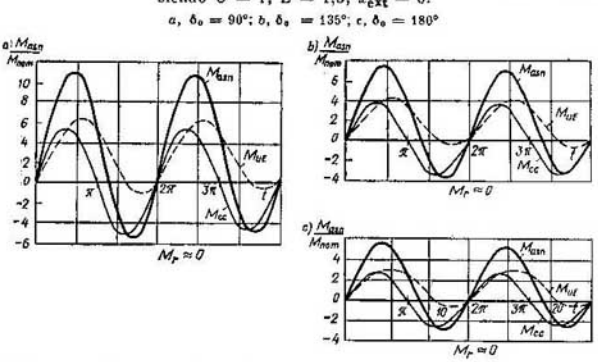


Fig. 13.17. Momentos electromagnéticos durante una conexión asincrónica a la red con un ángulo inicial $\delta_0 = 135°$ de un hidrogenerador con circuitos de amortiguamiento ($x''_d = 0{,}2$; $x''_q = 0{,}21$), cuando $U = 1$, $E = 1{,}5$:

a, $x_{ext} = 0{,}2$; *b*, $x_{ext} = 0{,}4$; *c*, $x_{ext} = 0{,}6$

$\delta_0 = 30°$ hasta $\delta_0 = 360°$ y para diferentes reactancias exteriores del enlace con el sistema, ejecutados según la fórmula (13.6). La fig. 13.19 presenta los resultados de los cálculos similares para un hidrogenerador y un turbogenerador para las conexiones con ángulos pequeños desde $\delta_0 = 0$ hasta $\delta_0 = 40°$. Como se ve de la fig. 13.19, inclusive para las conexiones con $\delta_0 = 0$,

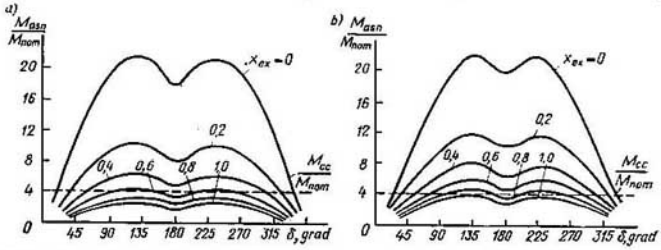


Fig. 13.18. Variación de los momentos electromagnéticos máximos de los hidrogeneradores durante conexiones con diferentes ángulos iniciales y reactancias exteriores ($U = 1,0$; $E = 1,5$):
a, hidrogenerador con circuitos de amortiguamiento $x''_d = 0,2$; $x''_q = 0,21$; *b*, hidrogenerador sin circuitos de amortiguamiento $x'_d = 0,282$; $x'_q = 0,585$

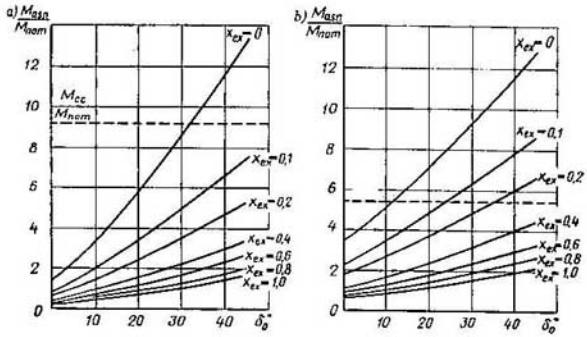


Fig. 13.19. Momentos electromagnéticos máximos que surgen durante las conexiones con ángulos pequeños para diferentes x_{ext}:
a, hidrogenerador con circuitos de amortiguamiento $x''_d = 0,2$; $x''_q = 0,21$; $U = 1,0$; $E = 1,5$; *b*, turbogenerador $x''_d = 0,125$; $x''_q = 0,18$; $U = 1,0$; $E = 1,2$

los momentos en el generador pueden ser mayores que el momento nominal. Esto último sucede a raíz de que la conexión de los generadores transcurre para valores de $E > 1$.

En las figs. 13.18 y 13.19 con la línea interrumpida se muestran los valores máximos de los momentos durante un cortocircuito en las barras de los generadores (M_{cc}/M_{nom}), calculados a base de la expresión conocida del momento electromagnético que aparece durante un cortocircuito trifásico en las barras de un generador con devanado de amortiguamiento, sin considerar la atenuación de las corrientes libres:

$$M_{cc} = E''^2_d \left(\frac{1}{x''_d} \operatorname{sen} t - \frac{1}{2} \frac{x''_q - x''_d}{x''_q x''_d} \operatorname{sen} 2t \right).$$

El cálculo de los momentos electromagnéticos se realizó sin considerar la atenuación de la componente aperiódica de la corriente del estator. Los estudios mostraron que durante la conexión asincrónica en el momento influye notoriamente la atenuación de la componente aperiódica de la corriente en el estator [17]. Al considerar la resistencia del circuito exterior del generador $r = r_G + r_{ext}$, la constante de tiempo de la atenuación de la componente aperiódica de la corriente en el estator T_a disminuye, aproximadamente, 10—20 veces. En relación con esto el valor máximo del momento electromagnético del generador decrece notablemente.

Observación. En el ejemplo analizado, además de las designaciones generales asumidas, se emplean las siguientes: M_{asn}, momento asincrónico electromagnético de conexión asincrónica: M_s, momento electromagnético que aparece durante la conexión a la red de un generador sin excitación; M_{cc}, momento electromagnético que aparece durante el cortocircuito; M_{UE}, momento electromagnético condicionado por la tensión de la red U y la excitación del generador E; T_a, constante de tiempo de la atenuación de la componente aperiódica de la corriente en el estator.

Preguntas de control

13.1. Nombre los métodos básicos de conexión de un generador a la red.

13.2. ¿En qué consisten las exigencias generales para la conexión de un generador?

13.3. Enumere las particularidades de la sincronización exacta y la autosincronización. Las condiciones para su realización.

13.4. ¿En qué consisten las ventajas de la autosincronización?

13.5. ¿Cuáles son los procesos físicos durante la autosincronización? ¿Cómo evitar la posibilidad de una autosincronización no exitosa?

13.6. Nombre los métodos para el cálculo y el estudio de las condiciones de la autosincronización.

13.7. ¿Cómo se realiza el arranque electromecánico de los generadores sincrónicos y los motores?

13.8. ¿En qué casos la autosincronización es indeseable y es mejor la sincronización exacta?

13.9. ¿Cuál es la función de la reconexión automática asincrónica?

13.10. ¿En qué orden se realizan las operaciones durante la reconexión automática por autosincronización?

13.11. Carácter del proceso de la reconexión automática por autosincronización.

13.12. Nombre las posibilidades y las condiciones del empleo racional de la reconexión automática sin control del sincronismo.

Temas para las ponencias

1. Estudios de la sincronización mediante las ecuaciones completas.
2. Estudio de la autosincronización.
3. Peligrosidad de los procesos de sincronización y autosincronización.

Capítulo 14

Mejoramiento de los regímenes. Regímenes asincrónicos, resincronización y estabilidad resultante

14.1. Característica general de los regímenes asincrónicos en los sistemas eléctricos de potencia

Desde el punto de vista práctico tienen gran importancia los regímenes de operación de los sistemas eléctricos de potencia durante desviaciones grandes de la velocidad angular de los rotores de los generadores o de los motores respecto a la sincrónica. A dichos regímenes pertenecen por ejemplo: funcionamiento de una máquina sincrónica a unas barras, donde la velocidad ω_0 se diferencia de la velocidad ω de dicha máquina; resincronización después de perderse la estabilidad, autosincronización de los generadores, reconexión automática con autosincronización (RAAS) o sin control del sincronismo (RAsCS); arranque asincrónico de los motores y compensadores; autoarranque de los motores. Todos estos regímenes, que surgen en el sistema por diferentes razones, se denominan *asincrónicos*. Para ellos es típica la variación periódica del vector de la f.e.m. al menos en una de las centrales del sistema*) en un ángulo mayor de 360°. Esta central se llama *operante* o *que marcha asincrónicamente* (marcha asíncrona o régimen asincrónico).

En la fig. 14.1, *a* se muestra cómo varía la posición del vector de la f.e.m. E de una de las centrales del sistema durante oscilaciones grandes, cuando el vector se desplaza de la posición *1* a la posición *2*, y durante la marcha asíncrona de dicha central cuando el vector se desplaza de la posición *1* a la *3* «adelantándose» al vector de la tensión U. En la fig. 14.1, *b*, *c* se ilustra que la potencia de la máquina sincrónica condicionada por su excitación (potencia de sincronismo) varía en dependencia del ángulo δ y del tiempo aproximadamente según una ley sinusoidal. Para las oscilaciones grandes (a diferencia de la marcha asíncrona) es típica una baja en la dependencia $P = f(t)$, que aparece durante el paso del ángulo δ más allá de los 90°. Para la marcha asíncrona es típico precisamente el cambio periódico del signo de la potencia sincrónica (fig. 14.1, *c*).

Durante la marcha asíncrona con una velocidad mayor que la sincrónica, el generador que funciona como asincrónico genera una potencia activa denominada *asincrónica*.

Si el generador fuese idealmente simétrico, entonces la potencia asincrónica para el deslizamiento dado sería constante. La asimetría (polos salientes, devanado de excitación solamente en un eje, etc.) conlleva a que la potencia asincrónica realiza pulsaciones en las cercanías de un valor medio, potencia asincrónica media (fig. 14.2). La potencia asincrónica media**) (momento asincrónico medio) depende

*) En los sistemas complejos que contienen unas cuantas centrales como índice de la marcha asíncrona va a ser la variación del ángulo en cualquiera de las centrales (k) respecto al de la otra (n) en la magnitud $\delta_{kn} \geqslant \pm 360°$.

**) Si la frecuencia de la red $\omega \approx \omega_0$, se asume que los momentos asincrónicos y la potencia son iguales. La potencia interior y el momento de un generador sincrónico que funciona asincrónicamente se diferencian.

del tipo, de la estructura del generador y del deslizamiento medio. Las dependencias típicas del momento medio respecto del momento se muestran en la fig. 14.3. Durante la marcha asíncrona no sólo cambia la potencia P, sino también las corrientes del estator I y del rotor $I_f = E_q$, al igual que el flujo resultante del devanado de excitación (f.e.m. E'_q). Las f.e.m. E_q y E'_q realizan pulsaciones en los alrededores de un valor medio (fig. 14.4).

En la primera aproximación se puede asumir que al comienzo del régimen asincrónico permanente la corriente, potencias activa y reactiva se predeterminan

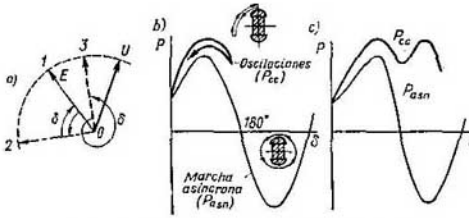


Fig. 14.1. Cómo definir la marcha asíncrona

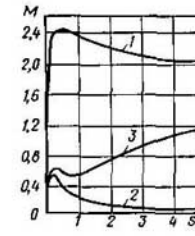


Fig. 14.3. Momentos asincrónicos medios de los generadores sincrónicos de distintos tipos:

1, del turbogenerador; 2, del hidrogenerador sin devanados de amortiguamiento; 3, del hidrogenerador con devanados de amortiguamiento

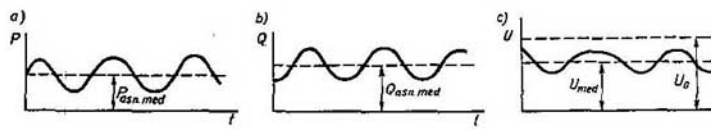


Fig. 14.2. Variación de la potencia asincrónica activa (*a*) y reactiva (*b*) y la tensión (*c*) con un deslizamiento medio constante

por la f.e.m. E_q del régimen inicial, si la salida del sincronismo del generador (que no posee regulador de excitación) transcurrió lentamente. Si el generador tiene regulador de excitación que mantiene constante el flujo magnético resultante del devanado de excitación, o la salida del sincronismo sucedió como resultado de una perturbación brusca (por ejemplo, un cortocircuito), entonces a grandes rasgos se puede suponer que los parámetros del régimen asincrónico permanente (establecido) se predeterminan por la f.e.m. E'_{q0} correspondiente al régimen inicial. Las recomendaciones indicadas son aproximadas, y con ayuda de ellas se pueden obtener sólo resultados también aproximados. Un método que sea sencillo, bien fundamentado y exacto en el sentido de la coincidencia con el experimento por el momento no existe.

Todos los análisis se refirieron al régimen asincrónico de un solo generador. Sin embargo, en los sistemas eléctricos de potencia complejos pueden haber casos

cuando en una central salen de sincronismo unos cuantos generadores simultáneamente o bien un grupo de centrales. Para el análisis dicho grupo de generadores se puede remplazar por uno equivalente. Por supuesto este remplazo se puede hacer aproximadamente si se cumple una serie de condiciones y, primero que todo, la condición de que los parámetros de todos los generadores agrupados y su distanciamiento del punto nodal son más o menos iguales. La constante de inercia del

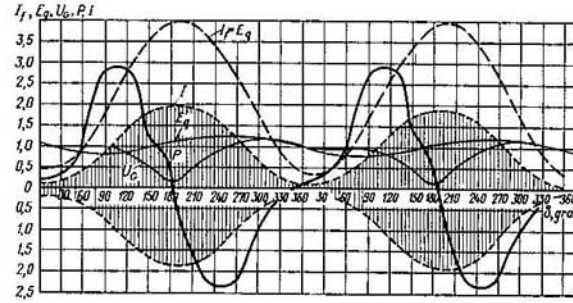


Fig. 14.4. Variación de los parámetros del régimen de un generador durante la marcha asíncrona:

E_q, f.e.m. proporcional a la corriente de excitación; E_q'', f.e.m. transitoria; P, potencia activa; I, envolvente de la corriente del estator; U_G, tensión en las barras del generador

generador equivalente en ese caso se halla, comúnmente, como la suma de las constantes de inercia de los generadores por separado, referidas a la potencia base ($T_{J,\text{eqv}} = \Sigma T_J$). El momento del generador equivalente se asume igual a la suma de los momentos de los generadores agrupados ($M_{\text{eqv}} = \Sigma M$). El regulador de velocidad ejerce una influencia sustancial en la marcha asíncrona. Para el regulador de velocidad del generador equivalente se recomienda tomar los respectivos parámetros medios ponderados de los servomotores y reguladores instalados en los generadores a equivalentar:

constante equivalente de los servomotores:

$$T_{s\,\text{eqv}} = (T_{s1}P_1 + T_{s2}P_2 + T_{s3}P_3 + \ldots + T_{sn}P_n)/\sum_1^n P; \qquad (14.1)$$

coeficiente equivalente de desigualdad

$$\sigma_{\text{eqv}} = (\sigma_1 P_1 + \sigma_2 P_2 + \ldots + \sigma_n P_n)/\sum_1^n P. \qquad (14.2)$$

Una serie de estudios realizados mostró que la equivalentación para los cálculos de la primera aproximación da resultados satisfactorios desde el punto de vista práctico. Así, por ejemplo, para dos generadores que se remplazan por uno equivalente (como se ve de la fig. 14.5) el error causado por la equivalentación no es grande, inclusive cuando la diferencia de los parámetros (T_s y σ) de los generadores agrupados es grande.

14.2. Aparición del régimen asincrónico

Las causas de aparición del régimen asincrónico de un generador o una parte del sistema (grupo de generadores) pueden ser diferentes. El puede ser provocado por la desaparición (pérdida) de la excitación (fig. 14.6), pérdida de la estabilidad

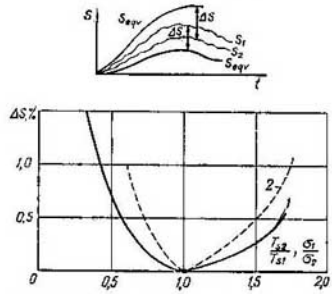


Fig. 14.5. Error (según su valor absoluto) en el deslizamiento durante la equivalentación de dos generadores que funcionan asincrónicamente con los mismos parámetros, pero que se diferencian por los valores σ (curva *1*) o bien T_a (curva *2*)

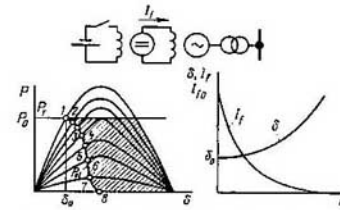


Fig. 14.6. Pérdida de la excitación y paso al régimen asincrónico:

1-8, disminución gradual de la característica de la potencia al disminuir la corriente de excitación I_f cuando se desconecta la excitatriz

dinámica después de una perturbación brusca—impulso (fig. 14.7) o bien la pérdida de la estabilidad estática durante una perturbación pequeña en un sistema fuertemente sobrecargado (fig. 14.8).

En un sistema complejo pueden darse los casos cuando la marcha asíncrona de una parte del sistema puede conllevar a la salida del sincronismo de un generador

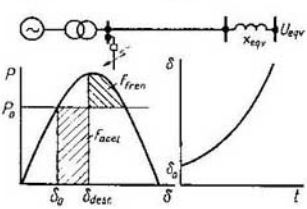


Fig. 14.7. Paso al régimen asincrónico como resultado de la pérdida de la estabilidad dinámica (el área de aceleración es mayor que el área de frenado)

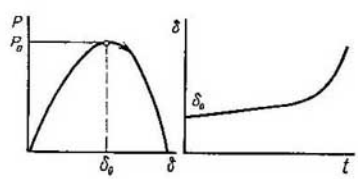


Fig. 14.8. Paso al régimen asincrónico como resultado de la pérdida de la estabilidad estática siendo $P_0 = P_{máx}$

o grupo de generadores (fig. 14.9). En el primer caso el generador funciona sólo como asincrónico, en el segundo, tercer y cuarto casos, cuando está conectada la excitación, el generador además de la potencia asincrónica genera también una potencia asincrónica pulsante.

Para la mayoría de las máquinas sincrónicas la marcha asíncrona no representa ningún peligro. Los turbogeneradores en el régimen asincrónico pueden desarrollar una potencia conmensurable con la nominal. Para deslizamientos de décimas de por ciento, cuando se establece el régimen asincrónico de los turbogeneradores, las corrientes, como regla, no representan ningún peligro para la máquina*).

Es dudoso que sea permisible el régimen asincrónico pues surge el peligro de que se pierda la estabilidad de aquella parte del sistema en la que el generador de gran potencia o grupo de generadores funcionan fuera de sincronismo. En este régimen el generador, comúnmente, consume del sistema una potencia reactiva considerable, lo que puede provocar la baja de la tensión en todo el sistema, creando

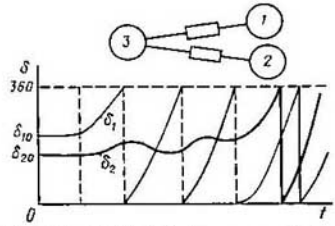


Fig. 14.9. Salida del sincronismo de la central *1* y la posterior impulsión de la central *2* con su salida del sincronismo

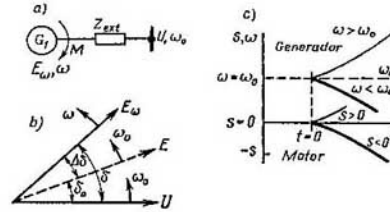


Fig. 14.10. Marcha asíncrona en el sistema:
a, esquema del sistema; *b*, diagrama vectorial del sistema; *c*, variación de la velocidad angular ω y el deslizamiento (*s*)

así el peligro de que se pierda la estabilidad del resto de los generadores y motores. Sin embargo, mediante una elección correcta de las fuentes de potencia reactiva y los dispositivos de regulación, se puede lograr un estado para el que el peligro de avería de este tipo se haga poco probable.

Se puede restablecer el funcionamiento normal del sistema sin desconectar de la red el generador que salió del sincronismo, pero dejándolo funcionar, por cierto tiempo, en el régimen asincrónico y luego hacerlo entrar al sincronismo. En este caso el sistema conserva la **estabilidad resultante,** ya que **a fin de cuentas** se restablece el régimen de sincronismo normal sin que haya interrupción del suministro a los consumidores. No obstante, el régimen asincrónico (que para el sistema es anormal) no debe permitirse sin hacer pruebas.

En esencia, todos los estudios ingenieriles del régimen asincrónico están dirigidos a establecer si éste es permisible, esclarecer la duración y medidas para su liquidación, o sea hacer más rápida la entrada al sincronismo. El esquema inicial conforme al cual se va a analizar el régimen asincrónico se muestra en la fig. 14.10, *a*, el diagrama vectorial, en la fig. 14.10, *b*. Aquí se supone que para cierto valor del ángulo $\delta = \delta_0$, la velocidad angular del vector E cambia y se hace igual a ω (en vez de ω_0). El módulo del vector es $E_\omega = E(\omega)$, el ángulo, $\delta = \delta_0 + \Delta\delta$. En este caso $\Delta\delta = st$, donde s es el deslizamiento:

$$s = (1/\omega_0)\,(d\delta/dt) = (\omega - \omega_0)/\omega_0 = \omega_* - 1. \qquad (14.3)$$

En el proceso transitorio que aparece durante la pérdida de la estabilidad se pueden señalar tres etapas: 1) salida del sincronismo; oscilaciones sincrónicas;

*) Se refiere al funcionamiento del turbogenerador mediante una reactancia pequeña x_{ext} a unas barras de tensión constante. Para x_{ext} y deslizamientos grandes, se requiere una prueba adicional.

2) paso al régimen asincrónico; 3) régimen asincrónico permanente y aumento de la carga con el restablecimiento del régimen normal.

La última etapa se predetermina, en lo fundamental, por la forma de cómo la turbina asume la carga, es decir, por «la asimilación de la turbina». Además, la presión del vapor después del recalentamiento intermedio puede ser igual a la inicial o menor en dependencia de cómo transcurren las dos estapas anteriores, su duración y la regulación de la turbina.

La duración del régimen asincrónico depende de una serie de factores: deslizamiento al final del proceso de avería que provocó la pérdida de la estabilidad, variación del momento de la turbina en la primera y subsiguientes estapas del régimen asincrónico, momento asincrónico del generador y potencia de la carga local en el régimen posterior a la avería.

Comúnmente, cuando un generador de gran potencia sale del sincronismo, su momento electromagnético se hace menor que el momento giratorio de la turbina. Esto causa el aumento de la velocidad, o sea el funcionamiento con un deslizamiento positivo. Cuando la velocidad aumenta por acción de los reguladores de la turbina tiene lugar una disminución de la entrada del portador energético a la turbina, y la potencia (suministrada a la red durante la marcha asíncrona) siempre va a ser menor que la potencia antes de la salida del sincronismo.

La potencia reactiva requerida para crear los campos electromagnéticos en una máquina que funciona fuera de sincronismo es suministrada por la red. La corriente del estator, que crece con el aumento de la potencia reactiva, durante el régimen asincrónico oscila alrededor de un valor medio con una frecuencia aproximadamente igual a $2(f - f_0)$. En las condiciones de explotación es fácil detectar la marcha asíncrona por las oscilaciones de las agujas del amperímetro. El número de desivaciones α (para un lado) en un segundo es igual numéricamente al deslizamiento (%):

$$|s| = \left|\frac{\omega - \omega_0}{\omega_0}\right| 100 = \left|\frac{f - f_0}{f_0}\right| 100 = \frac{\alpha 100}{2 \cdot 50} = \alpha',$$

donde f_0, ω_0 son la frecuencia y velocidad angular en el régimen asincrónico.

El régimen de una máquina que funciona fuera de sincronismo se define por el signo del deslizamiento: «+» es el régimen de generador ($\omega > \omega_0$); «—», régimen de motor ($\omega < \omega_0$).

La amplitud de las oscilaciones de la corriente del estator va a ser mínima cuando el devanado de excitación está abierto, y el deslizamiento, cuando éste se encuentra cerrado.

En el régimen asincrónico la potencia activa máxima que puede suministrar un turbogenerador, comúnmente, se limita a un 50—70% de la nominal debido al aumento de la corriente del estator, y la potencia que puede suministrar un hidrogenerador moderno de gran potencia es del 30—50%. Por corto tiempo ella puede aumentarse, permitiendo una sobrecarga según la corriente del estator. La posibilidad de la marcha asíncrona y su duración dependen del tipo de generador y de las condiciones de operación del sistema. A un turbogenerador que ha perdido la excitación se le permite funcionar en el régimen asincrónico durante 15 . . . 30 min, sin pérdida de la excitación, un poco menos. Si durante este tiempo no se logra restablecer el funcionamiento sincrónico, el turbogenerador debe ser desconectado de la red. La desconexión momentánea del turbogenerador que salió del sincronismo debe realizarse sólo en los casos de aparición del peligro de daños a la máquina. La duración del funcionamiento asincrónico de los hidrogeneradores (que se permite solamente con la excitación conectada) es más corta (3 . . . 4 min).

La marcha asíncrona, como regla, no se permite en aquellos casos cuando las pérdidas en el rotor se hacen mayores que las nominales, y la corriente del estator se hace superior a 1,1 I_{nom}.

14.3. Problemas que surgen durante el estudio de los regímenes asincrónicos

Al permitir los regímenes asincrónicos en el sistema, el ingeniero, primero, tiene que examinar el comportamiento de las máquinas que funcionan fuera de sincronismo. Es importante establecer los esfuerzos mecánicos que aparecerán durante la marcha asíncrona, examinar el calentamiento del rotor y el estator. Además, es necesario calcular las potencias activas y reactivas de la máquina. La marcha asíncrona de una o varias máquinas puede ejercer influencia en el comportamiento de todo el sistema. En relación con esto, hay que revisar el régimen de aquella parte del sistema que continúa el funcionamiento normal de sincronismo: establecer si se sobrecargan o no los generadores, si hay una baja no permisible de la tensión y si ejercen influencia negativa las pulsaciones de ésta en el funcionamiento de la carga. En una serie de casos es importante el problema sobre el comportamiento de los dispositivos automáticos y de las protecciones por relé, que en presencia de la marcha asíncrona pueden accionar erróneamente.

Para el análisis de su funcionamiento es necesario un estudio meticuloso de los regímenes asincrónicos. Se establece el proceso de salida del sincronismo que termina en una marcha asíncrona permanente (estacionaria). Por separado se analizan los regímenes, al entrar de nuevo al sincronismo una máquina que: a) se conecta a la red cuya carga pasó por corto tiempo al régimen asincrónico, o sea la resincronización; b) no es cargada y se conecta a la red (de nuevo, o después de una desconexión temporal), o sea la autosincronización.

Estos dos regímenes se emplean en la práctica también en diferentes combinaciones con otros regímenes: reconexión automática con autosincronización simultánea (RAAS), conexión asincrónica de unas partes del sistema, etc.

El régimen asincrónico de poca duración se permite en el sistema energético si se cumplen las siguientes condiciones: no hay peligro de daños en los generadores que funcionan fuera de sincronismo; como resultado del accionamiento de los dispositivos de automatización es posible la sincronización; la perturbación que provocó el régimen asincrónico en el sistema no causa un desarrollo ulterior de la avería. Sin embargo, en una serie de casos los ingenieros, al no tener la posibilidad de evaluar cualitativa y cuantitativamente la posibilidad del régimen asincrónico en el sistema concreto, temen a que se desarrolle la avería durante la marcha asíncrona. Ellos instalan dispositivos automáticos de división que actúan de manera inmediata separando el sistema en subsistemas que funcionan fuera de sincronismo. Además, aparece la necesidad de que actúe la descarga automática por frecuencia (DAF) y desconecte en el subsistema deficitario una parte de los consumidores, y en el subsistema donde hay superávit, una parte de los generadores. De esta manera, el problema de elegir entre el régimen asincrónico y la división del sistema en partes es actual y, en especial, para los enlaces de interconexión débiles, donde la probabilidad de que aparezca la marcha asíncrona es bastante grande.

Al definir si es permisible la marcha asíncrona (por corto tiempo) en las interconexiones débiles, surge una serie de problemas. La marcha asíncrona por la transmisión es en sí una perturbación periódica para los generadores en las partes del sistema que funcionan sincrónicamente. Esto puede provocar la pérdida de la estabilidad de los generadores que operan en los subsistemas enlazados.

El problema número uno (problema de investigación) es la evaluación de la

amplitud de la perturbación provocada por la marcha asíncrona de la transmisión (y las frecuencias de los subsistemas enlazados por la transmisión) la cual puede conllevar a un desarrollo de la avería.

El problema número dos es el cálculo de los regímenes cuasipermanentes posteriores a la avería, cuando después de variar la frecuencia, en uno o en ambos subsistemas, en la transmisión de interconexión aparece el régimen asincrónico estacionario. Además, hay que determinar el balance de las potencias, niveles de tensión y frecuencias de los subsistemas interconectados.

El problema número tres es la evaluación de la estabilidad de los nodos de carga conectados a la interconexión que funciona fuera de sincronismo. Un desarrollo peligroso de la avería, como la pérdida de la estabilidad de los nodos de carga, puede surgir al bajar el nivel de tensión en los distintos puntos de la transmisión donde se conectan los nodos intermedios de la carga; para los nodos de carga compleja pueden ser también peligrosas las oscilaciones periódicas de la tensión en el nodo conectado a la transmisión que enlaza dos partes del sistema que funcionan fuera de sincronismo.

* 14.4. Parámetros de los elementos básicos de los sistemas eléctricos de potencia durante los regímenes asincrónicos

Generadores. Durante las variaciones grandes de la velocidad el momento electromagnético de rotación y la potencia entregada por las máquinas sincrónicas en el régimen de generador y, respectivamente, obtenida en el régimen de motor, van a depender no solamente del ángulo, sino también de la velocidad con que éste cambia. En este caso el momento electromagnético total M de la máquina sincrónica se representa aproximadamente mediante dos componentes: sincrónica M_{sn} y asincrónica M_{asn}, siendo $M_{sn} + M_{asn} = M$. Respectivamente, la potencia $P_{sn} + P_{asn} = P$. De manera aproximada se puede considerar que la presencia de la excitación no ejerce influencia en la componente P_{asn}, o sea en los cálculos se puede hacer la superposición de los momentos sincrónicos y asincrónicos y, respectivamente, de las potencias. La componente M_{sn} depende de los parámetros de la máquina, corriente de excitación, tensión aplicada y del ángulo δ, y la componente M_{asn}, de los parámetros de la máquina, tensión aplicada, ángulo δ y velocidad de su variación, o sea del deslizamiento ($s = d\delta/dt$).

La naturaleza de la componente sincrónica del momento M_{sn} y, respectivamente, de la potencia P_{sn}, así como su determinación para las diferentes condiciones de funcionamiento, se analizan más adelante (véase parágrafo 14.5). Aquí cabe subrayar que durante deslizamientos grandes el momento sincrónico de rotación en el eje del generador, expresado por unidad, no va a ser igual a su potencia interna y debe definirse como $M_{sn} = P_{sn}/(1 + s)$. Además, hay que considerar que para un cambio continuo del ángulo δ los valores de M_{sn} y P_{sn} no serán constantes, como en el régimen sincrónico, sino que serán variables y cambiarán de signo, por lo cual a veces las llaman componentes de signo variable.

La componente asincrónica del momento M_{asn} y, respectivamente, de la potencia pueden determinarse bajo ciertos supuestos simplificadores, asumiendo que la máquina es simétrica desde el punto de vista eléctrico y magnético y sus parámetros por los ejes directo y en cuadratura son iguales:

$$T''_q = T'_d; \quad x_q = x_d; \quad x''_q = x'_d.$$

Para valores negativos del deslizamiento s el generador sincrónico, funcionando como un motor asincrónico, consume potencia, y para valores positivos, funcionando como generador asincrónico, la suministra a la red.

Dificultades grandes se presentan al realizar los regímenes asincrónicos de los turbogeneradores modernos con enfriamiento directo de los devanados, los cuales se caracterizan por tener una utilización específica aumentada de los materiales activos, gran volumen de corriente en el paso, disminución considerable de las constantes de inercia, etc. El paso al régimen asincrónico de un turbogenerador de dicho tipo (con un índice alto de utilización), cuando hay pérdida de la excitación, va acompañado de oscilaciones grandes de su potencia activa. La amplitud de las oscilaciones de ella puede superar la amplitud de la potencia del turbogenerador. Son posibles la baja notoria de la tensión en las barras de consumo auxiliar de la unidad energética y una sobrecarga inadmisible de la corriente en los devanados del turbogenerador en presencia de un aumento rápido de la temperatura en los paquetes del núcleo del estator y en las estructuras metálicas de los elementos.

Las características asincrónicas de los turbogeneradores con un índice alto de utilización, como regla, son peores que las de las máquinas de menor potencia. El valor máximo del momento asincrónico medio de ellas es más bajo. Aunque para unos mismos deslizamientos consumen relativamente menos potencia reactiva, la potencia reactiva consumida, realmente, por unidad de potencia activa, en los generadores con índices altos de utilización es mayor debido a los deslizamientos grandes.

Cuando hay pérdida de la excitación, el tiempo de operación de los turbogeneradores con un índice alto de utilización (determinado según la condición de conservación de la estabilidad de los turbogeneradores ubicados eléctricamente cerca) se limita por la duración permisible del reforzamiento de la excitación, que es ≈ 20 s. Incluso un régimen asincrónico tan corto requiere descarga de la turbina mediante el convertidor electrohidráulico (CEH) o el mecanismo para variar la frecuencia de rotación (MVFR).

Para un paso manual a la excitación de reserva son insuficientes 20 s, por eso, en la práctica actual, las unidades de 200 MW y más, cuando pierden la excitación, se desconectan con la menor pausa de tiempo necesaria para poner en evidencia el régimen asincrónico y evitar las oscilaciones sincrónicas.

Régimen asincrónico durante la conexión del RAE. Debido a que con mayor frecuencia hay la necesidad de que los turbogeneradores funcionen por bastante tiempo subexcitados (excitación menor que la nominal), aumenta la probabilidad de que ciertos generadores, con una carga grande y conservando la excitación en cierto nivel (teniendo conectado el regulador de excitación), salgan del sincronismo. En este caso en la excitatriz, además de la corriente inducida, circula la corriente forzada de la excitatriz, cuyo valor no queda constante y depende del carácter de la variación de los parámetros a los cuales reacciona el RAE.

Si la componente de la corriente de excitación es insuficiente para mantener la máquina en sincronismo con la carga dada, entonces cuando el rotor da las vueltas asincrónicas respecto del campo del estator, la corriente de excitación obligatoriamente pasa por el cero. El régimen asincrónico de un turbogenerador con el RAE conectado y con una carga grande resulta demasiado forzado y no se permite. El personal no debe tratar de resincronizar el turbogenerador sin haber disminuido la carga por lo menos hasta el 60% de la nominal. No obstante, cuando el turbogenerador se descarga hasta dicho nivel, los fenómenos indicados arriba no tienen lugar y la máquina de manera exitosa se resincroniza sin peligro a que sufra daños.

Debido a que la capacidad de sobrecarga de los turbogeneradores con índice alto de utilización disminuye notoriamente con respecto a la de las máquinas de ejecución común, es necesario tomar medidas para evitar daños en los turbogeneradores de gran potencia y mantenerlos en funcionamiento en el caso de que se pierda la excitación, cuando las condiciones de operación del sistema energético lo permiten.

Una protección especial contra el régimen asincrónico para los turbogeneradores comunes con enfriamiento indirecto, como regla, no se exigía, y durante el paso de dicho turbogenerador al régimen asincrónico el personal podía descargarlo, conservando el 60—70% de la carga nominal. En ese caso no surgía peligro para el turbogenerador ni para el sistema energético. El régimen asincrónico de un turbogenerador con un índice alto de utilización y de gran potencia requiere medidas especiales, entre ellas una protección para su descarga inmediata hasta un nivel permisible o la desconexión de la red. En el caso contrario el turbogenerador puede sufrir daños. Además, puede ser alterado el funcionamiento de los mecanismos de consumo auxiliar de la unidad energética. Las oscilaciones periódicas grandes de la potencia en condiciones de una

tensión disminuida en la red provocan oscilaciones de las máquinas vecinas creando el peligro de que éstas salgan del sincronismo, en especial para los enlaces débiles o el funcionamiento cerca del límite de estabilidad. Esto se debe a que el turbogenerador que entra al régimen asincrónico consume una potencia reactiva grande.

Sobretensiones en el rotor durante los regímenes asincrónicos. En los sistemas de excitación con rectificadores (iónicos, de semiconductores) es posible el surgimiento de sobretensiones peligrosas para los equipos. Las sobretensiones en el rotor pueden aparecer en caso de la ruptura inesperada de la corriente de excitación, marcha asíncrona del generador, cortocircuitos y otras fallas o alteraciones del régimen.

En los regímenes asincrónicos de los hidrogeneradores pueden aparecer tensiones considerables en el rectificador, las cuales superan (teniendo en cuenta el efecto de pantalla del devanado de amortiguamiento) 8—10 veces el valor nominal

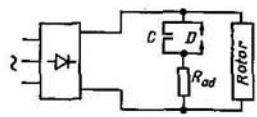


Fig. 14.11. Esquema de conexión de la resistencia adicional y el descargador del rotor

de la tensión de excitación. Por eso es necesario emplear en los circuitos de excitación **dispositivos de protección** (resistencias no lineales, descargadores de acción múltiple, etc.).

Debido a que la inercia mecánica del rotor (conectado a un rectificador) de un hidrogenerador es grande, en el régimen asincrónico realiza el movimiento de tal forma que $p\delta \approx 0$ y, prácticamente, la f.e.m. adicional (creada a costa del aumento del deslizamiento) no aparece. Esto permite simplificar los métodos de cálculo. Comúnmente, para disminuir la sobretensión, el rotor del generador (devanado) se conecta a una resistencia. En los esquemas de excitación de los generadores pequeños y motores sincrónicos se emplean resistencias no lineales conectadas constantemente en paralelo al rotor. Para los generadores grandes la resistencia constante se conecta al rotor mediante un descargador según el esquema mostrado en la fig. 14.11. La tensión de disparo del descargador se predetermina por la clase de aislamiento del rotor. En los regímenes normales de operación la resistencia está desconectada. Cuando aparece la sobretensión, el descargador se dispara y el rotor queda conectado a la resistencia.

Los valores máximos (de amplitud) de la tensión *) que surgen en el régimen asincrónico en el rotor de un generador descargado completamente de la potencia activa y sin excitación, que funciona con unas barras de potencia infinitamente grande mediante una reactancia (transformador, línea), se determinan sin tener en cuenta los procesos en el eje de cuadratura del generador. Entonces las ecuaciones simplificadas de Park—Górev adquieren la forma

$$U_q = \Psi_d; \quad U_f = d\Psi_f/dt - I_f r_f; \quad d\Psi_f/dt = d\Psi_f/dt + \Psi_f d\delta/dt.$$

La solución de ellas permite hallar las tensiones en el rotor.

Las vías básicas para asegurar mejor funcionamiento al surgir la marcha asíncrona son las siguientes:

*) Se expone según las investigaciones de B. Guesse. Véase, por ejemplo: *Гесс Б.* Защита ротора от перенапряжений. Сб. рефератов, докладов конференции «Системы возбуждения и регулирования мощных электрических машин переменного и постоянного тока», Л.: Ин-т электромеханики, 1967, с. 0—16. (*B. Guesse.* Protección del rotor contra las sobretensiones).

1) perfeccionamiento e instalación de equipos especiales que revelen la aparición del régimen asincrónico del turbogenerador y que diferencien confiablemente dicho régimen de otros de avería en el sistema energético (cortocircuitos, oscilaciones sincrónicas, marcha asíncrona en el sistema, etc.);

2) garantía de una descarga automática rápida de la unidad hasta un nivel permisible según las condiciones de funcionamiento del turbogenerador sin excitación y, en caso de necesidad, su desconexión automática de la red;

3) realización de una conmutación automática del devanado de excitación *DE* (cuando se pierde la excitación por cualquier razón) a una resistencia de extinción 5—10 veces mayor;

4) garantía de que los mecanismos auxiliares de consumo de la unidad conserven su funcionamiento;

5) realización de medidas que disminuyan los casos de pérdida de la excitación o que permitan acelerar su restablecimiento;

6) una descarga rápida del generador hasta el 40% de la potencia nominal.

La descarga rápida del generador no hasta el 40%, sino hasta el 60% de la potencia nominal resultaría más fácil y, prácticamente, excluiría la probabilidad de una desconexión emergente de la unidad energética. Sin embargo, el funcionamiento de los turbogeneradores con un índice alto de utilización y con una carga del 60% de la nominal durante 15 min no se permite, debido al aumento no admisible de la temperatura del acero del núcleo y los elementos estructurales metálicos.

En la actualidad, como regla, en los circuitos de excitación de los turbogeneradores se instalan mecanismos automáticos de control a distancia, lo que da la posibilidad de elaborar un esquema que realizará todas las operaciones de conmutación del generador a una excitación con la excitatriz de reserva (incluyendo su arranque en condiciones de avería) en el transcurso de 2—3 min. Esto hace oportuno permitir el funcionamiento de los turbogeneradores, con índice de utilización alto, en el régimen de marcha asíncrona con una carga del 60% de la nominal durante 3—4 min. Durante este tiempo la temperatura del estator no sobrepasará la permisible. El funcionamiento de un turbogenerador de gran potencia con dicha carga es más conveniente también para el sistema energético, y la resincronización transcurre normalmente del turbogenerador. Los dispositivos de la automatización de la descarga si se pasa al régimen asincrónico, se complementan de un relé de tiempo adicional, que asegura la desconexión del turbogenerador de la red, si en el transcurso de 3—4 min éste no fue resincronizado.

El régimen asincrónico de las máquinas sincrónicas*) se estudia no sólo con el objetivo de su empleo práctico, sino también para analizar los fenómenos complejos durante la marcha asíncrona en el sistema energético.

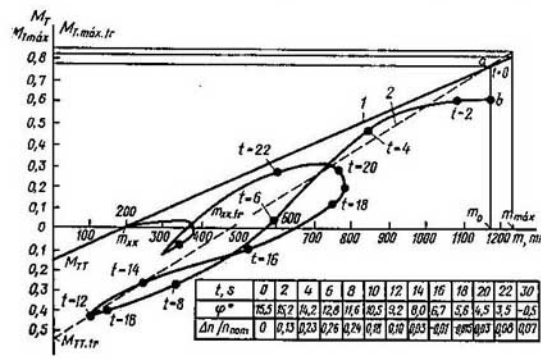
Motores primarios. Las características y los parámetros del motor primario tienen una significación esencial en el análisis de los regímenes asincrónicos. Es importante conocer la dependencia del momento (o la potencia) respecto de la velocidad y la aceleración de la unidad. Por *momento* (o potencia) *del motor primario* en el análisis de los regímenes asincrónicos se entiende el momento resultante, o sea el momento (o potencia) propio desarrollado por la turbina y disminuido en el valor de las pérdidas que se tienen tanto en la parte mecánica de la turbina, como directamente en el generador. En ciertos casos, el momento que corresponde a las pérdidas en la turbina y el generador, siendo mayor que el momento desarrollado por la turbina, tiene importancia especial en el movimiento

*) Véase: *Ф. Коган, Л. Мамиконянц.* Асинхронный режим мощных турбогенераторов. — Электричество, 1977, № 4. (*F. Kogan, L. Mamikonyants.* Régimen asincrónico de los turbogeneradores de gran potencia).

de la unidad. En estos casos el momento de rotación resultante del motor primario se convierte en momento de frenado, aunque la turbina suministre un momento de aceleración. Hay que tener presente que en los procesos que transcurren con la velocidad angular del rotor diferente de la sincrónica, el momento resultante creado por el motor primario puede ser dirigido en el mismo sentido que el momento asincrónico, por ejemplo, durante el embalamiento con una velocidad $\omega < \omega_0$, o bien en sentido contrario, para el embalamiento con velocidad $\omega > \omega_0$.

Cuando está completamente cerrado el dispositivo guía o las válvulas de la turbina, el momento resultante del motor primario puede diferenciarse sustancialmente de cero debido al momento condicionado por las pérdidas. Cuando se remplaza un grupo de unidades, cuyos generadores funcionan fuera de sincronismo, por uno equivalente, tienen una significación importante los parámetros de regulación T_s, σ. En caso de la marcha asíncrona hay que operar con las características dinámicas de los motores primarios, analizándolas en diapasones de tiempo y variaciones de la velocidad grandes. También hay que considerar los procesos transitorios hidráulicos y el cambio automático del ángulo de giro de las paletas de la rueda motriz en las turbinas hidráulicas. Es conveniente analizar la posibilidad de regulación de la presión del vapor en diferentes escalones, considerando también los recalentamientos del vapor de regeneración en las redes y en las turbinas de vapor. En relación con esto, las características dinámicas se van a diferenciar de las mostradas en el cap. 6.

Para ilustrar la influencia de los factores que convierten la característica dinámica en una característica un tanto extraña, analicemos la fig. 14.12. En ella se presentan *) las característi-



t, s	0	2	4	6	8	10	12	14	16	18	20	22	30
φ°	15,5	15,2	14,2	12,8	11,6	10,5	9,2	8,0	6,7	5,6	4,5	3,5	-0,5
$\Delta n/n_{nom}$	0	0,13	0,23	0,26	0,24	0,18	0,10	0,03	-0,01	-0,03	-0,03	-0,06	-0,07

Fig. 14.12. Dependencia entre el momento de la turbina con respecto a la abertura del aparato guía:

1, en el régimen estático; *2*, en el proceso transitorio

cas estática *1* y dinámica *2* de las turbinas (unidades) de la Central hidroeléctrica V. Lenin de Volzhsk obtenidas experimentalmente, o sea las dependencias de momento M_T respecto del desplazamiento del émbolo del servomotor: $M_T = f(m)$. En la misma figura se aducen las variaciones del ángulo de giro de la rueda motriz φ y la variación relativa de la frecuencia de rotación

*) Véase: *C. Совалов.* Режимы электропередачи 400—500 кВ. — М.: Энергия, 1967, с. 268. (*S. Sovalov.* Regímenes de la transmisión eléctrica de 400—500 kV).

del generador $\Delta n/n_{nom}$ en el proceso transitorio. De la comparación se ve que hay una diferencia grande entre la característica estática y la dinámica dependiente no solamente de las propiedades del sistema de regulación, sino también de la potencia rebajada.

De la fig. 14.12 se hace evidente la influencia de la variación de la frecuencia de rotación del rotor al comienzo del proceso, que se refleja en la disminución del momento de la turbina cuando está invariable la posición del aparato guía (sección *ab*), así como la influencia del golpe hidráulico que causa un retraso en la disminución del momento de la turbina cuando comienza a cerrarse el aparato guía. El momento de la turbina alcanza su valor nulo, aproximadamente, pasados 6 s después de comenzado el proceso, luego se inicia el frenado de la turbina, y dentro de 6 s más, con la abertura mínima del aparato guía, el momento de frenado alcanza su valor máximo, que es igual al 45% del momento nominal de la turbina. En el proceso analizado el aparato guía no se cerró por completo. El giro de las paletas de la rueda motriz desde el valor máximo (+16°) hasta el mínimo (−12°) se demora cerca de 1 min, y para el momento m_{min} las paletas giraron sólo hasta 9°. El frenado brusco de la turbina, que es una consecuencia de no tener en cuenta en los cálculos las peculiaridades del proceso de variación del momento, se reflejó exteriormente como una «sobrerregulación» de la turbina. En el proceso de resincronización también debe ejercer una influencia positiva la disminución de la velocidad con que cambia la posición el aparato guía en la zona de una abertura pequeña; este retraso hace que disminuya el deslizamiento mínimo y que la velocidad con que aumenta el momento de la turbina sea menor.

Como se ve de la fig. 14.12, la influencia de los factores analizados se puede evaluar aproximadamente en los cálculos del proceso de resincronización mediante el reemplazo de la característica estática verdadera *1* por la convencional transitoria *2* mostrada con la línea de trazos. Una pendiente más prominente de la característica transitoria (con respecto a la estática) conlleva a la disminución del deslizamiento máximo y mínimo y a la reducción de la duración de la marcha asíncrona, facilitando así las condiciones de resincronización.

Carga. El comportamiento de la carga en el sistema (fig. 14.13) tiene una significación importante para determinar la tolerancia de la marcha asíncrona. La baja de la tensión durante los regímenes asincrónicos puede provocar la detención de los motores de carga (alud de tensión). Las oscilaciones de la tensión en las barras de la carga, que tienen lugar durante la marcha asíncrona de un generador de gran potencia o de un grupo de generadores, pueden causar oscilaciones del flujo luminoso de los equipos de alumbrado.

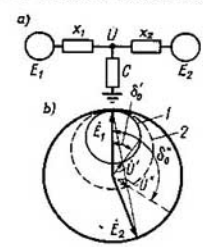


Fig. 14.13. Esquema de conexión (*a*) y gráfica de variación de la tensión en el nodo de carga (*b*):
1, cuando $x_1 < x_2$; *2*, cuando $x_1 > x_2$

Durante la marcha asíncrona la tensión suministrada a la carga se va a constituir de varias frecuencias (por lo menos dos) de la corriente alterna, diferentes de la frecuencia normal f_0. Los motores asincrónicos de la carga van a reaccionar a esta desviación de la frecuencia de la misma manera como reaccionan al cambio de la tensión (que como regla disminuye) y, por consiguiente, van a variar su potencia y velocidad. Sin embargo, los cálculos para determinar la potencia de los motores y su comportamiento durante la marcha asíncrona de una parte de los generadores del sistema, en la primera aproximación, se pueden realizar sin considerar el surgimiento de unas cuantas componentes de los valores instantáneos de la frecuencia. Estos cálculos se pueden realizar partiendo solamente de la disminución de la tensión y variación de sus envolventes con una frecuencia igual a la de las oscilaciones asincrónicas, asumiendo que la frecuencia de los cambios instantáneos de la corriente y la tensión es igual a f_0.

Analicemos cómo cambia la tensión en el nodo de carga durante un régimen asincrónico en el sistema con un deslizamiento s:

$$s = (\omega_2 - \omega_1)/\omega_1.$$

Asumiendo

$$\dot{E}_1 = E_1, \quad \dot{E}_2 = E_2 e^{jst}$$

y empleando el principio de la superposición para el esquema mostrado en la fig. 14.13, *a* obtenemos [15]

$$\dot{U} = (E_2 e^{jst} x_1 + E_1 x_2)/(x_1 + x_2),$$

donde x_1 y x_2 son las reactancias desde el punto de conexión del nodo de carga hasta las fuentes de las f.e.m. E_1 y E_2 (fig. 14.13, *b*).

Designando

$$\varepsilon_1 = E_1 x_2/(x_1 + x_2); \quad \varepsilon_2 = E_2 x_1/(x_1 + x_2),$$

deducimos la ley de variación de la tensión en el nodo de carga:

$$\dot{U} = \varepsilon_1 + \varepsilon_2 e^{jst} = \varepsilon_1 + \varepsilon_2 \cos st + j\varepsilon_2 \operatorname{sen} st. \qquad (14.4)$$

Los hodógrafos de la variación de las f.e.m. y la tensión trazados para un ciclo de la marcha asíncrona, siendo diferentes los distanciamientos del nodo de carga con respecto a las fuentes de las f.e.m., se muestran en la fig. 14.14, *a*. Aquéllos se trazaron, siendo $E_1 = E_2$, para los casos: A) $x_1 < x_2$; B) $x_1 > x_2$. Como se ve de la fig. 14.13, los hodógrafos del vector de la tensión U son las circunferencias U' en el caso A y la U'' en el caso B, además, en el caso A,o sea cuando el nodo de carga está más cerca a la f.e.m. E_1, la tensión U varía su fase desde 0 hasta $\delta_0' < 90°$. En el caso B la fase de la tensión U (ángulo δ_0'') crece continuamente y el vector U da una vuelta con respecto al vector E_1.

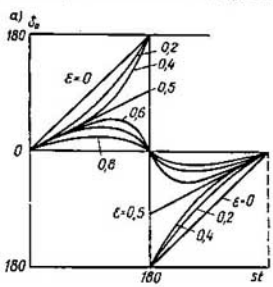


Fig. 14.14. Variación de la fase (*a*) y el módulo (*b*) de la tensión en el nodo de carga en dependencia del ángulo corriente $\delta = st$

Para analizar la influencia del módulo y fase de la tensión U en la estabilidad de los motores expresemos la ley de su variación en el tiempo, así como también la dependencia respecto de los parámetros del esquema. Conforme a (14.4) las fórmulas del módulo son

$$U = \sqrt{(\varepsilon_1 + \varepsilon_2 \cos st)^2 + (\varepsilon_2 \operatorname{sen} st)^2} = \sqrt{\varepsilon_1^2 + 2\varepsilon_1\varepsilon_2 \cos st + \varepsilon_2^2}; \qquad (14.4a)$$

$$\delta_0 = \arg \dot{U} = \operatorname{arctg} \frac{\varepsilon_2 \operatorname{sen} st}{\varepsilon_1 + \varepsilon_2 \cos st}.$$

La gráfica de variación de estas magnitudes, trazada según las expresiones (14.4, *a*), se muestra en la fig. 14.14, *b*. La tensión en el nodo cambia conforme a una ley periódica, cercana a una sinusoide. El mínimo de la tensión tiene lugar cuando $st = 180°$. Siendo $x_1 = x_2$ (el nodo de carga está en el centro de las oscilaciones) y $st = 180°$, la tensión se hace igual a cero.

La dependencia de $U_{\min}$ respecto del sitio de conexión del motor se obtiene de (14.4), asumiendo $st = 180°$:

$$U_{\min} = \sqrt{\varepsilon_1^2 - 2\varepsilon_1\varepsilon_2 + \varepsilon_2^2} = \varepsilon_1 - \varepsilon_2.$$

Siendo $E_1 = E_2 = 1$, obtenemos

$$U_{\min} = (x_2 - x_1)/(x_2 + x_1).$$

La fase de la tensión también varía de forma no lineal, como se ve de la fig. 14.14, *a*. Con la baja de ε_1 desde 1,0 hasta 0,5, el nodo de carga se desplaza del generador *1* hacia el lado del generador *2*, acercándose al centro de las oscilaciones. La fase de la tensión en ese caso oscila cerca del cero. Después de pasar el centro de oscilaciones y al acercarse el nodo de carga al generador *2*, lo que corresponde a la disminución de ε_1 desde 0,5 hasta 0, la velocidad angular media en el nodo de carga se hace igual a ω_2 y las oscilaciones de la fase transcurren con relación a *st*.

Líneas de transmisión, red. Los circuitos equivalentes de las líneas de transmisión, transformadores y otros elementos inmóviles del sistema no varían durante la marcha asíncrona de un generador o una parte de los generadores de dicho sistema, los cuales no influyen tanto que puedan provocar en el sistema una desviación notoria de la frecuencia.

Si durante el proceso de análisis se revelan cambios considerables de la velocidad angular, hay que precisar los cálculos variando las reactancias ω/ω_0 veces y las capacitancias ω_0/ω veces. En este caso los cálculos se complican, ya que al emplear el método de los intervalos sucesivos, varían todas las reactancias y capacitancias en cada intervalo.

Los cálculos de los regímenes asincrónicos de los sistemas es conveniente ejecutarlos de manera aproximada, variando los parámetros, ya que los que se

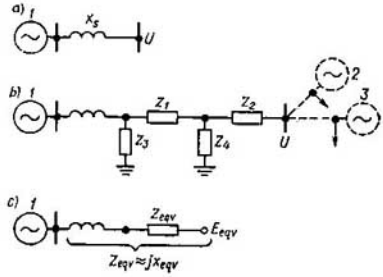


Fig. 14.15. Circuito equivalente del sistema durante la marcha asíncrona de una de sus centrales (*1*):

a, esquema simplificado; central *1* — barras de tensión constante *U*; *b*, esquema del sistema en el que la central *1* tiene enlace con las barras de tensión constante *U* mediante una red compleja; *c*, esquema del sistema en el que la tensión *U* no se considera constante y todas las cargas y centrales (excepto la *1*) se reducen y se remplazan por una impedancia $z_{eq\,v}$ y una f.e.m. $E_{eq\,v}$ equivalente

incluyen en las ecuaciones de cálculo no son del todo definidos. Un sistema complejo durante la marcha asíncrona de uno de sus generadores (o central), comúnmente, se reduce a un esquema más sencillo, según se muestra en la fig. 14.15, además se tienen en cuenta las ideas expuestas en el parágrafo 14.1.

14.5. Características del régimen del sistema más sencillo con velocidad asincrónica de la máquina sincrónica (generador, motor, compensador sincrónico)

Analicemos las correlaciones básicas entre los parámetros del régimen del sistema que se compone de una máquina sincrónica que gira con una velocidad de rotación constante ω_0, diferente de la sincrónica, y unas barras de tensión constante (tanto por su valor como la frecuencia ω_0). Las peculiaridades de este régimen asincrónico se tienen que considerar en el análisis de una serie de procesos transitorios:

a) cambios bruscos del régimen del sistema, provocados por la salida del sincronismo, durante los cuales la velocidad se desvía de la sincrónica ($\omega \neq \omega_0$);

b) funcionamiento respectivo asincrónico duradero de sistemas distintos enlazados mediante líneas de transmisión;

c) funcionamiento de una máquina sincrónica en el régimen asincrónico permanente después de que se terminen los procesos relacionados directamente con la salida del sincronismo.

Los fenómenos complejos que tienen lugar durante el funcionamiento asincrónico en el presente apartado se van a describir de manera aproximada, primordialmente de manera cualitativa, y en lo sucesivo se precisarán a medida que se analicen unos u otros problemas prácticos.

El estudio está enfocado, en lo fundamental, hacia la física de los procesos que transcurren, mientras que las evaluaciones cuantitativas se dan de manera aproximada.

Subrayemos las peculiaridades básicas de los procesos que tienen lugar durante el funcionamiento asincrónico:

1. Por la máquina y la línea de transmisión circula una corriente que tiene los sumandos de dos frecuencias: constante ω_0 y variable $\omega_1 = f(t)$. De una manera

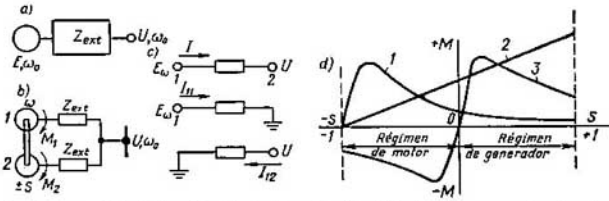


Fig. 14.16. Acerca de la deducción de la fórmula simplificada del momento de rotación para un deslizamiento constante:

a, esquema inicial; *b*, separación de la máquina que está fuera de sincronismo en dos — sincrónica *1* y asincrónica *2* — enlazadas mecánicamente; *c*, dependencia del momento y sus componentes respecto al deslizamiento, siendo $n = 2$; *d*, cálculo de las corrientes por el método de superposición en una máquina sincrónica que funciona fuera de sincronismo

estricta, habría que considerar que los valores instantáneos de la corriente resultante van a crear pulsaciones. No obstante, no los vamos a tener en cuenta, suponiendo que ω_1 difiere poco de ω_0.

Conforme al esquema presentado en la fig. 14.16, *a*, se puede escribir para los valores instantáneos

$$\dot{I} = I_{11} \operatorname{sen} (\omega_1 t + \varphi_1) + I_{12} \operatorname{sen} (\omega_0 t + \varphi_0).$$

Para simplificar asumamos que $I_{11} = I_{12} = 1$ y $\varphi_1 = \varphi_0 = 0$, entonces obtenemos

$$I = 2 \operatorname{sen} \frac{\omega_1 + \omega_0}{2} \cos \frac{\omega_1 - \omega_0}{2}$$

o bien, si $\omega_1 \approx \omega_0$,

$$I \approx 2 \operatorname{sen} \omega t,$$

donde $\omega = \dfrac{\omega_1 + \omega_0}{2} \approx \omega_0 + st$.

De esta manera, operamos solamente con los valores efectivos de las tensiones y las corrientes siendo una velocidad ω_0 y ω que se diferencia un tanto de ella.

2. La máquina sincrónica al mismo tiempo adquiere propiedades de la asincrónica, ya que en todos los devanados encortocircuitados del rotor y en los circuitos a ellos equivalentes se originan corrientes condicionadas por la presencia del deslizamiento.

3. Los parámetros del régimen de la máquina sincrónica cambian; la f.e.m. E_ω depende del deslizamiento; las componentes de las corrientes creadas por ésta circulan a través de las reactancias con una velocidad ω. Dichas reactancias varían para estas corrientes en la relación ω/ω_0 y adquieren nuevos valores $x_{*\omega} = x\omega/\omega_0$.

El problema de obtener las características estáticas de la potencia durante el funcionamiento asincrónico del generador, que se reduce a determinar las corrientes, potencias y momentos electromagnéticos, puede resolverse por tres métodos.

El primer método se basa en el supuesto acerca de la posibilidad de emplear el principio de la superposición dividiendo la máquina analizada en dos, sin-

crónica *1* y asincrónica *2* (fig. 14.16, *a*). La máquina sincrónica enlazada con la tensión U funciona con una velocidad ω, tiene una f.e.m. E_ω y desarrolla un momento electromagnético M_{el}. La máquina asincrónica, enlazada a las barras de tensión U, funciona con un deslizamiento s y es un motor asincrónico o un generador asincrónico en dependencia del signo del deslizamiento, como se ve en la fig. 14.16, *b*. Los parámetros de la máquina *2*, como asíncrona, van a definirse por todos los devanados encortocircuitados de su rotor; la impedancia de la red Z_{ext} en el caso más sencillo se va a incluir en el circuito del estator de cada máquina. Esto, por supuesto, es posible sólo en el caso de cálculos realizados a grandes rasgos de la primera aproximación.

Por el primer método se puede obtener la fórmula de la potencia con ayuda de los circuitos equivalentes, empleando el método de la superposición y calculando la corriente en cada rama.

El segundo método *) consiste en hallar los parámetros del régimen (corrientes, potencias) durante el funcionamiento con una frecuencia asincrónica y se reduce al cálculo de las f.e.m. adicionales inducidas en cada devanado del estator así como de cierta f.e.m. nueva, (E_q o bien E'_q), que actúa en el circuito equivalente de la máquina.

El tercer método **) consiste en el empleo de las ecuaciones completas de la máquina asincrónica (ecuaciones de Park—Górev), las cuales permiten considerar todas las variaciones de la velocidad y los cambios, por éstas ocasionados, de las f.e.m. y los momentos.

Analicemos el primer método más sencillo para determinar los momentos electromagnéticos según el esquema mostrado en la fig. 14.16, *a*. Para la máquina sincrónica *1*, enlazada con la tensión U, el circuito equivalente tiene la forma mostrada en la fig. 14.16, *b*, donde, según el método de la superposición,

$$\dot{I} = \dot{I}_{11} - \dot{I}_{12} = \dot{E}_\omega / Z_\omega - \dot{U}/Z,$$

donde $Z_\omega = r + j\omega_* x = r + j\,(1 - s)\,x$; $Z = r + jx$.

Las potencias al comienzo y final de la transmisión se hallarán como

$$\dot{S}_1 + P_1 + jQ_1 = \dot{E}_\omega \hat{I};\ S_2 = P_2 + jQ_2 = \dot{U}\hat{I}.$$

Para determinar la f.e.m. E_ω se supone que cuando se tiene una excitación independiente, las corrientes adicionales originadas como resultado del deslizamiento (inducidas) se consideran en la máquina asincrónica convencional *2*; entonces $E_\omega = \omega_* E$. Si la corriente de excitación se recibe de la excitatriz y subexcitatriz asentadas en el mismo eje con el generador, entonces $E_\omega = \omega_*^2 E$. En caso general $E_\omega = \omega_*^n E$. Considerando esto

$$\dot{S}_1 = \dot{E}\hat{E}\omega_*^{2n}/\hat{Z}_\omega - \hat{U}\dot{E}\omega_*^n/\hat{Z}.$$

Después de una transformación tenemos

$$P_1 = \mathrm{Re}\,(\dot{S}_1) = \frac{E^2\omega_*^2 r_\omega}{Z^2} + \frac{UE\omega_*^n}{Z}\,\mathrm{sen}\,(\delta_0 - st - \alpha), \qquad (14.5)$$

donde

$$\alpha = \mathrm{arctg}\,\frac{r}{x};\quad r_\omega = \frac{(r^2 + x^2)\,r}{r^2 + (\omega_* x)^2}\,\omega_*^{2n-2}.$$

*) Véase: *V. Vénikov.* Transient Processes in Electrical Power systems. Mir, 1980.
**) Ibid, cap. XXII.

En este caso el momento electromagnético de la máquina sincrónica *I* es

$$M_{sn} = M_1 = P_1/\omega_*,$$

o bien

$$M_1 = \frac{E^2(1+s)}{z^2} r_\omega + \frac{EU(1+s)^{n-1}}{z} \operatorname{sen}(\delta_0 - st - \alpha) =$$

$$= M_{11} + M_{12} \operatorname{sen}(\delta_0 - st - \alpha). \qquad (14.5a)$$

Aquí el primer sumando del momento, a veces denominado *momento propio* M_{11}, se obtiene cuando hay interacción entre el devanado del rotor, alimentado por la f.e.m. E, y el devanado del estator conectado a la resistencia r_ω. Su dependencia del deslizamiento para $n = 2$ se muestra en la fig. 14.16, *b* (curva *I*).

En el caso más sencillo cuando $n = 1$, el momento propio es

$$M_{11} = E^2 r \omega_* / [r^2 + (\omega_* x)^2], \qquad (14.5b)$$

donde $\omega_* = 1 + s$.

La fórmula (14.5b) por su estructura es similar a la fórmula conocida del momento (potencia) del motor asincrónico. Cuando $s = 0$, el término M_{11} se convierte en la denominada *potencia propia* $P_{11} = (E^2/z) \operatorname{sen} \alpha$.

El segundo término en la expresión (14.5a) se denomina *momento mutuo*; cuando $s = 0$, se convierte en la potencia mutua P_{12}. La dependencia entre la amplitud del momento mutuo y el deslizamiento, siendo $n = 2$, se presenta mediante la curva *2* (fig. 14.16, *b*).

La parte imaginaria del complejo $\dot{S}_1$, o sea $\operatorname{Im}(\dot{S}_1)$, define la potencia reactiva:

$$Q_1 = \frac{E^2 \omega_*^2}{z^2} x_\omega - \frac{EU\omega_*^n}{z} \cos(\delta_0 - st - \alpha), \qquad (14.6)$$

donde

$$x_\omega = \frac{(r^2 + x^2)\,\omega_* x}{r^2 + (\omega_* x)^2} \omega_*^{2n-2}.$$

Al final de la transmisión los valores de la potencia activa y reactiva se escriben como

$$\operatorname{Re}(\dot{S}_2) = P_2 = \frac{EU}{z} \sqrt{\frac{1+\rho^2}{(1+s)^2+\rho^2}}\, \omega_*^n \operatorname{sen}(\delta_0 - st + \alpha_\omega) - \frac{U^2}{z} \operatorname{sen} \alpha; \qquad (14.7)$$

$$\operatorname{Im}(\dot{S}_2) = Q_2 = \frac{EU}{z} \sqrt{\frac{1+\rho^2}{(1+s)^2+\rho^2}}\, \omega_*^n \cos(\delta_0 - st + \alpha_\omega) - \frac{U^2}{z} \cos \alpha, \qquad (14.8)$$

donde $\rho = r/x$; $\alpha_\omega = \operatorname{arctg}[r/(\omega_* x)]$.

La diferencia de las potencias activas al comienzo y final de la transmisión en caso de un cambio continuo de la posición y el valor del vector $\dot{E}_\omega$ no es igual a las pérdidas de la potencia en la resistencia r:

$$P_1 - P_2 = I^2 r \pm \Delta\varphi(s),$$

donde $\Delta\varphi(s)$ son las pérdidas adicionales relacionadas con el deslizamiento.

En un caso particular, cuando la resistencia en el circuito del estator se puede despreciar debido a su pequeñez, la naturaleza de $\Delta\varphi(s)$ se hace más clara. Así, asumiendo $\delta_0 = 0$, $r = 0$, $\alpha = 0$, de (14.5) y (14.7) tendremos:

$$P_1 = \frac{EU}{x} \omega_*^n \operatorname{sen} st; \quad P_2 = -\frac{EU}{x} \omega_*^{n-1} \operatorname{sen} st.$$

En este caso las pérdidas adicionales son

$$\Delta\varphi(s) = \Delta P = P_1 - P_2 = \frac{s}{1+s} \frac{E\omega_*^n U}{x} \operatorname{sen} st. \qquad (14.9)$$

En ausencia de la resistencia, el incremento ΔP puede ser gastado solamente en la variación de la energía W_L acumulada en la inductancia que enlaza los puntos de aplicación de la f.e.m. E y de la tensión U. La energía acumulada $W_L = LI^2/2$ se puede expresar mediante las pérdidas de la potencia reactiva y la velocidad media angular $\omega_{*\text{med}} = (1 + \omega_*)/2 = (2 + s)/2$:

$$W_L = L\omega_{*\text{med}} I^2/(2\omega_{*\text{med}}) = \Delta Q/(2 + s).$$

Definiendo ΔQ como la diferencia de (14.6) y (14.8), cuando $r = 0$, obtenemos

$$W_L = \frac{Q_1 - Q_2}{2+s} = \frac{-1}{1+s}\,\frac{E\omega_*^n U}{x}\cos st + \frac{U^2}{(2+s)\,x} + \frac{E^2\omega_*^{2n}}{(1+s)\,x\,(2+s)}.$$

Es evidente que para el caso analizado

$$dW_L/dt = [s/(1 + s)]\,(E\omega_*^n U/x)\,\text{sen}\,st = \Delta P$$

o bien

$$P_2 = P_1 - dW_L/dt. \tag{14.10}$$

Al considerar la resistencia de la transmisión tenemos

$$P_2 = P_1 - cI^2 r - dW_L/dt. \tag{14.10a}$$

Momento asincrónico. Hallemos el momento electromagnético M_2 desarrollado por la máquina 2, convencionalmente separada, (fig. 14.16, *a*), la cual *se considera como motor en caso de un deslizamiento negativo, y generador, para un deslizamiento positivo.*

Si se supone que en el rotor del generador G se tiene sólo un devanado de excitación (uniformemente distribuido), entonces el momento electromagnético es

$$M_{\text{asn}} = M_2 = \frac{U^2 rs}{r^2 + (x_1 s)^2} = \frac{U^2 s x_1/r}{x_1\,[1 + (x_1 s/r)^2]}. \tag{14.11}$$

Aquí x_1 y r son los parámetros del circuito equivalente del motor asincrónico, que incluyen la impedancia exterior z_{ext}.

Pasando de los parámetros del motor asincrónico a los parámetros del generador sincrónico y reemplazando $x_1 = x'_d x_d/(x_d - x'_d)$; $x_1/r = T'_d$, conforme con la tabla 6.3, obtenemos

$$M_2 = \frac{U^2 (x_d - x'_d)}{x'_d x_d}\,\frac{T'_d s}{1 + (T'_d s)^2}. \tag{14.12}$$

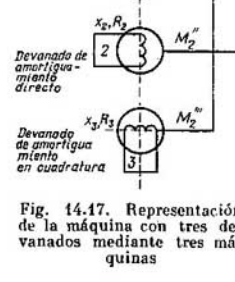


Fig. 14.17. Representación de la máquina con tres devanados mediante tres máquinas

La dependencia del momento M_2 respecto al deslizamiento s se presenta en la fig. 14.16, *b* por la curva *3*.

Precisión de las fórmulas del momento asincrónico. En el generador sincrónico el devanado de excitación se distribuye por todo el rotor de una manera no uniforme, como se asumió para deducir (14.12), y solamente por el eje directo *d*. Además del devanado de excitación en el eje *d* actúa el devanado de amortiguamiento del eje directo, y en el eje *q*, el de cuadratura. De una manera similar a como se hizo para deducir (14.12), definamos el momento desarrollado por la acción de los tres devanados de un mismo eje como la semisuma de los momentos de tres máquinas asincrónicas, cada una de las cuales tiene sus devanados distribuidos respectivamente (fig. 14.17):

$$M_2 = 0{,}5\,(M'_2 + M''_2 + M'''_2)$$

o bien

$$M_2 = \frac{U^2}{2}\,s\left[\frac{x_1/r_1}{x_1\,[1+(x_1 s/r_1)^2]} + \frac{x_2/r_2}{x_2\,[1+(x_2 s/r_2)^2]} + \frac{x_3/r_3}{x_3\,[1+(x_3 s/r_3)^2]}\right]. \tag{14.13}$$

Remplazando los valores de x_1, x_2, x_3 del motor mediante los parámetros de los generadores e incluyendo en vez de x/r las respectivas constantes de tiempo, tendremos

$$M_2 = \frac{U^2}{2}\, s \left[\frac{x_d - x'_d}{x_d x'_d} \frac{T'_d}{1+(sT'_d)^2} + \frac{x'_d - x''_d}{x'_d x''_d} \frac{T''_d}{1+(sT''_d)^2} + \frac{x_q - x''_q}{x_q x''_q} \frac{T''_q}{1+(sT''_q)^2} \right]. \tag{14.14}$$

La fórmula (14.14) se obtiene para el caso de un enlace más sencillo (mediante x) del generador y las barras de tensión constante U. En este caso en las reactancias x_d, x'_d, x''_d se incluye la reactancia de enlace, o sea $x_d = x_{dG} + x_r$, etc. Cuando el enlace del generador con las barras de tensión constante es complejo (mediante z_{12}), el momento M_{2G}, determinado cuando el generador se conecta directamente a las barras de tensión constante, puede ser recalculado **aproximadamente** conforme a la expresión

$$M_2 = M_{2G}\,(x'_d x_d / z_{12})^2. \tag{14.15}$$

La impedancia mutua z_{12} es determinada para el caso cuando el generador se remplaza por la reactancia x'_d.

En ausencia del devanado de amortiguamiento en el eje directo ($x'_d = x''_d$) y presencia del mismo devanado de amortiguamiento en el eje de cuadratura que el devanado de excitación ($x''_q = x'_d$, $x_q = x_d$, $T'_d = T''_q$), la fórmula (14.14) se transforma en la (14.12).

La expresión (14.14) define el valor medio del momento asincrónico. Sin embargo, como se mostró anteriormente (véase fig. 14.2), a diferencia del momento del motor asincrónico, el del generador sincrónico durante la marcha asíncrona varía alrededor de un valor medio con la frecuencia del deslizamiento (la causa principal de esto es la distribución no uniforme de los devanados en la máquina). Sin hacer las deducciones, escribamos la expresión para el valor instantáneo del momento en el régimen asincrónico (para un deslizamiento constante o que varía lentamente):

$$M_2 = M_{asn} = \frac{U^2}{2} \left\{ \frac{x_d - x'_d}{x_d x'_d} \frac{sT'_d}{1+(sT'_d)^2} \left[1 + \sqrt{1+(sT'_d)^2}\, \text{sen} \times \right.\right.$$
$$\times \left(2\delta_0 - \text{arctg}\, \frac{1}{sT'_d} - 2st \right) \Big] + \frac{x''_d - x''_d}{x'_d x''_d} \frac{sT''_d}{1+(sT''_d)^2} \times$$
$$\times \left[1 + \sqrt{1+(sT''_d)^2}\, \text{sen} \left(2\delta_0 - \text{arctg}\, \frac{1}{sT''_d} - 2st \right) \right] +$$
$$\left. + \frac{x_q - x''_q}{x_q x''_q} \frac{sT''_q}{1+(sT''_q)^2} \left[1 - \sqrt{1+(sT''_q)^2}\, \text{sen} \left(2\delta_0 - \text{arctg}\, \frac{1}{sT''_q} - 2st \right) \right] \right\}, \tag{14.16}$$

donde δ_0 es el ángulo de referencia.

La potencia reactiva, correspondiente a la máquina equivalente asincrónica separada para las condiciones más sencillas (las mismas que fueron asumidas cuando se dedujo (14.11)], se halla según el circuito equivalente del motor:

$$Q_{asn} = I^2 x = \frac{U^2 x_1 s^2}{r^2 + (sx_1)^2} = \left(\frac{U^2 rs}{r^2 + (x_1 s)^2} \right) \frac{s}{r/x_1}. \tag{14.17}$$

El multiplicando en el paréntesis es en sí $M_2 = P_{asn}$, y $r/x_1 = s_{cr}$, el deslizamiento crítico, entonces

$$\boxed{Q_{asn} \approx P_{asn} s/s_{cr}.} \qquad (14.18)$$

Aquí no se considera la potencia de magnetización de la máquina asincrónica, que ya se tuvo en cuenta cuando se calculó la potencia reactiva de la máquina asumida como sincrónica en (14.8).

Considerando la influencia de los tres devanados en el rotor [para las condiciones y supuestos adoptados en las deducciones de las fórmulas anteriores (14.14) y (14.16)], la expresión de la potencia reactiva asincrónica tiene el aspecto (también para $s = \text{const}$ o cuando varía lentamente):

$$Q_{asn} = \frac{U^2}{2}\left\{\left(\frac{1}{x'_d} - \frac{1}{x_d}\right)\left[\frac{(sT'_d)^2}{1+(sT'_d)^2} + \frac{sT'_d}{\sqrt{1+(sT'_d)^2}}\cos\left(2\delta_0 - \operatorname{arctg}\frac{1}{sT'_d} - 2st\right)\right] + \right.$$
$$+\left(\frac{1}{x''_d} - \frac{1}{x'_d}\right)\left[\frac{(sT''_d)^2}{1+(sT''_d)^2} + \frac{sT''_d}{\sqrt{1+(sT''_d)^2}}\cos\left(2\delta_0 - \operatorname{arctg}\frac{1}{sT''_d} - 2st\right)\right] +$$
$$\left.+\left(\frac{1}{x''_q} - \frac{1}{x_q}\right)\left[\frac{(sT''_q)^2}{1+(sT''_q)^2} - \frac{sT''_q}{\sqrt{1+(sT''_q)^2}}\cos\left(2\delta_0 - \operatorname{arctg}\frac{1}{sT''_q} - 2st\right)\right]\right\}. \qquad (14.19)$$

Momento común medio. Es el momento que actúa en la máquina sincrónica que funciona con una velocidad diferente de la sincrónica ($\omega \neq \omega_0$, donde $\omega_0 = 2\pi f_0$, f_0 es la frecuencia en las barras del sistema receptor),

$$M = M_1 + M_2,$$

donde M_1 se determina según (14.5a), y M_2, según (14.14).

Características estáticas y dinámicas del régimen asincrónico. Si las características presentadas arriba se obtuvieron para una corriente de excitación constante del régimen inicial suponiendo que la f.e.m. $E = E_q$, entonces se les puede llamar *estáticas*. Estas mismas características pueden ser obtenidas como *dinámicas*, si se considera la variación de la f.e.m. con el tiempo: $E = f(t)$. En este caso la f.e.m. E debe hallarse de las ecuaciones diferenciales adicionales que reflejan también las condiciones iniciales (impulso, cambio del esquema, variación de la velocidad). En el caso más sencillo la característica cuando $E = E'_q$ *se puede considerar como dinámica.*

Durante un régimen asincrónico se pueden diferenciar:

—**la marcha asíncrona permanente** con un deslizamiento constante lo suficientemente grande para que M_2 tenga un valor significativo en la revelación del carácter del régimen (ya se analizó arriba);

—**la marcha asíncrona variable**, también con un deslizamiento grande pero variable, cuando transcurre el proceso de salida del sincronismo o, al contrario, la entrada al sincronismo.

En estos dos casos se emplean las fórmulas del momento obtenidas, considerándolo como estático o bien dinámico.

La máquina sincrónica a veces puede funcionar con un deslizamiento que crea el momento de amortiguamiento M_2, el cual influye en el proceso, pero a pesar de eso no se considera en régimen asincrónico. Aquí se pueden diferenciar dos casos básicos:

—**oscilaciones pequeñas** cerca de la velocidad sincrónica ($s < 0{,}05\%$) (véase cap. 7.8);

—**oscilaciones grandes** ($s > 0{,}05\%$), durante las cuales la influencia del momento de amortiguamiento M_2 tiene un valor importante, mas la máquina, oscilando, queda en el régimen sincrónico, con la particularidad de que el ángulo varía entre límites grandes, pero siempre menor de 360° con respecto a cualquier otra máquina sincrónica del sistema.

Analicemos detalladamente ciertos casos de una marcha asíncrona variable. En este caso el momento (potencia) adicional, provocado por la presencia del deslizamiento y condicionado por las corrientes relacionadas con él (las cuales surgen en los devanados del rotor incluyendo los devanados de amortiguamiento), será

$$\Delta M \approx \Delta P = U^2 \operatorname{sen}\delta \frac{x_d - x_d(p)}{x_d x_d(p)} (\cos\delta_0 - \cos\delta) + U^2 \cos\delta \frac{x_q - x_q(p)}{x_q x_q(p)} (\operatorname{sen}\delta - \operatorname{sen}\delta_0).$$

Esta ecuación que contiene el operador P puede desarrollarse en el tiempo mediante la integral de Duhamel:

$$\frac{Y(p)}{Z(p)} A(t) = A(0)\varphi(t) + \int_{\theta=0}^{\theta=t} \varphi(t-\theta) \frac{dA(\theta)}{d\theta} d\theta,$$

donde para el primer término de ΔM:

$$Y_1(p) = x_d - x_d(p); \quad Z_1(p) = x_d(p) A_1(t) = \cos\delta_0 - \cos\delta(t).$$

Análogamente para el segundo término:

$$Y_2(p) = x_q - x_q(p); \quad Z_2(p) = x_q(p) A_2(t) = \operatorname{sen}\delta(t) - \operatorname{sen}\delta_0.$$

En vez de las características dinámicas obtenidas, bastante complejas pero generales, se pueden emplear expresiones simplificadas, deducidas suponiendo que hay una variación determinada (dada) del deslizamiento.

Variación del deslizamiento en forma de salto. Supongamos que el deslizamiento no cambia continuamente sino en forma de salto según los intervalos desde s_0 hasta s_1. Entonces el momento adicional para la máquina sin devanados de amortiguamiento será

$$\Delta M = K_s \left(\frac{x_d - x_q}{T'_d - T'_{d0}} \frac{T'_d}{x_d} + \frac{x_q}{x_d} e^{-\frac{t}{T'_d}} \right) \operatorname{sen}\delta \left[\frac{s_0^2 - s_1^2}{(1+s_0^2 T'^2_d)(1+s_1^2 T'^2_d)} \right],$$

donde

$$K_s = U^2 x_{af}^2 T'_d / (r_f x_d x_q).$$

Para una máquina con devanados de amortiguamiento, la fórmula del momento ΔM se complica, pero los cálculos no presentan dificultades.

Variación sinusoidal del deslizamiento. Supongamos que el ángulo cambia de la siguiente manera:

$$\Delta\delta = \Delta\delta_m \cos\gamma t,$$

donde γ es la frecuencia de las oscilaciones y, por consiguiente, $\Delta s = \Delta s \operatorname{sen}\gamma t$. Entonces vamos a considerar que

$$\Delta M = U^2 \left(\frac{1}{x_q \gamma^2} - D_q \right) \cos^2\delta_0 + \left(\frac{1}{x_d \gamma^2} - D_d \right) \operatorname{sen}^2\delta_0,$$

donde

$$D_d = -\frac{1}{x_d} \frac{T'_d (T'_{d0} - T'_d)}{1 + (\gamma T'_d)^2} - \frac{1}{\gamma^2 x_d} + \frac{1}{x'_d} \frac{T''_d (T''_{d0} - T''_d)}{1 + (\gamma T''_d)^2};$$

$$D_q = -\frac{1}{x_q} \frac{T''_q (T''_{q0} - T''_q)}{1 + (\gamma T''_q)^2} - \frac{1}{\gamma^2 x_q}.$$

Para los cálculos simplificados realizados en condiciones cuando la frecuencia de las oscilaciones γ es desconocida, se puede emplear la fórmula

$$\Delta M = P_d = U^2 \left(\operatorname{sen}^2\delta \frac{x'_d - x''_d}{x'_d x''_d} T''_d + \cos^2\delta \frac{x_q - x''_q}{x_q x''_q} T''_q \right).$$

En este caso la potencia de amortiguamiento durante las oscilaciones sinusoidales del ángulo δ con una amplitud y frecuencia pequeñas (suponiendo que no hay resistencia en el devanado de excitación) es

$$\Delta P = P_d d\delta/dt.$$

Reconexión automática asincrónica (RAA). En este caso en el generador surge un momento electromagnético que crea una influencia mecánica en el eje del generador, en las fijaciones del casco del estator, en los pernos de las bases, etc. El momento electromagnético en el generador durante la RAA se determina por la f.e.m. del generador, tensión de la red, su ángulo de desfasaje y la reactancia de enlace entre el generador y el sistema.

Como se mostrará más adelante, el mayor peligro para el generador durante la conexión asincrónica no es la corriente, sino el momento electromagnético, que es el factor que precisamente define si es permisible o no el empleo de la RAA, por eso analicemos más detalladamente los momentos que surgen en los generadores durante las conexiones asincrónicas. La expresión del momento electromagnético en la forma general es muy compleja. El análisis de los momentos se puede realizar mediante una fórmula más sencilla obtenida de la expresión general [15] para las condiciones cuando se desprecia la atenuación de todas las corrientes libres inducidas en los circuitos del rotor a excepción de la atenuación de la componente aperiódica de la corriente del estator:

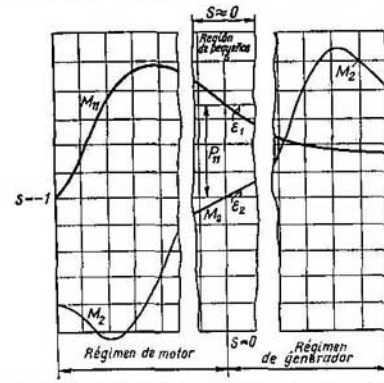


Fig. 14.18. Variación del momento de rotación y sus componentes cuando el deslizamiento cambia

$$M = U^2 \frac{x''_q - x''_d}{x''_q x''_d} \left\{ \operatorname{sen}\left[2\delta_0 + (1-2s)\,t\right] e^{-t/T_a} - \frac{1}{2} \operatorname{sen} 2\left[\delta_0 + (1-s)\,t\right] e^{-2t/T_a} - \right.$$

$$\left. - \frac{1}{2} \operatorname{sen} 2(\delta_0 - st) + E^2 \left[\frac{1}{x''_d} \operatorname{sen}(1-s)\,t e^{-t/T_a} - \frac{1}{2} \frac{x''_q - x''_d}{x''_q x''_d} \operatorname{sen} 2(1-s)\,t e^{-2t/T_a} \right] + \right.$$

$$+ UE \left(\frac{1}{x''_d} \left\{ \operatorname{sen}(\delta_0 - st) - \operatorname{sen}\left[\delta_0 + (1-s)\,t\right] e^{-t/T_a} \right\} - \right.$$

$$\left. - \frac{x''_q - x''_d}{x''_q x''_d} \left\{ \operatorname{sen}\left[\delta_0 + (1-2s)\,t\right] e^{-t/T_a} - \operatorname{sen}\left[\delta_0 + 2(1-s)\,t\right] e^{-2t/T_a} \right\} \right.$$

Oscilaciones pequeñas. Cuando el deslizamiento es $s \approx 0$ (en los alrededores de las variaciones pequeñas), conforme a (14.5) se puede asumir que

$$M_{11} = P_{11} + K_{11} s, \text{ donde } P_{11} = (E^2/z) \operatorname{sen} \alpha.$$

Según la fig. 14.18 el valor

$$K_{11} = \operatorname{tg} \varepsilon_1 = | dM_{11}/ds |.$$

En el caso más sencillo, basándose en (14.5b), podemos escribir

$$K_{11} = | E^2 r (x^2 - r^2)/z^4 |,$$

o cuando $r \ll x$

$$K_{11} \approx (E/x)^2 r.$$

En las magnitudes P_{11} y K_{11} en dependencia de las condiciones concretas*) se puede incluir E_q o bien $E' \approx E'_q$ y, por consiguiente, entender por z y x la impedancia y reactancia sumatorias de la red en la que el generador se incluye mediante la reactancia sincrónica x_q o bien la transitoria x'_d.

Conforme a la fig. 14.18, para deslizamientos pequeños ($s < 0{,}05\,\%$), se puede asumir

$$M_2 = K_{22} s, \text{ donde } K_{22} = \operatorname{tg} \varepsilon_2 = |\, dM_2/ds \,|.$$

En este caso, si el generador se encuentra retirado de las barras, el valor de M_2 (o K_{22}) debe ser recalculado según (14.15). Estudiando las oscilaciones, para determinar K_{22} es necesario emplear la fórmula (14.16) para el valor instantáneo del momento. Considerando sólo el primer término en (14.16), obtenemos

$$K_{22} = \left| \frac{x_d - x'_d}{x_d x'_d} U^2 T'_d \operatorname{sen}^2 \delta \right|.$$

El momento total que actúa en el rotor del generador en estas condiciones, siendo $x > 0$, es

$$M = P_{11} + P_{12} + (K_{22} - K_{11})\, s.$$

Designando $K_{22} - K_{11}$ mediante P_d, obtenemos

$$M = P_{11} + P_{12} + P_d s. \tag{14.20}$$

Cuando $n = 1$ el momento es

$$M = (E^2/z) \operatorname{sen} \alpha + (EU/z) \operatorname{sen} (\delta - \alpha) + P_d s,$$

donde P_d es el **coeficiente de amortiguamiento**, independiente del deslizamiento.

Si $K_{22} > K_{11}$, que comúnmente se cumple en los sistemas eléctricos de gran potencia, el valor de P_d **es positivo**, lo cual indica que hay un *amortiguamiento positivo* (con el aumento del deslizamiento $+s$ crece la potencia suministrada en el régimen de generador (véase fig. 14.18). Si $K_{22} < K_{11}$, entonces P_d **es negativo**, lo cual indica que hay un *amortiguamiento negativo* (con el aumento del deslizamiento disminuye la potencia entregada en el régimen de generador). Esto último no conlleva al atenuamiento de las oscilaciones, como en el caso anterior, sino a la impulsión, o sea convierte las oscilaciones pequeñas en grandes (crecientes), en el proceso de desarrollo de las cuales pierde el sentido la fórmula (14.20) ($s \gg \gg 0{,}05\,\%$).

Oscilaciones grandes. Para las oscilaciones grandes el empleo del coeficiente obtenido P_d se hace incorrecto. Se conocen fórmulas**) que son útiles para valores de s bastante grandes.

14.6. Salida del sincronismo, marcha asíncrona y resincronización

Hasta el momento se estudió una máquina que funciona asincrónicamente con un deslizamiento s respecto de unas barras de tensión constante o a otra máquina. Analicemos el proceso de salida del sincronismo. En el proceso estudiado vamos a

*) Cuando se emplea la característica estática o dinámica.

**) *И. Литкенс.* Нелинейные колебания в регулируемых электрических системах. — М.: МЭИ, 1974. (*I. Litkens.* Oscilaciones no lineales en los sistemas eléctricos de potencia regulados).

diferenciar tres etapas*): régimen de las oscilaciones sincrónicas y paso del régimen sincrónico al asincrónico; marcha asíncrona permanente; régimen de resincronización. Consideremos estos procesos refiriéndonos al sistema más sencillo, cuyo esquema se muestra en la fig. 14.19, *a*. Supongamos que en dicho sistema se desconecta uno de los circuitos de la línea de transmisión. La reconexión

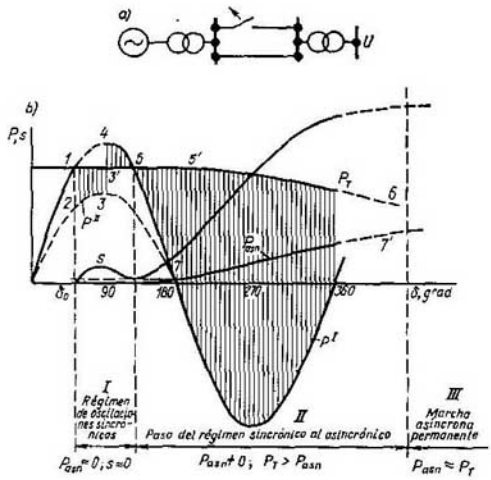


Fig. 14.19. Salida del sincronismo y paso a la marcha asíncrona de un generador sincrónico: *a*, esquema del sistema; *b*, proceso de salida del sincronismo

automática de la línea desconectada restableció el funcionamiento normal de la transmisión. Sin embargo, el impulso recibido por el rotor del generador resultó ser tan grande, que el generador, al acelerarse, salió del sincronismo. Partiendo del supuesto de que el deslizamiento es pequeño y despreciando la potencia asincrónica, se puede realizar un análisis por el método de las áreas, asumiendo $M = P$.

En el proceso transitorio el área de frenado *3'-4-5-3'* resulta ser menor que el área de aceleración *1-2-3-3'-1* (fig. 14.19, *b*). El rotor pasa por la sección *4-5*, donde sobre él actúan las fuerzas de frenado; pasando la posición correspondiente al punto *5*, él de nuevo recibe una aceleración que aumenta continuamente y se hace considerable al alcanzar un ángulo de desplazamiento de 200—300°. El deslizamiento condiciona el surgimiento del momento asincrónico. El valor medio del momento asincrónico M_{asn} se calcula según la fórmula (14.14). Despreciemos las pulsaciones del momento asincrónico (que transcurren con una frecuencia igual al doble de la del deslizamiento). En la primera parte de la curva $P_{asn} = M_{asn} = \varphi(s)$.

*) Estas tres etapas no necesariamente son propias a cada proceso; puede suceder el paso del régimen sincrónico al asincrónico sin pasar la etapa de las oscilaciones sincrónicas, etc.

La potencia asincrónica (momento) crece continuamente con el aumento del deslizamiento. Esta dependencia se presenta mediante la curva 7-7' en la fig. 14.19, *b*. Luego, al incrementarse el deslizamiento, la dependencia $P_{asn} = \varphi(s)$ adquiere la forma mostrada en la fig. 14.20. Junto con el aumento de la velocidad (crecimiento del deslizamiento), la potencia de la turbina P_T (curva 5'-6 en la fig. 14.19) disminuye por acción del regulador de velocidad de la turbina. La potencia sincrónica durante el proceso analizado va a ser pulsante:

$$P_{sn} = (EU/x) \operatorname{sen} st.$$

Ésta, siendo una función del deslizamiento, a su vez va a influir en el proceso provocando pulsaciones. Para cierto valor del deslizamiento s_∞ el momento de la

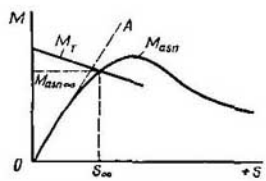


Fig. 14.20. Variación del momento asincrónico de un generador sincrónico y el momento de la turbina durante los cambios del deslizamiento

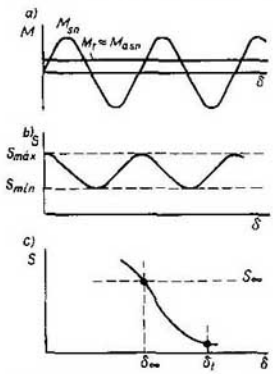


Fig. 14.21. Variaciones del momento sincrónico (*a*) y los cambios del deslizamiento provocados por éste (*b*, *c*)

turbina puede hacerse igual al momento asincrónico medio del generador $M_T = M_{asn}$. Este valor del deslizamiento se puede hallar aproximadamente de la siguiente manera.

Representemos gráficamente la dependencia entre el momento asincrónico (potencia) y el deslizamiento de la misma manera como se hizo en la fig. 14.20. Conociendo la característica $M_{asn} = \varphi(s)$ y el coeficiente de desigualdad de la turbina, y suponiendo también que la dependencia $M_T = \varphi(s)$ es lineal, hallemos el deslizamiento medio s_∞ (fig. 14.20).

La marcha asíncrona permanente cuando no hay pulsaciones se caracteriza por el deslizamiento s_∞ y el momento asincrónico $M_{asn\infty}$ que corresponde a dicho deslizamiento. Sin embargo, si la máquina que salió del sincronismo tiene conectada la excitación, además del momento asincrónico y el momento de la turbina en el eje de la unidad (que se nivelan mutuamente) durante la marcha asíncrona va a actuar también un momento sincrónico pulsante de rotación (fig. 14.21), creando así pulsaciones del deslizamiento, el cual cambia desde $s_{máx}$ hasta $s_{mín}$. Las pulsaciones del deslizamiento son tanto mayores, cuanto mayor sea el momento sincrónico; el valor del deslizamiento pasa por el mínimo cuando el ángulo se

acerca a los 180°, siendo el momento asincrónico de la turbina pequeño; luego el proceso se repite periódicamente. Este hecho es importante al determinar las condiciones de la resincronización.

Criterio de resincronización. El movimiento relativo del rotor se describe por la ecuación

$$T_J d^2\delta/dt^2 = M_T - M_{sn} - M_{asn} = \Sigma M$$

y después de transformar el primer miembro

$$T_J s ds/d\delta = \Sigma M. \tag{14.21}$$

Supongamos que $M_T = f(\omega_0 + s)$; $M_{asn} = \varphi(\omega_0 + s)$ son prefijados como funciones del ángulo δ. Entonces, según (14.21), obtenemos la energía durante las oscilaciones del ángulo desde $\delta_{máx}$ hasta δ:

$$\frac{T_J s^2_{máx}}{2} - \frac{T_J s^2}{2} = \int_{\delta}^{\delta_{máx}} \Sigma M d\delta, \text{ donde } \Sigma M = f(\delta).$$

El valor del deslizamiento en cualquier momento de tiempo es

$$s = \sqrt{s^2_{máx} - \frac{2}{T_J} \int_{\delta}^{\delta_{máx}} \Sigma M d\delta}. \tag{14.22}$$

Si el deslizamiento que tiene lugar durante el proceso de pulsaciones en el régimen asincrónico permanente pasa por el cero ($s = 0$), entonces surge la posibilidad de una resincronización.

Conforme a (14.22), dicha posibilidad surge cuando

$$s^2_{máx} = \frac{2}{T_J} \int_{\delta}^{\delta_{máx}} \Sigma M d\delta. \tag{14.23}$$

Los valores de $s_{máx}$ calculados según (14.23) no permiten obtener los resultados cuantitativos para establecer las condiciones confiables de la resincronización por dos razones:

1) la fórmula (14.23) indica sólo la posibilidad de la resincronización, o sea *de las condiciones necesarias, mas no las necesarias y suficientes para la resincronización*;

2) la dependencia $M = \varphi(\delta)$, que se incluye en (14.23), **de antemano no se conoce**, y para obtener resultados cuantitativos se requiere un supuesto acerca de su carácter.

Asumiendo $\Sigma M = M_m \operatorname{sen} \delta$, donde $\delta = 0 \ldots \pi$, tendremos

$$s_{máx} = 2\sqrt{M_m/T_J}; \quad s_{med} = \sqrt{M_m/T_J}. \tag{14.24}$$

En el caso general para otros supuestos acerca de la variación del ángulo δ obtenemos

$$s_{med} = K\sqrt{M_m/T_J},$$

donde K varía desde 1 hasta $\sqrt{2}$. Expresando T_J en segundos, y M_m por unidad, a veces se escribe

$$s_{med} = (0{,}06 \ldots 0{,}08)\sqrt{M_m/T_J}.$$

Para obtener (14.24) se hicieron además otros supuestos. Así, es importante que el régimen asincrónico permanente y las condiciones de sincronización se determinen según la característica estática del momento del motor primario. En realidad, el régimen asincrónico no se establece inmediatamente y va de acuerdo con la característica dinámica que se diferenciará de la estática tanto más cuanto mayor sea la aceleración del generador, la inercia del regulador de velocidad y del servomotor del aparato guía.

Carácter del proceso cuando se consideran las características dinámicas. El transcurso del proceso de resincronización, mostrado en la fig. 14.22, al igual que de otros procesos rápidos, se define por las características dinámicas que son las

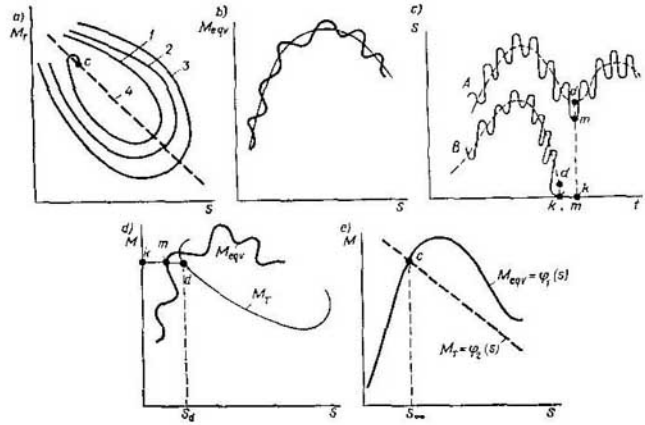


Fig. 14.22. Comportamiento del generador y la turbina durante el establecimiento de la marcha asíncrona

características estáticas deformadas y a veces sustancialmente diferentes de éstas. Un carácter aproximado de las características dinámicas de la turbina $M_T = \varphi(s)$ para distintas ds/dt (curvas *1*, *2*, *3*) y de la característica estática (curva *4*) se muestra en la fig. 14.22, *a*. En la fig. 14.22, *b* se presenta la característica dinámica asincrónica de la potencia del generador a la que se le superpone la componente pulsante sincrónica de la potencia: $M_{eqv} = \varphi(s, ds/dt)$. La variación del deslizamiento (pulsaciones) $s = f(t)$ en los casos A y B se muestra en la fig. 14.22, *c*. Aquí, en el caso A, el proceso de resincronización es imposible, debido a que el deslizamiento mínimo (punto *m*) no pasa por el valor nulo (punto *k*). En el caso B, por el contrario, se crean las condiciones para una posible sincronización ($s = 0$, *k* y *m* coinciden). En la fig. 14.22, *d* se presentan las mismas correlaciones que en la fig. 14.18, *c*, pero con respecto a los cambios de los momentos dinámicos. Una vez más, la condición de una posible resincronización es la igualdad a cero de la sección *k*—*m*.

Un régimen asincrónico permanente se muestra en la fig. 14.22, *e*, cuando el valor del deslizamiento que le corresponde s_∞ se determina por el cruce de las características estáticas $M_{eqv} = \varphi_1(s)$ y $M_T = \varphi_2(s)$.

14.7. Retorno al sincronismo de generadores que funcionan fuera de éste (resincronización y estabilidad resultante)

La marcha asíncrona de un generador o una parte del sistema que surge como resultado de la pérdida de la estabilidad debe ser eliminada, y el funcionamiento sincrónico debe ser restablecido. En este caso lo más cómodo es restablecer el sincronismo mediante la resincronización del generador que salió de éste sin desconectarlo de la red. Un restablecimiento del régimen normal de dicha forma tiene una serie de ventajas, la más importante de ellas es la rapidez del restablecimiento. Así, en el caso de una desconexión del generador de la red y su posterior sincronización, el restablecimiento de la carga transcurre sólo pasados unos cuantos minutos. Todo este tiempo el generador que salió del sincronismo no va a suministrar energía al sistema. Pero si el generador que salió del sincronismo no se desconecta de la red, entonces, incluso funcionando en el régimen asincrónico, suministrará cierta potencia a la red, y entrando de nuevo al sincronismo mediante la resincronización, rápidamente aumenta dicha potencia. Si un generador o una central que salió del sincronismo y durante un intervalo de tiempo Δt_{asn} funcionó en el régimen asincrónico y luego restablece su funcionamiento sincrónico para unas condiciones cercanas a las del régimen inicial, entonces este sistema prácticamente no se puede considerar como inestable, debe ser considerado como un sistema que posee estabilidad resultante.

La capacidad del sistema de restablecer el funcionamiento sincrónico después de una marcha asíncrona durante corto tiempo se denomina, por consiguiente, *estabilidad resultante*.

La estabilidad resultante se realiza ampliamente en la explotación de los sistemas energéticos, y para su mejoramiento (disminución del deslizamiento permanente s_∞, reducción del tiempo de la marcha asíncrona Δt_{asn} y aumento de la confiabilidad de la resincronización) se elaboran equipos especiales.

Cuando las alteraciones del sincronismo son provocadas por la inestabilidad estática (condicionada por los cambios en el esquema del sistema o por la sobrecarga de los generadores), la resincronización es posible sólo después de que interviene el personal, el cual debe establecer las causas de la inestabilidad. La entrada al sincronismo, después de que se pierde la estabilidad dinámica, puede tener lugar sin la intervención del personal, automáticamente, por la acción de los reguladores de velocidad o de aparatos especiales, resincronizadores.

La experiencia de la explotación mostró que es posible una resincronización exitosa y una estabilidad resultante no sólo para ciertos generadores, sino también para grupos de los mismos o grupos de centrales (partes del sistema que están enlazadas mediante líneas de transmisión). La resincronización se realiza exitosamente en las centrales eléctricas de gran potencia, tanto hidráulicas como térmicas. Las posibilidades de la resincronización y las medidas especiales para realizarla deben ser previstas al diseñar las centrales eléctricas y los sistemas.

Los procesos que transcurren se muestran en la fig. 14.23. Esta figura es un oscilograma elaborado de la resincronización de un generador con una potencia de 50 MW. Los procesos que tienen lugar se pueden dividir en tres etapas típicas. La **primera etapa** es el cortocircuito trifásico, que en el caso concreto dado se prolonga cerca de 0,55 s. Durante este tiempo la unidad no suministra potencia a la red. Una parte pequeña de ella se consume para cubrir las pérdidas en el generador y el transformador, y la parte fundamental va a transmitir una energía cinética al rotor, aumentándose así su velocidad por encima de la sincrónica. De la figura se observa que el valor medio del deslizamiento crece relativamente rápido.

Después de desconectado el cortocircuito comienza la **segunda etapa del** proceso. La presencia de la excitación y el efecto dinámico de los polos salientes en el generador durante el establecimiento de la marcha asíncrona y cuando ésta se hace permanente, provoca oscilaciones de la potencia activa. Por acción del regulador de velocidad la entrada del portador energético y la potencia de la turbina comienzan a disminuir, y surge una marcha asíncrona por corto tiempo con

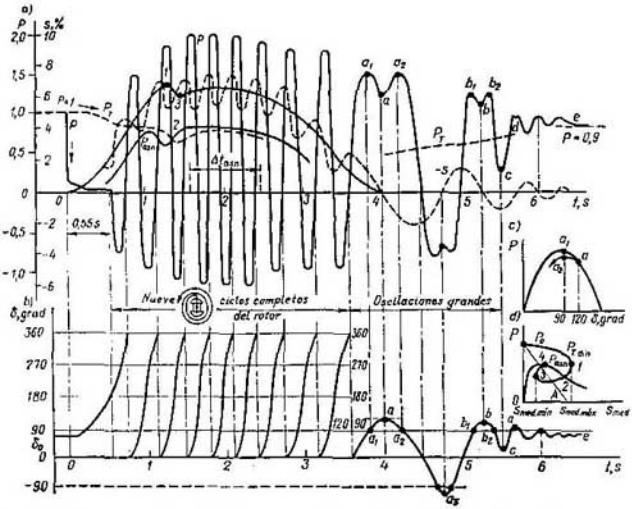


Fig. 14.23. Carácter aproximado del proceso durante la salida de sincronismo con posterior resincronización:

a, variaciones de la potencia total P del generador, potencia de la turbina P_T, potencia asincrónica P_{asn} incluida en la potencia total P, deslizamientos medio s_{med} e instantáneo s; b, $\delta = f(t)$, a_1, a, a_2, b_1, b, b_2, oscilaciones grandes; c, oscilaciones grandes, dependencia $P = f(\delta)$; d, proceso de establecimiento de la marcha asincrona; dependencias $P_T = \varphi(s_{med})$, $P_{asn} = \varphi(s_{med})$. Los puntos 1, 2, 3, 4 en la fig. a corresponden a los mismos puntos que en la fig. d; los puntos a_1, a, a_2 y b_1, b, b_2 como también los puntos c, d, e en la fig. a corresponden a los mismos puntos en la fig. b, c.

un deslizamiento s_∞. Este régimen asincrónico de poca duración se prolonga sólo por un tiempo Δt_{asn} y rápidamente se altera como resultado de la acción del regulador o la intervención del personal, que disminuyen la potencia del motor primario. El deslizamiento empieza a decrecer intensivamente. En el cuarto segundo, después de que el rotor da nueve vueltas completas, el deslizamiento pasa por el cero.

Surge la **tercera etapa** del proceso, durante la cual el generador entra al sincronismo, el índice de lo cual son las «dos gibas» de la característica de la potencia, las cuales reflejan las oscilaciones grandes durante las que el deslizamiento instantáneo cambia de signo periódicamente, siendo igual a cero el deslizamiento medio. En el sexto segundo las oscilaciones terminan y se establece el funcionamiento normal del generador resincronizado, con la particularidad de que la potencia en el régimen permanente resulta ser en un 10% menor, aproximada-

mente, que la potencia del régimen inicial (45 MW en vez de 50 MW) debido a la disminución de la potencia necesaria para realizar la resincronización. Referido a este último caso, el proceso se puede observar en la fig. 14.23, *d*, donde se muestra que el retraso en la variación de la potencia mecánica de la turbina, debido a la acción de los elementos inerciales que reaccionan al aumento de la velocidad, conlleva a que la potencia de la turbina se retarda y el deslizamiento «llega» hasta $s_{med\ máx}$ (punto *1*). Luego, durante el proceso de variación de la potencia de la turbina el deslizamiento baja hasta $s_{med.mín}$ y después de un nuevo aumento alcanza el valor permanente s_∞. El régimen asincrónico establecido (permanente), que se prolonga por un tiempo Δt, termina mediante una influencia adicional sobre la turbina y la disminución de su potencia, lo cual conlleva a la disminución del deslizamiento y a la resincronización.

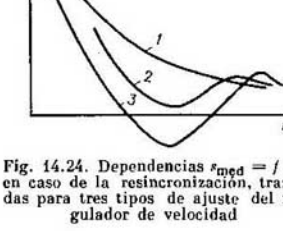


Fig. 14.24. Dependencias $s_{med} = f(t)$ en caso de la resincronización, trazadas para tres tipos de ajuste del regulador de velocidad

El proceso de entrada al sincronismo esencialmente depende de los parámetros del regulador de velocidad. Estos parámetros pueden ser tales que el deslizamiento medio se aproxima de manera monótona al valor permanente, predeterminado por el estatismo del regulador, el momento asincrónico medio y el momento propio del generador. Para este caso el carácter del proceso se muestra en la fig. 14.24 (curva *1*). El generador entra al sincronismo durante las variaciones instantáneas del deslizamiento.

Sin embargo, con frecuencia, el regulador tiene un ajuste y unos parámetros tales que durante el acercamiento al sincronismo tiene lugar una sobrerregulación y el deslizamiento se aproxima al valor permanente de forma oscilatoria o inclusive con el signo variable (curvas *2* y *3*). En aquellos casos cuando el regulador está ajustado de manera que el deslizamiento medio, aproximándose al cero, cambia de signo (curva *3* en la fig. 14.24), puede observarse el fenómeno de fracaso de la resincronización. El generador resincronizado pasa de nuevo al régimen asincrónico. Este fenómeno a veces se denomina *traspaso del sincronismo*. Después de que se traspasa el sincronismo de nuevo pueden tener lugar la resincronización o el paso a otro régimen asincrónico. Eso depende del tipo de curva del deslizamiento medio. En todo caso, para cualquier ajuste del regulador, al igual que para cualesquiera parámetros del generador y el sistema, mediante una influencia especial sobre el dispositivo regulador del generador, se puede lograr una resincronización segura y relativamente rápida.

Los fenómenos que suceden durante la resincronización de los generadores, en la actualidad, no han sido estudiados por completo, y un método de cálculo confiable que refleje los pormenores del transcurso de dicho proceso, por el momento, no existe (en especial en un sistema complejo). No obstante, una característica general (de ingeniería) del proceso puede ser obtenida con ayuda de los ordenadores o las computadoras analógicas.

El análisis del proceso de resincronización se puede llevar a cabo empleando el método de las áreas, que en este caso puede dar una descripción (aunque aproximada pero bastante satisfactoria) de los fenómenos que transcurren. Más adelante se analizan las ecuaciones básicas que permiten realizar los cálculos y obtener con su ayuda una evaluación aproximada de las condiciones de la resincronización de los generadores o de las partes del sistema que funcionan fuera de sincronismo para unos u otros casos concretos.

Proceso de resincronización de los generadores sincrónicos que funcionan en un régimen asincrónico con una velocidad mayor que la sincrónica. La presencia de la excitación en una máquina que funciona fuera de sincronismo provoca, como se mostró arriba, pulsaciones del deslizamiento desde $s_{máx}$ hasta $s_{mín}$. Para cierto valor de la corriente de excitación el valor instantáneo del deslizamiento puede pasar por el cero. Disminuyendo la potencia del motor primario se puede aminorar el deslizamiento. El paso del deslizamiento por el cero indica que la energía cinética adicional del rotor se hizo igual a cero, y la potencia asincrónica desapareció, debido a que el generador entró al sincronismo.

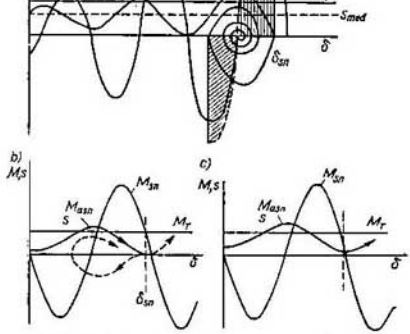


Fig. 14.25. Resincronización de un generador que se acerca al sincronismo por la excitación aumentada

El generador queda o no en el funcionamiento sincrónico en dependencia de cómo transcurre el proceso y de las correlaciones entre la potencia eléctrica P_{sn} que actúa después de que el generador entre al sincronismo y la potencia de la turbina P_T, así como también del ángulo δ, en el momento cuando el deslizamiento pasó por el cero. La condición $s = 0$ es necesaria, pero en la mayoría de los casos insuficiente para la resincronización.

Analicemos el proceso de resincronización empleando la correlación fundamental que se desprende del método de las áreas. De la fórmula (14.23) se deduce que el valor $s = 0$ surge cuando se cumple la condición

$$s_{med} = \sqrt{\frac{1}{T_J}\int_{\delta}^{\delta} \Sigma M d\delta}.$$

Esta condición puede ser satisfecha para diferentes valores del ángulo δ y para distintas correlaciones entre el momento sincrónico M_{sn} y el momento de la turbina M_T.

Supongamos que el aumento de la corriente de excitación, según se muestra en la fig. 14.25, *a* hace que crezca el momento de rotación sincrónico y provoca un incremento de las pulsaciones, del deslizamiento tal que el deslizamiento $s_{mín}$ pasa por el cero ($d\delta/dt = 0$). Este momento lo consideremos como el *surgimiento del régimen sincrónico, resincronización*, la que, sin embargo, puede ser no exitosa, si el generador de nuevo sale del sincronismo.

Las condiciones para la entrada al sincronismo se pueden establecer de las siguientes correlaciones sencillas. Supongamos que hasta el momento de la sincronización en el eje del generador actúa un momento de frenado excedente (si el generador giraba con una velocidad mayor que la sincrónica). Gracias a este momento el deslizamiento decrece. El momento excedente que predetermina el movimiento del generador en el régimen asincrónico se conforma de tres componentes: momento de la turbina, y momentos sincrónico y asincrónico:

$$\Delta M = M_T - M_{sn} - M_{asn}.$$

Debido a que para $s = 0$ el momento asincrónico es igual a cero (sin considerar las componentes dinámicas), la condición necesaria para entrar al sincronismo cuando $t = t_{sn}$ será

$$M_{sn} \geqslant M_T.$$

Si $M_{sn} > M_T$, la resincronización es exitosa (si no se considera la posibilidad de que se pierda otra vez el sincronismo en el proceso de las oscilaciones subsiguientes, lo cual se analizará más adelante). En este caso, durante el proceso de las oscilaciones provocadas por el momento sincrónico de signo variable, el deslizamiento se hace cero cuando existe un momento de frenado no compensado $\Delta M < 0$, a raíz de lo cual el deslizamiento cambia de signo y el ángulo δ comienza a disminuir. Este caso se muestra en la fig. 14.25, *a*.

La correlación $M_{sn} = M_T$ corresponde al caso crítico, cuando durante la entrada al sincronismo el generador alcanza una posición de equilibrio inestable. Cualquier perturbación pequeña, en dependencia del sentido de su influencia, conlleva ya sea a la disminución del ángulo

y una resincronización exitosa o bien al aumento de éste y salida del sincronismo. Este caso se muestra en la fig. 14.25, *b*.

Cuando la condición $M_{sn} \geqslant M_T$ no se cumple, la resincronización no tiene lugar, aunque el deslizamiento se aproxime tanto al cero que el régimen pueda considerarse como sincrónico. Cuando la resincronización fracasa, el ángulo δ continúa variando y a fin de cuentas se queda en el régimen asincrónico (fig. 14.25, *c*). De esta manera, la resincronización es posible para ángulos δ que satisfagan la condición $M_{sn} \geqslant M_T$.

El valor del ángulo δ_{sn} para el que surge la posibilidad de entrada al sincronismo va a estar tanto más cerca a 180° cuanto menor sea el momento de la turbina con respecto al momento sincrónico máximo. En el límite, para $M_T \approx 0$, la resincronización tiene lugar para ángulos cercanos a 180°. Además, como ya se indicó, cuanto más cerca esté el ángulo de sincronización

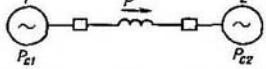


Fig. 14.26. Esquema de un enlace débil sin cargas intermedias

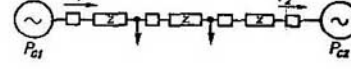


Fig. 14.27. Esquema de un enlace débil con cargas intermedias

a 180°, tanto mayor será la amplitud y el período de las oscilaciones que surgen después de entrar al sincronismo. Pero debido a que después de entrar al sincronismo el deslizamiento medio disminuye hasta cero, el regulador de velocidad de la turbina comienza a incrementar la entrada del portador energético, lo que hace que crezca el momento de la turbina. Esto conlleva al aumento de las áreas de aceleración y a la disminución de las áreas de frenado durante las oscilaciones, como resultado de lo cual es posible la salida del sincronismo en uno de los subsiguientes ciclos de oscilaciones.

Estos casos se denominan *resincronización fracasada*. Con frecuencia se puede evitar el fracaso de la resincronización, regulando debidamente la corriente de excitación durante el proceso de las oscilaciones. El crecimiento de la amplitud del momento sincrónico conlleva a que decrezca la amplitud de las oscilaciones, reduciéndose al mínimo la posibilidad de salida otra vez del sincronismo. El proceso de entrada al sincronismo analizado antes mediante el método de las áreas puede ser calculado por el método de los intervalos sucesivos, considerando obligatoriamente las características de las turbinas y los reguladores de velocidad instalados en ellas.

Las conclusiones prácticas importantes se reducen a lo siguiente:

1) cuando el momento asincrónico es pequeño, por ejemplo si el generador funciona a través de una línea larga, la marcha asíncrona y la entrada al sincronismo sucede siendo pequeño el momento de la turbina. En este caso, para evitar oscilaciones grandes y la resincronización no exitosa, ésta debe verificarse con una excitación disminuida o nula. Sólo después de que el generador se aproxime al deslizamiento ($s \approx 0$), es conveniente elevar la excitación para asegurar así una entrada tranquila al sincronismo con decrecimiento de la amplitud de las oscilaciones;

2) cuando el momento asincrónico es bastante grande (por ejemplo, si el generador funciona mediante una línea corta, resincronización de los turbogeneradores, motores, etc.), el proceso de resincronización en la mayoría de los casos es mejor realizarlo con una corriente de excitación grande;

3) después de la resincronización comúnmente es conveniente el aumento ulterior de la corriente de excitación, lo cual disminuye la amplitud de las oscilaciones;

4) la regulación reforzada de la excitación de una manera efectiva facilita el proceso de resincronización.

Resincronización de las partes del sistema unidas mediante un enlace débil. Anteriormente se indicó que también las partes del sistema débilmente enlazadas o ciertos sistemas pueden salir del sincronismo y después de una marcha asíncrona resincronizarse. Recordemos que *sistemas débilmente enlazados* son los sistemas enlazados por una línea de transmisión por la que se puede transmitir de un sistema a otro una potencia que no sobrepasa el 15—25% (según las condiciones de estabilidad estática) de la potencia del sistema menor. Un enlace débil entre sistemas puede ser una línea de transmisión que enlaza dichos sistemas (fig. 14.26), así como también una línea de transmisión que tiene una serie de cargas intermedias (fig. 14.27).

Para el análisis de la resincronización de los sistemas energéticos unidos mediante enlaces débiles, de manera aproximada, se supone que: a) la tensión en las cargas básicas de los sistemas energéticos (mas no en las cargas conectadas a la línea) es constante y la potencia consumida no varía; b) los reguladores de velocidad de las turbinas están ajustados de tal manera que el deslizamiento correspondiente al estatismo del sistema se establece sin que haya sobrerregulación.

Analicemos las condiciones de resincronización en el caso de un enlace débil para el esquema de los sistemas interconectados correspondiente a la fig. 14.26, suponiendo que la línea de transmisión tiene solamente la reactancia. Unos casos más complejos, por ejemplo cuando a la línea se le conectan cargas o cuando el enlace débil es una línea de transmisión con centrales eléctricas intermedias, aquí no se analizan.

En el estudio de la resincronización de dos sistemas concentrados unidos mediante un enlace débil cada uno de ellos se puede remplazar por un generador equivalente y emplear así las correlaciones deducidas para dos generadores de potencia conmensurable. Además, supongamos que durante la marcha asíncrona entre los sistemas en el interior de ellos no pueden haber oscilaciones grandes y pérdida de la estabilidad. Supongamos también que la potencia en el régimen anterior a la avería se transmite del sistema *1* al *2* (fig. 14.27). Cuando se desconecta la línea que une los sistemas, la frecuencia en el sistema *1* aumenta, y en el sistema *2*, disminuye conforme con las características estáticas de los sistemas. Después de una conexión asincrónica el deslizamiento permanente medio va a diferir muy poco del deslizamiento antes de la conexión, debido a que los momentos propios de los sistemas, predeterminados por la potencia de la carga, durante la marcha asíncrona permanecen prácticamente iguales a los que existían cuando funcionaban por separado, y los momentos asincrónicos en presencia del enlace débil no son significativos. Para los supuestos asumidos la resincronización se asegura en el caso de una conexión asíncrona con cualquier ángulo, si se cumple la condición *)

$$s_{\text{med.tol}} = \sqrt{M_{12}/T_{J\text{eqv}}} \geqslant \delta_{\text{med.per}} =$$

$$= (M_{T10} - M_{11} - M_{\text{asn1}})\,\sigma_1 + (M_{22} - M_{T20} - M_{\text{asn2}})\,\sigma_2. \qquad (14.25)$$

Asumamos que en (14.25) el subíndice 1 pertenece al sistema en el que la frecuencia es mayor; por potencia base se admite la potencia del sistema menor. Las magnitudes M_{11} y M_{22} consideran la carga y las pérdidas en la red. El estatismo de las partes del sistema (σ_1, σ_2) deben ser tomados considerando la reserva de potencia que se tiene en el sistema.

La constante mecánica equivalente es

$$T_{J\text{eqv}} = T_{J1}T_{J2}/(T_{J1} + T_{J2}).$$

Hay cierta probabilidad de la resincronización para un deslizamiento mayor que $s_{\text{med.tol}}$ pero menor que $2s_{\text{med.tol}}$. En el caso cuando el enlace débil es una línea de transmisión sin cargas intermedias, se puede simplificar el cálculo de las condiciones de la resincronización. Para hallar el deslizamiento medio permanente cuando entre los sistemas se tiene un enlace débil, se puede despreciar la influencia del momento asincrónico, ya que el mayor valor de éste constituye sólo el 2% del momento mutuo.

En una serie de casos se puede no tomar en consideración la variación del momento propio, debido a que aparecen pérdidas de la potencia en la resistencia de la línea. Para establecer estos casos comparemos los momentos propio y mutuo. El momento propio es

$$M_{11} = M_C + (E_1^2/z_{11})\,\text{sen}\,\alpha_{11} = M_C + M_p.$$

Comparemos el momento mutuo con el momento de las pérdidas:

$$M_p/M_{12} = E_1^2 z_{12}\,\text{sen}\,\alpha_{11}/(z_{11}E_1E_2) = E_1 z_{12}\,\text{sen}\,\alpha_{11}/(E_2 z_{11}). \qquad (14.26)$$

Como se ve de la fig. 14.22, $z_{11} = z_{12}$, $\alpha_{11} = \alpha_{12}$. También asumamos que $E_1 \approx E_2$. Considerando las igualdades indicadas, la fórmula (14.26) adquiere la forma

$$M_q/M_{12} = \text{sen}\,\alpha_{12}. \qquad (14.27)$$

Por consiguiente, cuando en el régimen anterior a la avería se transmite una potencia cercana a la límite, el error, al determinar el deslizamiento permanente, creado por el desprecio de la resistencia de la línea, se puede hallar según (14.27). Por ejemplo, para las líneas de 500—220 kV con conductores divididos, $\alpha_{12} \approx 6°$ y el error al determinar $s_{\text{med.Per}}$ sin considerar la resistencia no sobrepasa el 10%.

Analicemos las condiciones de resincronización para aquellos casos cuando se pueden despreciar las pérdidas en la resistencia de la línea. Como se deduce de la fig. 14.27, en el régimen anterior a la avería el balance de las potencias se determina mediante la fórmula

$$P = P_{12}\,\text{sen}\,\delta_{12} = P_{T10} - P_{11} = P_{22} - P_{T20}.$$

*) El cálculo de la resincronización se recomienda realizarlo con una reserva grande, osea asumir $K = 1$. Para calcular los ajustes de la protección que ejecuta la división (separación), se pueden tomar factores de reserva menores, ya que si la resincronización no tuvo lugar, el régimen asincrónico permanente va a transcurrir con un deslizamiento mayor que $s_{\text{med.tol}}$.

La ecuación de los momentos puede escribirse como

$$M = M_{12} \operatorname{sen} \delta_{12} = M_{T10} - M_{11} = M_{22} - M_{T20}, \qquad (14.28)$$

donde $M < M_{12}$.

Remplazando (14.28) en (14.25) y despreciando los momentos asincrónicos, obtenemos

$$\sqrt{M_{12}/T_{J\,eq\,v}} \geqslant M\,(\sigma_1+\sigma_2),$$

de donde

$$M/M_{12} \leqslant 1/[(\sigma_1+\sigma_2)\sqrt{M_{12}T_{J\,eq\,v}}]. \qquad (14.29)$$

De (14.29) se deduce que la disminución del momento mutuo permite asegurar la resincronización para las reservas de estabilidad estática menores en el régimen anterior a la avería. Además, para el momento M_{12} lo suficientemente pequeño la resincronización va a tener lugar inclusive después de que se pierda la estabilidad estática. Sin embargo, en este último caso después de la resincronización de nuevo se pierde la estabilidad estática, si no se limita la potencia transmitida por la línea. Lo expuesto se comprobó con ayuda de la simulación matemática, además durante las investigaciones se tuvieron en cuenta las características dinámicas de los reguladores de velocidad y el efecto de la carga sobre la frecuencia. Los resultados obtenidos mostraron que (14.29) da las condiciones de resincronización con una reserva, lo que se explica fundamentalmente por el hecho de que no se consideran las propiedades dinámicas de los reguladores de velocidad. Durante las investigaciones, para valores de M_{12} pequeños se observaron también restablecimientos temporales del sincronismo después de que se perdió la estabilidad estática.

* 14.8. Control de las transmisiones de corriente continua con el objetivo de aumentar la estabilidad dinámica y resultante

Es evidente que una regulación del flujo de potencia de las válvulas de la transmisión de corriente continua (TCC) puede eliminar el desbalance de potencia en el sistema energético más rapidamente que mediante la regulación de los generadores de corriente alterna. La potencia de la TCC, comúnmente, varía en función del deslizamiento de los generadores, y de esta manera se obtiene un sistema de regulación rápida que aumenta la estabilidad dinámica de los sistemas de corriente alterna y evita el embalamiento emergente de los generadores. La regularidad general es la siguiente: cuanto mayor sea la potencia de la TCC en el régimen inicial, tanto mayor será el aumento del nivel de la estabilidad dinámica. En caso de avería en el sistema energético transmisor de corriente alterna, el forzamiento de la TCC ayuda al frenado de los generadores cuando hay caída de potencia. Para aumentar la estabilidad dinámica del sistema receptor (en el caso de que sea necesaria la compensación de la energía de aceleración de los generadores del extremo receptor) se realiza el reverso de la potencia de la TCC.

Regulación cuando aumenta la potencia de la TCC. En la fig. 14.28 se muestra el ejemplo de un sistema con transmisiones paralelas de corriente continua y alterna. El sistema de regulación empleado para aumentar la potencia de la TCC se señala con las líneas interrumpidas. El sistema de regulación reacciona a la señal de disminución de la tensión durante las averías en el sistema de corriente alterna. Al aumentar la corriente de ajuste I_{d0} el regulador de corriente incrementa la corriente en la TCC.

En la fig. 14.29, donde se muestran las características angulares de la potencia del sistema presentado en la fig. 14.28. se asumieron las siguientes designaciones: P_0 es la potencia que circula por las líneas de transmisión de corriente alterna en el régimen normal; B_1, el área de frenado condicionada por la variación de la potencia de los generadores; P_d, potencia de la TCC en el régimen normal; δ_0, ángulo de divergencia de las f.e.m. en el régimen normal; δ_{desc}, ángulo de divergencia de las f.e.m. en el momento de desconectar el cortocircuito; $\delta_{máx}$, ángulo máximo correspondiente al límite de la estabilidad dinámica; A_1, baja de la energía del sistema de corriente alterna como consecuencia del cortocircuito (área

de aceleración); A_2, lo mismo, pero del sistema de corriente continua (P_d); B_2, frenado condicionado por el aumento de la potencia de la TCC.

Si la regulación no asegura un incremento rápido de la potencia de la TCC, o sea $B_2 = 0$, entonces de la fig. 14.29 se ve que las áreas de aceleración $A_1 + A_2$

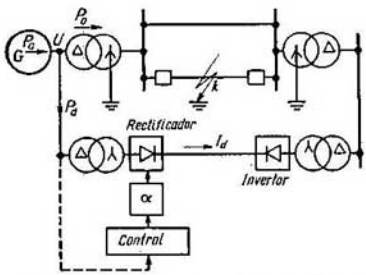


Fig. 14.28. Sistema eléctrico de potencia que contiene una transmisión de corriente alterna y una de corriente continua regulada:

P_G, potencia del generador; P_d, potencia de la TCC; P, potencia de la transmisión de corriente alterna; α, ángulo de abertura (control de la potencia de la TCC)

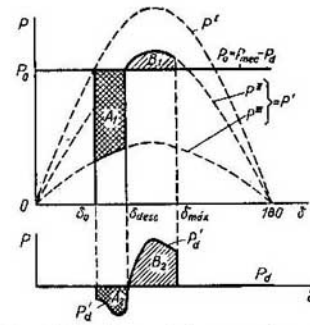


Fig. 14.29. Características angulares del extremo generador de la transmisión que contiene un generador y una línea de transmisión de corriente continua

se hacen mayores que el área de frenado B_1 y el generador G se acelerará. Para aumentar la estabilidad dinámica la potencia de la TCC debe ser aumentada de tal manera que

$$B_2 = (A_1 + A_2) - B_1. \tag{14.30}$$

Designemos por P' las características de la potencia durante el régimen transitorio P^{II}, P^{III} del generador, respectivamente por P_d, la característica transitoria de la TCC.

La ecuación (14.30) puede ser representada como

$$\int_{\delta_{desc}}^{\delta_{máx}} (P'_d - P_d)\, d\delta = \int_{\delta_0}^{\delta_{desc}} ([P_0 - P^{III}) + (P_d - P'_d)]\, d\delta - \int_{\delta_{desc}}^{\delta_{máx}} (P^{II} - P_0)\, d\delta. \tag{14.31}$$

La relación entre la potencia mecánica P_{mec} a la entrada y la potencia eléctrica P_G a la salida del generador la estableceremos de la siguiente manera. Introduzcamos una designación simbólica de la potencia al comienzo de la línea de transmisión de corriente alterna P'. Entonces para los regímenes normal y transitorio:

$$P_{mec} = P_G; \quad P'_G = P' + P'_d,$$

donde $P'_G = P^{II} + P'_d$ en el régimen posterior a la avería (de manera similar, $P'_G = P^{III} + P'_d$ durante la avería), o sea en caso general $P' = P^{II}$ o bien P^{III}.

Empleando estas interrelaciones (14.31) se escribe como:

$$\int_{\delta_{desc}}^{\delta_{máx}} P'_d\,d\delta = \int_{\delta_{desc}}^{\delta_{máx}} P_{mec}\,d\delta - \int_{\delta_0}^{\delta_{desc}} P'_G\,d\delta - \int_{\delta_{desc}}^{\delta_{máx}} P'\,d\delta. \qquad (14.32)$$

La variación de P'_d, o sea de la potencia de la TCC, se muestra en la fig. 14.30, donde $t_{desc} = t_s$ y t_d son el tiempo de duración del cortocircuito y el tiempo del proceso posterior a la avería, respectivamente. Cuando $t_d > 0{,}45$ s en el sistema regulado en estudio el aumento de la potencia de la TCC en lo sucesivo se puede considerar casi constante.

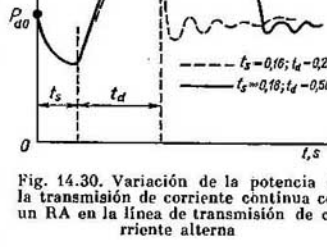


Fig. 14.30. Variación de la potencia de la transmisión de corriente continua con un RA en la línea de transmisión de corriente alterna

Si P'_d en (14.32) es constante, entonces (14.32) se transforma en la fórmula

$$P'_d \approx P_{mec}\frac{\delta_{máx}-\delta_0}{\delta_{máx}-\delta_{desc}} - \frac{1}{\delta_{máx}-\delta_{desc}} \times \times \left(\int_{\delta_0}^{\delta_{desc}} P'_G\,d\delta + \int_{\delta_{desc}}^{\delta_{máx}} P'\,d\delta\right). \qquad (14.33)$$

El incremento de la potencia $\Delta P_d = (P'_d - P_d)$ se halla de (14.33). Cabe subrayar que los valores convencionales P'_G y P' cambian en función del ángulo y el tiempo. De (14.33) se ve que si P'_G y P' tienen valores grandes durante las averías, o sea la disminución de la potencia a la salida del generador es pequeña, también el aumento de P_d puede ser insignificante.

Reverso de la potencia de la TCC. La estabilidad dinámica del sistema energético receptor (fig. 14.31) se determina de acuerdo con las características angulares de la potencia mostradas en la fig. 14.32. En el régimen normal la potencia mecánica entregada por el generador es $P_{mec} = P_G = P - P_d$. Durante un cortocircuito en el sistema de corriente alterna la potencia eléctrica suministrada por el generador disminuye: $P_G < P_{mec}$. Como consecuencia de esto el generador se acelera y puede salir del sincronismo. Su estabilidad puede aumentarse con la disminución de la potencia de la TCC o el reverso de su flujo de potencia. En la fig. 14.32 se muestran las áreas: de la energía de aceleración del generador (A_1), baja de la potencia de la TCC que crea la energía equivalente al frenado (A_2). Durante el reverso de la TCC surge el área B_2 que corresponde a la energía adicional de frenado. Según el método de las áreas,

$$B_2 = A_1 - A_2 - B_1. \qquad (14.34)$$

Sean P'_G, P', P'_d las potencias durante los procesos transitorios en el generador, línea de transmisión de corriente alterna y TCC, respectivamente. Entonces (14.34) se puede escribir en la forma

$$\int_{\delta_{desc}}^{\delta_{máx}} (P'_d + P_d)\,d\delta = \int_{\delta_0}^{\delta_{desc}} [(P_0 - P') - (P_d - P'_d)]\,d\delta - \int_{\delta_{desc}}^{\delta_{máx}} (P_0 - P')\,d\delta. \qquad (14.35)$$

Empleando las correlaciones $P_m = P_G = P - P_d$; $P'_G = P' - P'_d$ y (14.35) se puede escribir (14.35) de manera similar a (14.32), teniendo en cuenta que P'_d durante el cambio de δ desde δ_{desc} hasta $\delta_{máx}$ significa la potencia de reverso de

la TCC. Para aumentar la estabilidad dinámica del sistema receptor mostrado en la fig. 14.31, deben tenerse presentes las siguientes observaciones:

a) durante el cortocircuito en un SEP receptor la baja de la potencia de la TCC evita la aceleración del generador y garantiza la estabilidad dinámica;

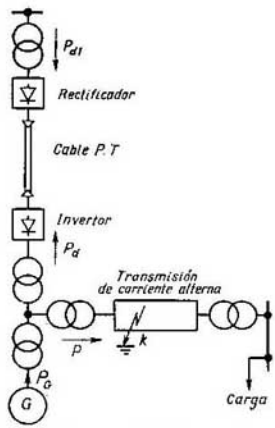


Fig. 14.31. Esquema del sistema conformado por transmisiones de corriente alterna y continua que alimentan simultáneamente una carga

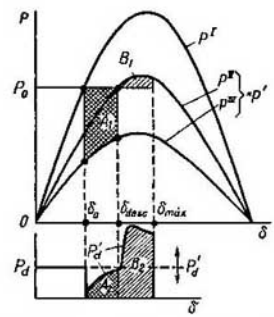


Fig. 14.32. Características angulares de la potencia cuando se controla la TCC en el sistema mostrado en la fig. 14.31

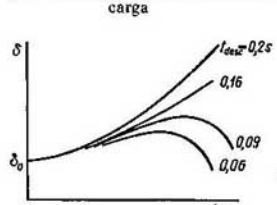


Fig. 14.33. Variación del ángulo durante un cortocircuito en el sistema presentado en el esquema de la fig. 14.31, sin control de la TCC

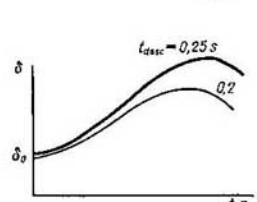


Fig. 14.34. Variación del ángulo durante un cortocircuito (fig. 14.31), cuando se controla la TCC

b) en caso de una disminución notoria de la potencia a la salida del generador durante un cortocircuito hay la necesidad de realizar el reverso del flujo de potencia de la TCC para evitar así la aceleración del generador.

La relación entre la variación del ángulo δ del generador y el tiempo de desconexión de la avería para el caso cuando no hay regulación de la TCC se ilustra en la fig. 14.33, *a* y en presencia de la regulación, en la fig. 14.34. De éstas se deduce que la regulación de la TCC mejora mucho la estabilidad dinámica.

Los cálculos de las variaciones de la potencia de la TCC se realizan según la fórmula

$$P_d = (K_1 E_1 \cos\alpha - R_1 I_d)\, I_d, \tag{14.36}$$

donde la corriente

$$I_d = K_1 E_1 \cos\alpha - E_{d2}/Z. \tag{14.37}$$

Aquí K_1 es un coeficiente que depende del esquema del rectificador: $E_1 = U_1$, la tensión por fase de la corriente alterna en el extremo transmisor; α, ángulo de regulación del rectificador; $R_1 = r_{rec}$, resistencia equivalente del rectificador; E_{d2}, tensión rectificada del invertor en marcha al vacío; $Z = Z_{eqv}$, impedancia del circuito de la corriente, que incluye la impedancia del rectificador y del invertor.

Sustituyendo (14.37) en (14.36), obtenemos

$$\left.\begin{aligned} P_d &= [(Z - R_1) K_\alpha E_1^2 + (2R_1 - Z) E_{d2} K_\alpha E_1 - R_1 E_{\alpha 2}^2]/Z^2; \\ P_{TCC} &= [(Z - r_{rec}) K_{rec} U_1^2 + (2r_{rec} - Z_2) U_2 K_{rec} U_1 - r_{rec} U_2^2]/Z_{eqv}^2, \end{aligned}\right\} \tag{14.38}$$

donde $K_\alpha = K_1 \cos\alpha$. Es evidente que K_α es una función α (al igual que K_{rec}) dependiente del $\cos\alpha$ y del esquema del rectificador.

Debido a que $Z > R_1$, $(Z - R_1) > (2R_1 - Z)$. De (14.38) se ve que en ausencia de regulación de la tensión rectificada del invertor E_{d2} la potencia P_d puede hacerse igual a cero cuando haya bajas profundas de la tensión en el sistema de corriente alterna.

* 14.9. Dispositivos adicionales para mejorar la estabilidad

Resistencia mediante la cual se pone a tierra el neutro del transformador. En las redes de alta tensión de los sistemas eléctricos de potencia de la URSS los neutros de los transformadores están puestos ciegamente a tierra. Si el neutro del transformador se conecta a tierra mediante una resistencia pequeña, que no aumenta notoriamente la tensión en el neutro, entonces las condiciones de funcionamiento del aislamiento no varían y la estabilidad de los sistemas durante cortocircuitos asimétricos se mejora notoriamente.

El aumento de la resistencia del shunt de avería, incluido en el esquema complejo, disminuye la baja de la caída de potencia durante el cortocircuito y, por consiguiente, mejora la estabilidad dinámica (fig. 14.35, *a*, *b*).

Si en el régimen normal la potencia máxima transmitida es $P_m^{I} = EU/x_{12}^{I}$, entonces durante la avería sin poner a tierra el neutro es

$$P_m^{III} = EU/x_{12}^{III},$$

donde

$$x_{12}^{III} = x_a + x_b + x_a x_b/x_\Delta \quad (\text{aquí } x_\Delta = x_{2\Sigma} + x_{0\Sigma}).$$

En el caso cuando el neutro se pone a tierra mediante una resistencia R_{T0}

$$P^{III} = E^2 y_{11}^{III} \operatorname{sen}\alpha_{11}^{III} + EU y_{12}^{III} \operatorname{sen}(\delta_{12} - \alpha_{12}^{III}),$$

donde y_{11}^{III} e y_{21}^{III} son las admitancias que incluyen la resistencia R_0; éstas se determinan según el circuito equivalente mostrado en la fig. 14.35, *c*.

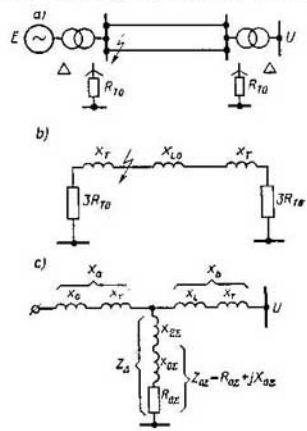


Fig. 14.35. Puesta a tierra del neutro de los transformadores mediante una resistencia:

a, circuito equivalente del sistema; *b*, circuito equivalente de la secuencia cero; *c*, circuito equivalente complejo del sistema para un cortocircuito monofásico

Trazadas las características P^{I}, P^{II}, P^{III}, con ayuda del método de las áreas se puede establecer que el sistema inestable como resultado de un cortocircuito monofásico y la desconexión del circuito con el neutro puesto ciegamente a tierra puede hacerse estable si la puesta a tierra

del neutro se realiza mediante una resistencia elegida adecuadamente. La conexión de la resistencia se refleja positivamente en la estabilidad, aumentando la amplitud de P_m^{III}.

Si para cierto valor de $R_0 = R_1$ la característica P^{III} pasa lo suficientemente cerca de la característica P^{II}, entonces la reserva de estabilidad del sistema prácticamente no va a depender de la duración de la avería y será la misma que en el caso de si se desconectara el circuito sin avería (fig. 14.36).

Cuando en el neutro del transformador hay una resistencia $R_0 > R_1$, la característica P^{III} pasa por arriba de la característica P^{II}. La disminución de la potencia durante el cortocircuito será menor que durante una desconexión instantánea. Analizando las correlaciones entre las

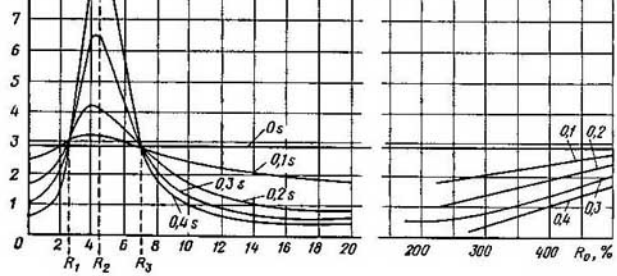


Fig. 14.36. Influencia de la resistencia del neutro de los transformadores en la reserva de la estabilidad dinámica de una transmisión eléctrica para diferentes tiempos de desconexión durante un cortocircuito monofásico

áreas de frenado y aceleración subsiguiente (después de terminado el cortocircuito), se puede cerciorarse de que para la duración del cortocircuito mayor el sistema será más estable. Dicho mejoramiento de la estabilidad tiene lugar hasta que el valor de la resistencia en el neutro llegue a un valor $R_0 = R_2$. Seguidamente el aumento de la resistencia en el neutro conlleva al decrecimiento de la amplitud de la característica P^{III}, debido a que disminuye y_{11}, y, por consiguiente, al desmejoramiento de la estabilidad.

Cuando el valor $R_0 = R_3$, la característica P^{III} de nuevo se aproxima a la característica P^{II}. Una vez más, como cuando $R_0 = R_1$, la estabilidad no va a depender del tiempo de desconexión del cortocircuito. El aumento ulterior de la resistencia en el neutro en un comienzo desmejora la estabilidad y luego, cuando las resistencias son grandes (equivalentes a la desconexión del neutro de la tierra), de nuevo la mejora, aproximándose al caso cuando el neutro del transformador no está puesto a tierra.

Al resolver el problema de la puesta a tierra de los neutros de los transformadores elevadores y reductores hay que tener presente que debido a que la reactancia de la secuencia cero en las líneas de transmisión es grande, la forma de cómo se ponga a tierra el neutro de los transformadores elevadores prácticamente no influye en la estabilidad si existen cortocircuitos a tierra al final de la línea de transmisión y, por el contrario, ejerce una influencia bastante grande si el cortocircuito tiene lugar al comienzo de la línea. Exactamente igual la puesta a tierra de los neutros de los transformadores reductores es esencial sólo para los cortocircuitos a tierra al final de la línea.

En este caso las pérdidas de potencia en la resistencia (mediante la que se pone a tierra el neutro) las cubren las centrales generadoras del sistema receptor. Si la constante de inercia de las centrales es pequeña puede suceder en vez del mejoramiento un empeoramiento de la estabilidad del sistema.

La puesta a tierra de los neutros mediante resistencias conlleva al aumento de la estabilidad también durante los cortocircuitos de dos fases a tierra, aunque en grado mucho menor que para los monofásicos. El valor óptimo de las resistencias para los cortocircuitos de dos fases a tierra es mucho mayor que para los monofásicos. La puesta a tierra de los neutros de los transformadores mediante reactancias, como regla, es menos efectiva que mediante resistencias.

Instalación para el frenado eléctrico de los generadores durante las averías. Para elevar la estabilidad durante los cortocircuitos simétricos, como es sabido, pueden emplearse resistencias que se conectan en serie o en paralelo con cualquier eslabón del sistema (fig. 14.37). Lo más efectivo es conectar las resistencias en paralelo con los generadores o transformadores de la central generadora. En este caso la acción de la resistencia de carga continúa también después de desconectado el cortocircuito, y en una serie de casos puede comenzar solamente después de haber desconectado el cortocircuito.

Si la potencia del sistema receptor es muy grande con relación a la potencia de la central generadora, entonces mediante las resistencias de carga se pueden obtener resultados favorables.

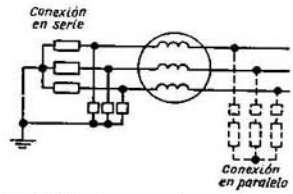


Fig. 14.37. Esquemas de conexión más sencillos de las resistencias de carga

Dispositivos especiales para la regulación de las turbinas. Arriba se analizó el mejoramiento de la estabilidad por medio de la absorción de la potencia excedente (desarrollada por el motor primario) en las resistencias de carga adicionales, las cuales se conectan cuando baja la potencia durante la avería o después de ésta. Sin embargo, el desbalance de potencia ΔP puede ser compensado de otro modo, disminuyendo la potencia del motor primario.

Si los reguladores de las turbinas no tuviesen inercia y todo el sistema de regulación de la turbina pudiese seguir los cambios de la potencia eléctrica variando, respectivamente, la potencia mecánica, entonces los momentos excedentes siempre serían eliminados y se excluiría la posibilidad de una pérdida de la estabilidad.

Los reguladores comunes de las turbinas no están en capacidad de resolver dicho problema. La presencia de la inercia, embrague y fricción en todos los elementos del sistema de regulación hacen que ésta tenga zona de insensibilidad y transcurra con cierto retraso. Durante las oscilaciones grandes los reguladores prácticamente no reaccionan al cambio de la velocidad, y las válvulas de la turbina (turbina de vapor) o el aparato guía (turbina hidráulica) permanecen casi inmóviles. Además, si el sistema de regulación permitiese cerrar pronto la entrada del portador energético, la disminución de la potencia de todas maneras no sería tan rápida. Cuando disminuye rápidamente la entrada del portador energético a una turbina hidráulica, surge el fenómeno del golpe hidráulico, y en una de vapor, la expansión del vapor en los espacios entre la válvula reguladora y la primera fila de toberas.

A pesar de las dificultades de influir sobre el motor primario, ya se han creado equipos experimentales-industriales que permiten ejercer la influencia adecuada y llevar la potencia del motor primario de acuerdo con la potencia eléctrica variable. Este problema se resuelve en dos direcciones: se crean nuevos reguladores de velocidad que permiten realizar la regulación necesaria que mejora la estabilidad estática y dinámica del sistema; se crean nuevos sistemas de regulación emergentes que mejoran solamente la estabilidad dinámica.

El perfeccionamiento de los sistemas de regulación de las turbinas de vapor modernas con recalentamiento intermedio del vapor permite emplear el control

del momento de rotación de la turbina en los regímenes de avería y posteriores a ésta en el sistema energético. De esta forma se aumentan sustancialmente los límites de la potencia transmitida por las líneas. En este caso como funciones de la regulación emergente de la turbina se incluyen:

—descarga rápida por corto tiempo en el momento cuando baja la carga del generador debido a un cortocircuito en la línea de transmisión, que permita evitar la salida de la unidad del sincronismo;

—limitación de la potencia de las unidades en el régimen posterior a la avería hasta un nivel que no sobrepase el límite de la estabilidad estática de la transmisión;

—garantía del paso a un nuevo régimen estacionario sin saltos y oscilaciones adicionales.

En una serie de casos la disminución emergente de la potencia de los bloques permite evitar la desconexión de éstos de la red. La regulación de la potencia de una turbina de vapor permite amortiguar las oscilaciones del rotor de la unidad en los procesos transitorios, lo cual puede tener en el futuro un gran valor práctico si en los sistemas energéticos se emplean turbogeneradores con devanados superconductores de excitación.

La regulación emergente de las turbinas de vapor da un efecto sustancial sólo en el caso si ésta se realiza en estrecha relación con la regulación de la excitación del turbogenerador (forzamiento de la excitación, desactivación de la excitación, amortiguamiento de las oscilaciones). Por esta razón, es necesaria una coordinación simultánea del control de la excitación del turbogenerador y la potencia mecánica de su turbina. Este control debe ser ejecutado de un dispositivo único de control complejo.

Empleo de los compensadores sincrónicos intermedios (de apoyo) **y los condensadores controlados para garantizar una capacidad de transmisión grande en las líneas de transmisión superdistantes.** Las transmisiones de energía a grandes distancias deben analizarse no sólo como líneas que sirven para transmitir la potencia de una central retirada al sistema receptor, sino que como elementos de una red de alta tensión unificada. Las transmisiones en este caso deben ejecutarse con dispositivos de compensación en paralelo. El CS o la FPR, como elementos de dichos dispositivos, son de bajo costo debido a que aseguran al mismo tiempo una capacidad alta de la transmisión, un enlace de los sistemas locales y mejoran la calidad del suministro eléctrico de las regiones aledañas.

Los CS o FPR intermedios, que se instalan en las subestaciones, deben garantizar el mantenimiento de la tensión en la línea durante los cambios del régimen de la transmisión, aumentando así su estabilidad. Los compensadores sincrónicos intermedios son en especial efectivos si en ellos se instalan reguladores automáticos de excitación sin zona de insensibilidad. En este caso la potencia de los compensadores sincrónicos puede ser igual a 0,6—0,8 de la potencia transmitida, lo cual hace dichos esquemas económicamente justificados y capaces de competir con otros medios empleados para el aumento de la estabilidad, por ejemplo, la compensación en serie de la reactancia de la línea mediante los compensadores estáticos. La disminución ulterior de la potencia instalada de los compensadores sincrónicos intermedios se puede conseguir eligiendo los dispositivos de regulación que sean más efectivos en cada caso concreto.

Los distintos compensadores que se instalan en las subestaciones intermedias dividen la línea en secciones independientes, manteniendo la tensión constante al comienzo y final de cada sección. Si la potencia de los compensadores sincrónicos es suficiente para asegurar la tensión constante en el punto de su conexión, entonces el límite de la potencia transmitida por toda la transmisión se va a predeter-

minar por el límite de la potencia de la sección que tiene la menor capacidad de transmisión (fig. 14.38). Esta última se halla como el producto de las tensiones en los extremos de la sección, dividido por su impedancia.

Cuando hay alteraciones bruscas del régimen, provocadas por cortocircuitos, los reguladores de excitación no pueden lo suficientemente rápido garantizar una tensión constante, lo que limita la potencia transmitida. En este sentido la compensación en serie tiene ciertas ventajas con respecto a los compensadores sincrónicos comunes, inclusive abastecidos de reguladores de excitación de acción reforzada, debido a que su efectividad se refleja instantáneamente, influyendo tanto en la estabilidad estática como dinámica.

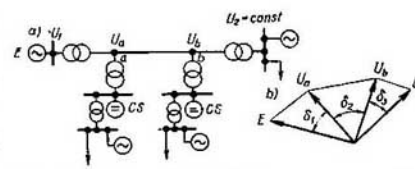


Fig. 14.38. Transmisión eléctrica con compensadores sincrónicos intermedios (CS) y fuentes de potencia reactiva (FPR)

a, esquema; *b*, diagrama vectorial

Enlaces de corriente continua (ECC). Los enlaces son transmisiones de energía a corriente continua (TCC) que se componen de los dispositivos de rectificación, inversión y de una línea de corriente continua de cualquier longitud l. Cuando $l > 0$ el enlace transmite energía a distancia y cumple una serie de otras funciones. Estas mismas funciones se cumplen cuando $l = 0$. A ellas pertenecen: 1) posibilidad de enlazar los sistemas (subsistemas, partes del sistema) que tienen frecuencias diferentes; 2) regulación rápida del flujo de potencia, incluyendo el cambio de su dirección; 3) decrecimiento del nivel de las corrientes de cortocircuito en los subsistemas que tienen ECC; 4) disminución de la influencia mutua entre los subsistemas enlazados y garantía en este sentido de los procesos transitorios (estabilidad) en todo el sistema. Las desventajas del ECC son las pérdidas de energía (más del 5% de la que pasa por el enlace), surgimiento de componentes armónicas en la tensión y, por consiguiente, en la corriente, necesidad de fuentes de potencia reactiva adicionales, alto costo de las instalaciones*) (0,06—0,10 millones de rublos por megavatio) y los gastos de explotación. Las ventajas indicadas más arriba de las funciones del ECC tienen, respectivamente, las siguientes alternativas:

1. Mantenimiento estricto de la frecuencia en los sistemas enlazados (subsistemas). Así, el sistema energético de Francia y otros sistemas europeos, sin tener ECC, funcionan exitosamente en paralelo, a condición de que las desviaciones de la frecuencia no sobrepasen de 0,01 Hz. Es preciso hacer la comparación de estas alternativas analizando las pérdidas causadas por la frecuencia de baja calidad en los consumidores. Sin embargo, pueden haber casos cuando el ECC no tiene alternativas. Son los casos cuando hay que unir sistemas que según se sabe de antemano, operan o pueden operar por cierto tiempo con distintas frecuencias. Por ejemplo, en el Japón (frecuencia 50 y 60 Hz), en EE.UU.—sistemas alejados que funcionan fuera de sincronismo, enlace entre los sistemas de la URSS y Finlandia en la ciudad de Vyborg, etc.
2. Regulación de las fuentes de energía y empleo de los transformadores con regulación bajo carga, en particular los regulados en paralelo.
3. Limitación de las corrientes de cortocircuito o refuerzo de los interruptores.
4. Refuerzo de la estabilidad gracias a una serie de medidas.

*) Según datos de publicaciones extranjeras.

del momento de rotación de la turbina en los regímenes de avería y posteriores a ésta en el sistema energético. De esta forma se aumentan sustancialmente los límites de la potencia transmitida por las líneas. En este caso como funciones de la regulación emergente de la turbina se incluyen:

—descarga rápida por corto tiempo en el momento cuando baja la carga del generador debido a un cortocircuito en la línea de transmisión, que permita evitar la salida de la unidad del sincronismo;

—limitación de la potencia de las unidades en el régimen posterior a la avería hasta un nivel que no sobrepase el límite de la estabilidad estática de la transmisión;

—garantía del paso a un nuevo régimen estacionario sin saltos y oscilaciones adicionales.

En una serie de casos la disminución emergente de la potencia de los bloques permite evitar la desconexión de éstos de la red. La regulación de la potencia de una turbina de vapor permite amortiguar las oscilaciones del rotor de la unidad en los procesos transitorios, lo cual puede tener en el futuro un gran valor práctico si en los sistemas energéticos se emplean turbogeneradores con devanados superconductores de excitación.

La regulación emergente de las turbinas de vapor da un efecto sustancial sólo en el caso si ésta se realiza en estrecha relación con la regulación de la excitación del turbogenerador (forzamiento de la excitación, desactivación de la excitación, amortiguamiento de las oscilaciones). Por esta razón, es necesaria una coordinación simultánea del control de la excitación del turbogenerador y la potencia mecánica de su turbina. Este control debe ser ejecutado de un dispositivo único de control complejo.

Empleo de los compensadores sincrónicos intermedios (de apoyo) y los condensadores controlados para garantizar una capacidad de transmisión grande en las líneas de transmisión superdistantes. Las transmisiones de energía a grandes distancias deben analizarse no sólo como líneas que sirven para transmitir la potencia de una central retirada al sistema receptor, sino que como elementos de una red de alta tensión unificada. Las transmisiones en este caso deben ejecutarse con dispositivos de compensación en paralelo. El CS o la FPR, como elementos de dichos dispositivos, son de bajo costo debido a que aseguran al mismo tiempo una capacidad alta de la transmisión, un enlace de los sistemas locales y mejoran la calidad del suministro eléctrico de las regiones aledañas.

Los CS o FPR intermedios, que se instalan en las subestaciones, deben garantizar el mantenimiento de la tensión en la línea durante los cambios del régimen de la transmisión, aumentando así su estabilidad. Los compensadores sincrónicos intermedios son en especial efectivos si en ellos se instalan reguladores automáticos de excitación sin zona de insensibilidad. En este caso la potencia de los compensadores sincrónicos puede ser igual a 0,6—0,8 de la potencia transmitida, lo cual hace dichos esquemas económicamente justificados y capaces de competir con otros medios empleados para el aumento de la estabilidad, por ejemplo, la compensación en serie de la reactancia de la línea mediante los compensadores estáticos. La disminución ulterior de la potencia instalada de los compensadores sincrónicos intermedios se puede conseguir eligiendo los dispositivos de regulación que sean más efectivos en cada caso concreto.

Los distintos compensadores que se instalan en las subestaciones intermedias dividen la línea en secciones independientes, manteniendo la tensión constante al comienzo y final de cada sección. Si la potencia de los compensadores sincrónicos es suficiente para asegurar la tensión constante en el punto de su conexión, entonces el límite de la potencia transmitida por toda la transmisión se va a predeter-

minar por el límite de la potencia de la sección que tiene la menor capacidad de transmisión (fig. 14.38). Esta última se halla como el producto de las tensiones en los extremos de la sección, dividido por su impedancia.

Cuando hay alteraciones bruscas del régimen, provocadas por cortocircuitos, los reguladores de excitación no pueden lo suficientemente rápido garantizar una tensión constante, lo que limita la potencia transmitida. En este sentido la compensación en serie tiene ciertas ventajas con respecto a los compensadores sincrónicos comunes, inclusive abastecidos de reguladores de excitación de acción reforzada, debido a que su efectividad se refleja instantáneamente, influyendo tanto en la estabilidad estática como dinámica.

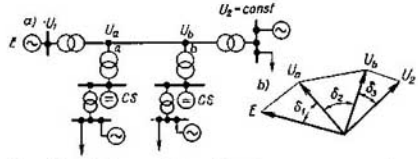


Fig. 14.38. Transmisión eléctrica con compensadores sincrónicos intermedios (CS) y fuentes de potencia reactiva (FPR)

a, esquema; *b*, diagrama vectorial

Enlaces de corriente continua (ECC). Los enlaces son transmisiones de energía a corriente continua (TCC) que se componen de los dispositivos de rectificación, inversión y de una línea de corriente continua de cualquier longitud l. Cuando $l > 0$ el enlace transmite energía a distancia y cumple una serie de otras funciones. Estas mismas funciones se cumplen cuando $l = 0$. A ellas pertenecen: 1) posibilidad de enlazar los sistemas (subsistemas, partes del sistema) que tienen frecuencias diferentes; 2) regulación rápida del flujo de potencia, incluyendo el cambio de su dirección; 3) decrecimiento del nivel de las corrientes de cortocircuito en los subsistemas que tienen ECC; 4) disminución de la influencia mutua entre los subsistemas enlazados y garantía en este sentido de los procesos transitorios (estabilidad) en todo el sistema. Las desventajas del ECC son las pérdidas de energía (más del 5% de la que pasa por el enlace), surgimiento de componentes armónicas en la tensión y, por consiguiente, en la corriente, necesidad de fuentes de potencia reactiva adicionales, alto costo de las instalaciones*) (0,06—0,10 millones de rublos por megavatio) y los gastos de explotación. Las ventajas indicadas más arriba de las funciones del ECC tienen, respectivamente, las siguientes alternativas:

1. Mantenimiento estricto de la frecuencia en los sistemas enlazados (subsistemas). Así, el sistema energético de Francia y otros sistemas europeos, sin tener ECC, funcionan exitosamente en paralelo, a condición de que las desviaciones de la frecuencia no sobrepasen de 0,01 Hz. Es preciso hacer la comparación de estas alternativas analizando las pérdidas causadas por la frecuencia de baja calidad en los consumidores. Sin embargo, pueden haber casos cuando el ECC no tiene alternativas. Son los casos cuando hay que unir sistemas que según se sabe de antemano, operan o pueden operar por cierto tiempo con distintas frecuencias. Por ejemplo, en el Japón (frecuencia 50 y 60 Hz), en EE.UU.—sistemas alejados que funcionan fuera de sincronismo, enlace entre los sistemas de la URSS y Finlandia en la ciudad de Vyborg, etc.
2. Regulación de las fuentes de energía y empleo de los transformadores con regulación bajo carga, en particular los regulados en paralelo.
3. Limitación de las corrientes de cortocircuito o refuerzo de los interruptores.
4. Refuerzo de la estabilidad gracias a una serie de medidas.

*) Según datos de publicaciones extranjeras.

De acuerdo con lo dicho, *se debe considerar un enlace (ECC) cuando* $l = 0$ *o bien* $l > 0$ *como un medio de control del régimen que se emplea en casos excepcionales especialmente argumentados.*

En los casos comunes cualquier sistema de corriente alterna por complejo que sea puede ser completamente controlable. Un empleo a gran escala de los enlaces, creando subsistemas con diferentes frecuencias dentro de un sistema unificado (interconectado), es incorrecto. No obstante, es posible que en el futuro a un sistema de corriente alterna desarrollado de superalta tensión con una frecuencia constante fija se le agregue una red de corriente continua, y en esta combinación los ECC encuentren su lugar. Este problema por el momento aún no se ha resuelto.

* 14.10. Medidas relacionadas con el régimen

Influencia del esquema del sistema. En la evaluación del esquema del sistema con frecuencia se opera con la noción «rigidez» del esquema como una de sus propiedades más importantes. La rigidez en cualquier punto nodal se caracteriza por una variación de la carga para la que los cambios de la fase y el valor de la tensión van a transcurrir en cierta magnitud asumida como la unidad. La rigidez depende de las impedancias relativas que enlazan los puntos nodales del sistema. *Cuanto más estrictamente se fijen los valores de la tensión* (y su fase) en los puntos nodales del sistema y *cuanto más estrechamente estén enlazados* entre sí *dichos puntos, tanto mayor será la rigidez* del sistema en total. Se sobrentiende que los nodos ubicados en las proximidades de las barras de potencia infinita tienen la mayor rigidez. Un esquema rígido tiene ventajas desde el punto de vista del mejoramiento de la estabilidad estática y de las condiciones de operación del sistema en el régimen posterior a la avería.

Una de las desventajas del esquema rígido es el aumento de la corriente de cortocircuito que puede conllevar a que la potencia del sistema pueda hacerse mayor que la de ruptura de los interruptores, lo que no es permisible. En estos casos es preciso seccionar los sistemas eléctricos de potencia o emplear interruptores con mayor capacidad de desconexión. Un esquema rígido puede causar ciertas dificultades en garantizar la estabilidad dinámica, por ejemplo durante la conexión a operación en paralelo de líneas de transmisión fuertemente recargadas; puede provocar dificultades sustanciales en el funcionamiento de las protecciones por relé y exigir el empleo de protecciones por relé más perfeccionadas.

De esta manera, la elección del régimen inicial de operación del sistema y el esquema de sus conexiones puede influir mucho en la estabilidad.

Esquemas de operación de los sistemas eléctricos de potencia. El esquema de conexiones de los sistemas eléctricos de potencia y de sus elementos influye considerablemente en los procesos transitorios y la estabilidad de los sistemas.

Esquemas de las transmisiones a largas distancias. Estos esquemas de manera esencial influyen en el carácter de los procesos transitorios y la estabilidad. Pueden dividirse en dos tipos:

transmisiones de gran potencia de tránsito, que transmiten la energía eléctrica desde una central alejada a un sistema consumidor;

enlaces entre sistemas (interconexiones), en los que los flujos de potencia pueden dirigirse tanto en un sentido como en otro, y los valores de dichos flujos son mucho menores que la potencia de los sistemas interconectados.

Los esquemas de las transmisiones a largas distancias se pueden dividir en líneas que son **puramente de tránsito,** no tienen salidas intermedias ni enlaces con los sistemas energéticos que se encuentran en las regiones por donde pasa dicha transmisión (fig. 14.39, *a*), y en líneas que tienen **subestaciones intermedias,**

enlazadas con los sistemas energéticos locales los cuales bien consumen potencia de la transmisión o bien suministran a ella una potencia excedente (fig. 14.39, *b*).

Las líneas de transmisión con salidas intermedias tienen ciertas ventajas en lo referente al aseguramiento de la estabilidad, ya que en las subestaciones intermedias se pueden instalar compensadores sincrónicos que garanticen el mantenimiento de la tensión en ciertos puntos «de apoyo» a lo largo de la línea y de esta manera mejorar la estabilidad.

Las líneas de transmisión pueden ejecutarse **en bloques** (fig. 14.39, *c*) o **enlazadas** (fig. 14.39, *d*).

Cuando la transmisión es en bloque la avería en la línea tiene que ver tanto con la misma línea como con todos los generadores a ella conectados, o sea con toda la unidad (bloque). La potencia de una unidad con línea de transmisión no debe

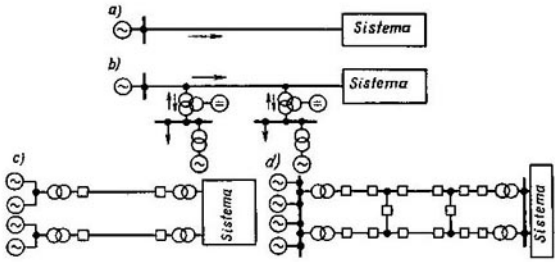


Fig. 14.39. Esquema de ejecución de las transmisiones eléctricas principales:
a, sin tomas intermedias; *b*, con tomas intermedias; *c*, de bloque; *d*, enlazado

ser mayor que la de reserva del sistema, ya que de lo contrario en el régimen posterior a la avería (después de que salga el bloque) el funcionamiento normal del sistema se hace imposible: en éste comienza a bajar la frecuencia, surge el peligro de perder la estabilidad estática, después de lo cual hay que desconectar parte de los consumidores y, posiblemente, separar el sistema en partes que funcionen fuera de sincronismo.

Cuando la transmisión es enlazada la avería en cualquiera de las líneas en paralelo va seguida solamente de la desconexión de la sección averiada, y por las demás secciones de la línea se puede transmitir toda la potencia de la central alejada.

La ventaja del esquema de bloque es que la solución del problema de la estabilidad dinámica se simplifica sustancialmente. El cortocircuito en el punto más desventajoso, o sea en las barras de la central de suministro (al comienzo de la línea de un bloque), no se siente en el segundo bloque de la central y, por consiguiente, en este caso no se necesitan medidas especiales para conservar la estabilidad dinámica de dicho bloque. Los generadores del primer bloque de todas formas se desconectan y, por tanto, el problema de su estabilidad dinámica no aparece. En caso de cortocircuitos en las barras del sistema receptor, las condiciones de estabilidad dinámica de los generadores del segundo bloque son menos difíciles. Sin embargo, el mejoramiento de la estabilidad dinámica se logra a costa de la pérdida de una parte de los generadores en la central de suministro. El empleo

del esquema de bloque tropieza también con ciertas dificultades relacionadas con la conexión de bloques de líneas independientes al sistema receptor.

En el análisis de los esquemas de conexiones de las líneas de transmisión tiene cierta importancia el problema acerca de los puntos donde se conecta la carga con una u otra característica. La conexión de la carga a las barras de la central alejada que transmite mayor parte de la potencia al sistema puede influir notoriamente en la estabilidad de la transmisión. Así, para una regulación reforzada de la excitación de los generadores de la central de suministro, se agregan ciertas exigencias a la conexión de los transformadores de corriente, de los cuales se alimentan los elementos de medición del RAE.

Por consiguiente, la presencia de cargas en unos u otros sitios, su valor y la posibilidad de cambios, agregan ciertas exigencias a las condiciones de regulación e influyen en el carácter de los procesos transitorios.

Separación (división) de los sistemas eléctricos de potencia como medio para conservar la estabilidad dinámica. La separación de los sistemas eléctricos de potencia en partes que funcionan fuera de sincronismo puede considerarse como una medida que previene la pérdida de la estabilidad dinámica del sistema. No obstante, la separación del sistema en partes, incluso en condiciones de avería, es extremadamente indeseable, ya que la separación conlleva a una debilitación de todo el sistema y además a que en ciertas partes del sistema aparezca un déficit de potencia, y disminuyan la frecuencia y la tensión. La separación del sistema se puede recomendar sólo en aquel caso cuando es el único medio de conservar la estabilidad dinámica. Además, en cada sistema eléctrico de potencia, de antemano, se deben establecer los puntos en los que la separación del sistema se puede realizar con el menor daño.

En calidad de método para restablecer el régimen normal e interconectar las partes del sistema separadas, en los últimos tiempos, a gran escala, se comienza a emplear la reconexión automática sin control del sincronismo (RAsCS).

Influencia de la reserva de potencia y de su distribución en el sistema sobre los procesos transitorios y la estabilidad. Las condiciones de un funcionamiento confiable de los sistemas energéticos requieren cierta reserva tanto en las centrales eléctricas, como en los distintos equipos de las redes eléctricas.

En el carácter del proceso transitorio en primer orden influye la reserva en la central, cuyo valor se refleja en el nivel de estabilidad del sistema y en los valores de las corrientes de cortocircuito. La reserva en las centrales se compone de las reservas **de avería, carga (de frecuencia) y reparación.** Desde el punto de vista del efecto en los procesos transitorios representa interés solamente la reserva caliente de avería, necesaria para evitar la desintegración del sistema cuando inesperadamente salen de operación ciertas unidades o líneas de transmisión de gran potencia.

La reserva mínima necesaria se predetermina por la probabilidad de las averías más perjudiciales y depende del esquema del sistema, método de regular la excitación y de la descarga automática del sistema. Así, por ejemplo, los reguladores automáticos de excitación aumentan la reserva de potencia reactiva, permitiendo así un régimen de sobrecarga gracias al forzamiento de la excitación, el cual es permisible en el transcurso de cierto tiempo.

La presencia de una reserva de la potencia activa en los generadores mejora tanto la estabilidad estática como dinámica del sistema, asegurando la operación de los generadores con ángulos de desfasaje δ pequeños. Al contrario, obtener una reserva de potencia reactiva a costa de que los generadores en el régimen inicial no asuman completamente la carga de potencia reactiva quiere decir desmejorar la estabilidad, ya que en este caso el funcionamiento transcurre con una corriente

de excitación disminuida y, por consiguiente, con ángulos iniciales más grandes.

La distribución de la reserva y de los flujos de potencia activa intercambiada tiene una gran importancia en los sistemas energéticos modernos cuando existe la regulación automática de su frecuencia. En las centrales hidroeléctricas se emplea el regulador de velocidad y frecuencia electrohidráulico, en el que los canales de tratamiento de la influencia, según la frecuencia y potencia, están separados, y las funciones del tratamiento informativo de las señales de entrada y la amplificación de las influencias reguladoras están delimitadas. De esta manera aumenta la sensibilidad y rapidez del regulador que está dispuesto a tomar parte en la regulación global de la potencia activa en el sistema.

Una participación efectiva de los hidrogeneradores en la regulación global de la frecuencia y potencia del sistema la asegura el segundo escalón de la estructura jerárquica. Consiste en el control por grupos de las unidades de la CHE, que recibe el plan de potencia (gráfica de carga), correcciones operativas y no planificadas de la carga, señales de los dispositivos del sistema y los reguladores, oscilaciones de la frecuencia en el sistema energético y conforme al algoritmo asumido varía la carga dada mediante el regulador electrohidráulico primario de las unidades hidráulicas.

Los sistemas de control se desarrollan de manera «vertical», perfeccionando la regulación de procesos integrantes y, al mismo tiempo, de manera «horizontal», mejorando el enlace entre los distintos dispositivos y reguladores. Esto conlleva a que surgen **equipos unificados complejos de control** que emplean ordenadores, estructuras variables, dependencias funcionales, etc. La conjugación de los reguladores da ventajas de tipo estructural, condicionadas por el empleo común de los convertidores de medición, circuitos de protección y alimentación, y permite aumentar la efectividad y calidad de los procesos de control, empleando los enlaces cruzados de los circuitos de regulación cuando hay una coordinación mutua de las influencias del control.

Las estructuras y aparatos unificados en caso de la construcción compleja del sistema automático de las unidades y el aumento de los enlaces horizontales entre los circuitos son garantizados por la radioelectrónica moderna, primero que todo, por los circuitos integrados y analógicos.

Desconexión de una parte de los generadores o reactancias como una medida para aumentar la estabilidad del sistema. La disminución de la potencia activa generada, para una corriente de excitación dada, en cierto sentido es similar al surgimiento de una reserva de potencia activa. Así, si durante el paso dinámico en el proceso de una avería o en el régimen posterior a ésta se desconecta una parte de los generadores, entonces las condiciones de estabilidad del resto de generadores se mejoran. La desconexión de una parte de los generadores puede ser un medio para sincronizar centrales que salieron del sincronismo (resincronización).

Como una medida para mejorar la estabilidad dinámica puede ser la desconexión de una parte o de todas las reactancias de derivación (de shunt). Las reactancias en derivación (shunt) descargan los generadores de la potencia reactiva capacitiva y les dan la posibilidad de operar con una f.e.m. alta. Al mismo tiempo la presencia de las reactancias en derivación conlleva al crecimiento de la impedancia mutua entre la central y el sistema receptor, lo que se manifiesta negativamente en la estabilidad. Comúnmente la influencia positiva (aumento de la f.e.m.), cuando hay reactancias, es mucho mayor que su influencia negativa (aumento de la impedancia mutua).

Si en el régimen normal se desconectan las reactancias en derivación, hay que disminuir inmediatamente la f.e.m., ya que en la línea de transmisión y en los transformadores elevadores aparecen tensiones altas no permisibles. En el ré-

gimen de avería o posterior a ésta, cuando la tensión en la transmisión está disminuida, la desconexión de las reactancias mejora notoriamente la estabilidad, debido a que se hace menor la impedancia mutua del sistema hasta su valor normal.

Subrayando la posibilidad de mejorar la estabilidad mediante la desconexión de una parte de los generadores o reactancias, es necesario notar que de todas maneras el empleo de esta medida es menos deseable que de otras. La desconexión de los generadores causa el decrecimiento de la potencia transmitida y crea la necesidad de sincronizar y aumentar la potencia en las máquinas conectadas. La desconexión de las reactancias comúnmente influye relativamente poco, pero al mismo tiempo es conocido el peligro de aumento de la tensión y surge la necesidad de una reconexión rápida durante el establecimiento del régimen normal, lo cual obliga a considerar esta medida como adicional.

Control de la carga. Descarga automática. La desconexión de una parte de los consumidores, o sea la descarga automática del sistema, realizada en dependencia del nivel de frecuencia y de tensión en el sistema, considerando la dinámica de variación de la frecuencia, es un medio bastante efectivo para mejorar la estabilidad durante averías graves. Todos los dispositivos que controlan la carga se incluyen en el grupo común de los dispositivos para la prevención automática de la pérdida de la estabilidad (PAPE). Los métodos para evitar la pérdida de la estabilidad son muy variados. Así, cuando disminuye el nivel de la estabilidad estática se puede por cierto tiempo disminuir la carga o, a distancia, desconectar inmediatamente una parte de ella; el segundo método se emplea como un medio efectivo para luchar contra la aparición del alud de tensión. La desconexión automática de una parte de la carga (DAF) se emplea ampliamente (en el sistema energético interconectado de la URSS a ella está conectado el 60%) para limitar el descenso de emergencia de la frecuencia y eliminar el peligro del alud (véase cap. 11). La DAF se divide en las siguientes categorías básicas:

DAF I, opera para 46,5—48,5 Hz con intervalos de 0,1—0,3 s, con escalones de operación de 0,1 Hz, evita la baja profunda de la frecuencia;

DAF II, restablece la frecuencia hasta su valor normal, si ésta queda por mucho tiempo disminuida, también sirve como dispositivo de reserva si surge un déficit adicional de potencia activa, lo cual es en especial importante durante una avería que se desarrolla en forma escalonada (en cascada);

RAPF (reconexión automática por frecuencia), restablece el suministro a los consumidores desconectados por acción de la DAF.

Al mismo tiempo puede emplearse la descarga automática «por tensión» (cuando ésta disminuye). En vez de desconectar los consumidores se puede disminuir la tensión suministrada, lo que se logra mediante la conmutación de las tomas en los transformadores. Los consumidores que tienen equipos de válvulas, al igual que transmisiones mediante corriente continua (TCC), pueden controlarse, prácticamente de inmediato, mediante sus ángulos de abertura y gracias al aumento o la disminución de la potencia (de la misma manera que la potencia de la TCC), mejorar el régimen del sistema eléctrico de potencia.

Estabilidad resultante. Funcionamiento de las máquinas en los sistemas eléctricos de potencia con deslizamientos grandes. El generador sincrónico que salió del sincronismo comienza a funcionar como asincrónico con una velocidad que es un tanto mayor que la sincrónica. En este caso él puede suministrar hasta el 60% de su potencia nominal. Mediante la influencia en el motor primario y la excitación, los generadores que salieron del sincronismo pueden ser regresados al sincronismo después de unas cuantas vueltas del rotor (5—20). Estos regímenes se emplearon ampliamente en los años 40—50, evitándose así interrupciones del suministro de energía eléctrica mientras aumentaba la potencia, y realizándose la

conexión a la red del turbogenerador. De esta manera, la estabilidad resultante se convirtió en una medida para aumentar la confiabilidad de operación del sistema.

Sin embargo, el incremento de la extensión de las redes, su complejidad y la influencia peligrosa del régimen asincrónico sobre los generadores (en especial los que tienen un índice de utilización alto) y, lo que es muy importante sobre otras partes del sistema, conllevaron a la necesidad de tratar este régimen con mucho cuidado. Se recomienda sólo después de hacer un examen minucioso de si es permisible o no. Una alternativa a dicho régimen es el empleo, en todas las interconexiones entre sistemas y en los enlaces interiores, de los dispositivos automáticos LARA (liquidación automática del régimen asincrónico), los cuales establecen las partes del sistema que funcionan fuera de sincronismo y las desconectan. La LARA, que se caracteriza por un índice alto de operaciones correctas (93—94%), se emplea en la actualidad en calidad de reserva cuando se realiza la estabilidad resultante.

La posibilidad de permitir el régimen asincrónico debe ser probada tanto por las condiciones de funcionamiento del generador, como por las condiciones de balance de la potencia reactiva, oscilaciones de la tensión y por las condiciones de funcionamiento de las protecciones.

Preguntas de control

14.1. ¿Qué es el régimen asincrónico, o la marcha asíncrona?

14.2. ¿Cómo cambia el ángulo δ durante la marcha asíncrona del generador con respecto a las barras de tensión constante?

14.3. ¿En qué consisten los supuestos básicos asumidos cuando se determinan las características del régimen del sistema más sencillo, siendo asincrónica la velocidad de rotación de sus generadores?

14.4. ¿Qué componentes tiene el momento de rotación de una máquina sincrónica que funciona, en paralelo con un sistema de potencia infinita, a una velocidad diferente de la sincrónica?

14.5. En una transmisión que tiene solamente reactancia ¿puede diferenciarse la potencia activa al comienzo de la transmisión de la potencia al final?

14.6. ¿Cómo por un generador se remplaza un grupo de generadores al estudiar regímenes asincrónicos?

14.7. ¿Cuáles son las causas del surgimiento de los regímenes asincrónicos?

14.8. ¿Para qué velocidad y qué deslizamiento el generador sincrónico funciona como un generador asincrónico o como un motor?

14.9. ¿Cómo varía el momento de rotación (electromecánico) de la máquina sincrónica durante la marcha asíncrona?

14.10. Explique el sentido de cada uno de los términos en las ecuaciones (14.13) y (14.14).

14.11. ¿Cómo calcular el momento asincrónico de una máquina sincrónica alejada eléctricamente de unas barras de tensión (asumida como constante) en la impedancia z_{12}, si se conoce el momento cuando ésta se conecta directamente a las barras de dicha tensión?

14.12. ¿Qué se entiende por características estáticas y dinámicas durante la marcha asíncrona?

14.13. ¿Cuál puede ser la causa de aparición de oscilaciones crecientes en un generador que opera una red con una resistencia considerable?

14.14. ¿Qué es el amortiguamiento negativo? ¿En qué casos surge y a qué conlleva? ¿En qué difiere del positivo?

14.15. ¿En qué consiste el criterio de la resincronización y para qué supuestos se obtiene?

14.16. ¿Cómo transcurre la entrada al sincronismo de un generador que funciona fuera de éste?

14.17. Explique cómo sucede el proceso de entrada al sincronismo, mostrado en la fig. 14.22.

14.18. ¿En qué consisten las peculiaridades de la resincronización de las partes del sistema unidas mediante un enlace débil?

14.19. ¿Qué es la pérdida secundaria de la estabilidad y a causa de qué puede suceder?

14.20. Explique el transcurso del proceso mostrado en la fig. 14.23, casos *a* y *b*, comparándolos mutuamente. Lo mismo en la fig. 14.25, *a*, *b*.

14.21. ¿Qué es la estabilidad resultante? ¿Cuáles son las vías prácticas para su realización? ¿Cómo probar que es permisible? ¿Cuál es, aproximadamente, el orden de cálculo y sus particularidades?

14.22. ¿Por qué indicios, estando al tablero de mando o en la sala de máquinas, se puede saber que el generador dado se encuentra en una marcha asíncrona?

14.23. ¿Cómo cambian la potencia activa y la tensión en las barras de un generador que funciona fuera de sincronismo?

14.24. ¿En qué consiste el peligro del régimen asincrónico para los generadores que funcionan fuera de sincronismo y para el sistema donde éstos operan?

14.25. ¿Cómo varían las características y los parámetros de los elementos del sistema durante el régimen asincrónico (de los generadores, motores primarios, carga, líneas de transmisión)?

14.26. ¿Para qué supuestos básicos se calcula el régimen asincrónico y la resincronización de un generador que funciona fuera de sincronismo o parte del sistema?

14.27. ¿Cómo cambia el régimen del generador sincrónico después de perder la excitación (desconexión de la excitatriz)?

14.28. ¿Cómo transcurre el proceso de salida del sincronismo de un generador sincrónico durante la pérdida de la estabilidad estática (sobrecarga)?

14.29. ¿Cómo transcurre el proceso de salida del sincronismo del generador sincrónico durante la pérdida de la estabilidad dinámica?

Temas para las ponencias

1. Comportamiento de la turbina de vapor durante la marcha asíncrona.
2. Comportamiento de la turbina hidráulica durante la marcha asíncrona.
3. La carga del sistema durante la marcha asíncrona.
4. Condiciones completas (necesarias y suficientes) de la resincronización.
5. Estabilidad resultante y su empleo.

Apéndices

Apéndice 1. Averías en los sistemas eléctricos de potencia

Al igual que toda edificación técnica, el sistema eléctrico de potencia por cualquier causa puede pasar a un estado anormal (régimen), de avería. Este estado, que en lo sucesivo se denomina avería, para el sistema energético se caracteriza por las variaciones de los parámetros del régimen, que en una serie de casos son permisibles sólo por corto tiempo. Así, cambian en límites inadmisibles los flujos de potencia, tensiones, corrientes, frecuencia, surge el funcionamiento asincrónico de los generadores. La avería puede afectar solamente uno o varios elementos del sistema, los cuales, al ser desconectados, permiten hacer avería de tipo local. Sin embargo, la avería puede abarcar todo el sistema (o una gran parte de éste), o sea se convierte en una avería del sistema (global), la cual ejerce una influencia negativa en la vida de una parte o todo el país.

Tales averías del sistema sucedieron, por ejemplo, en los EE.UU. en el año 1965, cuando durante 14 horas fueron desconectados los consumidores con una potencia de 40—50 millones de kW, en Italia en el año 1978, cuando durante una hora se dejó de suministrar más de 25 millones de kW, en el año 1978 en Francia, donde la potencia de los consumidores que perdieron el suministro sobrepasó los 30 millones de kW, o sea, aproximadamente el 75% de toda la carga del sistema eléctrico interconectado (SEI) de Francia. La energía que no se suministró por más de 10 horas que se prolongó la avería fue, aproximadamente, de 100 millones de kW·hora. La causa fundamental del desarrollo consecutivo de una avería tan grave fue tanto la insuficiencia del control jerárquico y la ausencia de coordinación en el funcionamiento de la DAF y los dispositivos automáticos (entre ellos los de tensión mínima), como el personal de turno, que no tomó una serie de medidas para hacer menos grave la avería, en particular, no dio la orden para desconectar la carga en una serie de regiones. En Yugoslavia en 1980 sucedió una avería del sistema, durante la cual un 70% (de la potencia) de los consumidores quedaron sin suministro de energía eléctrica (cierta parte de ellos por unas cuantas horas). Para restablecer el funcionamiento del sistema energético se requirió una potencia de 900 MW suministrada por los países vecinos. En 1981 en el sistema energético de México sucedió una avería del sistema que abarcó la ciudad de México y toda la parte central y sur del país. La causa de la avería fueron los daños en los equipos de dos centrales eléctricas, en una CHE y, prácticamente, al mismo tiempo en una CTE. La interrupción completa del suministro se prolongó cerca de 3 horas.

En los últimos 10—15 años han sucedido muchas averías de los sistemas en distintos países. En especial fue grave la avería que sucedió en los EE.UU. en la región de Nueva York en el año 1977, cuando toda la región estuvo sin energía eléctrica durante 25 horas.

Las averías del sistema no son sencillamente fallas técnicas, son una desorganización completa de la producción, transporte, funciones sociales (domésticas) de millones de habitantes que se abastecen de dicho sistema. Las averías con la desconexión del sistema provocaron averías en los ascensores, metro, el transporte ferroviario, dejaron de funcionar los aeropuertos. Las averías no solamente paralizaron el servicio a la población, sino que provocaron gran cantidad de víctimas.

Una avería del sistema es una catástrofe en la vida de todo el país. Las averías del sistema siempre surgen como averías pequeñas de tipo local. En un sistema energético grande tiene lugar cada año cientos *) de averías locales, pero sólo varios por ciento de éstas se convierten en averías del sistema, las demás se localizan o se eliminan mediante los dispositivos automáticos.

Las averías en los equipos electrotécnicos fundamentales (datos aproximados) transcurrieron debido a daños en los siguientes elementos (en % del número total, o sea 100%): generadores, 8; compensadores sincrónicos, 5; transformadores, 12; interruptores, 6; desconectadores, 3; transformadores de medición, 1; dispositivos complejos de distribución (DCD), 6; torres, 7; conduc-

*) En el SEI de la URSS anualmente se registran cerca de 300 averías de este tipo, las cuales provocan el funcionamiento de los dispositivos automáticos de descarga y separación y la operación de la DAF: véase: *Управление мощными энергообъединениями/Н. Воронай, В. Ершевич, Я. Лугинский* и др. Под ред. *С. Совалова*, — М.: Энергоатомиздат, 1984. (Control de las interconexiones de gran potencia/*N. Voropai, V. Ershévich, Ya. Lugulnski* y otros; Bajo la redacción de *S. Soválov*).

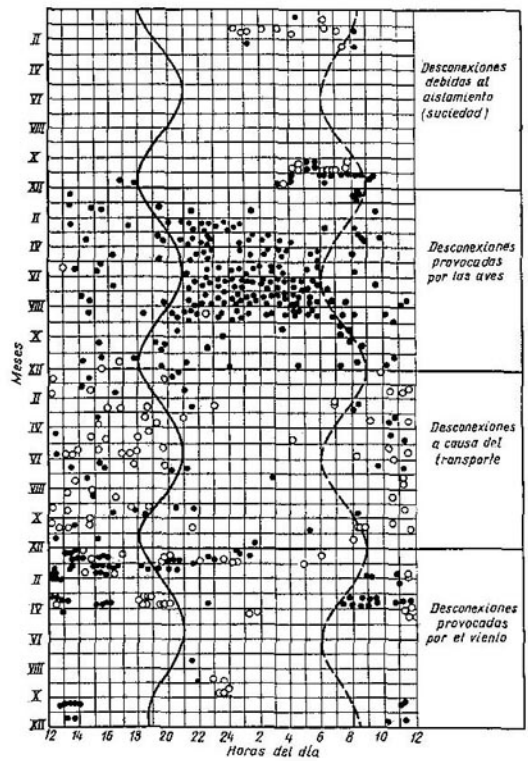


Fig. A1.1. Distribución de las desconexiones con la causa establecida exactamente según la hora del día y del tiempo del año:

●, desconexión con una RA exitosa; ○, desconexión con una RA no exitosa; — — — — —, salida del sol; ——, puesta del sol

tores de las líneas, 36; aislamiento en las líneas, 8, y también: como consecuencia de una operación errónea de los dispositivos de protección por relé y automáticos, 3; acciones erróneas del personal, 5.

Sucedieron averías en los generadores debidas a defectos de fábrica, 65%, alteraciones en la explotación (sobretensiones, etc.), 35%; en los transformadores, aproximadamente, la misma cantidad de averías debidas al envejecimiento del aislamiento y defectos de explotación.

Las averías en las líneas de transmisión aéreas fueron provocadas por las siguientes causas (en % del número total, o sea 100%):

—daños en las torres: por defectos de montaje, 9,0; fenómenos accidentales (vientos fuertes, heladas), 14,5;

—daños en los conductores de las líneas: por envejecimiento, 5,0; daños causados por el camión de grúa, 10,5; fenómenos accidentales (vientos fuertes, nieve, heladas), 43;

—**daños en los aislantes de las líneas**: por defectos de montaje, 5; tormentas, 5; heladas, 3.

Todos estos datos son aproximados, son los promedios en un período de tiempo (1 año) y sus valores varían en los diferentes años, meses, horas del día. Así, en la fig. A1.1 se muestra una distribución típica de las causas de las desconexiones en las líneas de 110—220 kV, obtenida para uno de los sistemas energéticos en el territorio de la URSS *). El desarrollo de una avería local y la posibilidad de que se convierta en una avería del sistema en forma general se muestra en la fig. A1.2, donde en calidad de averías primarias se indican tres: **daño sencillo**, un cortocircuito común, **daño complejo**, cuando al mismo tiempo tienen lugar varias fallas (por ejemplo, cortocircuitos simultáneos como resultado de heladas, huracanes, etc.) y **pérdida de la potencia de generación**. Por ejemplo, una avería grande en el sistema del sur de los EE.UU. comenzó con el incendio de dos barriles con combustible, lo cual provocó un incendio y la desconexión de tres líneas con tensión de 345 kV. Como consecuencia de esto, el sistema con una carga de 2 GW se desintegró en subsistemas, y fueron desconectados por completo 450 000 consumidores, entre ellos 7300 empresas industriales. El suministro eléctrico fue restablecido pasadas 7 horas de comenzada la avería. Se sobrentiende que se pueden establecer todas las causas, analizando la avería en forma generalizada (fig. A1.2). En el desarrollo del esquema mostrado en la fig. A1.3 se muestra la gráfica de los pasos de una etapa de la avería a otra. En las líneas de las gráficas se señala la frecuencia de dicho paso (según el SEI de la URSS). Hay que tener presentes dos vías típicas de desarrollo de las averías. En los sistemas con **enlaces débiles** relativamente rápido transcurre la sobrecarga de éstos y de distintas formas de las pérdidas de la estabilidad con la posterior separación de los subsistemas. En los sistemas con **enlaces fuertes** surge el desbalance de potencia, varía la frecuencia de todo el sistema energético con la posterior desconexión de los generadores o la carga con ayuda de la DAF. Además, en los sistemas con enlaces débiles los consumidores se desconectan más frecuentemente que en los con enlaces fuertes.

Si la avería del sistema ya sucedió, es necesario en el régimen posterior a ella realizar las operaciones para restablecer el régimen de funcionamiento normal del sistema. El orden de dichas operaciones se presenta en la fig. A1.4, donde se analiza el caso más grave, el sistema se «apaga» por completo (o se «desintegra», o está en «cero»), es decir, cuando por completo desaparece la tensión en las barras de todos o casi todos los elementos del sistema separado. Para acelerar y facilitar el restablecimiento del régimen normal, se lleva a cabo un seccionamiento temporal de las partes del sistema. La carga en este caso se conecta por partes (bloques) de unas cuantas decenas de megavatios. Después de restablecer la carga y estabilizar la frecuencia, se hace una distribución económica de la potencia entre las centrales y unidades del sistema.

Para garantizar la eliminación exitosa de la avería y el paso del régimen posterior a ella a un régimen normal, es muy importante, si no definitiva, **la estructura jerárquica del control** asumida en los sistemas energéticos de la URSS y los países del CAME. El sistema de los dispositivos automáticos contra averías está completamente coordinado y gracias a esto es en especial efectivo. La ausencia o realización no completa de estas medidas en la gran mayoría de los sistemas energéticos de otros países disminuyó su **vitalidad**, provocó y provoca **averías del sistema** muy graves **). La avería del sistema clásica, con razón llamada «avería del siglo», se considera la que sucedió en los EE.UU. el 9 de noviembre de 1965. Esta avería se prolongó durante 14 horas, abarcó una región con 30 millones de habitantes y un área de 20 000 km². La pérdida total de potencia fue de 44 000 MW.

Analicemos las causas fundamentales de cómo una avería pequeña local (accionamiento erróneo de un relé) se convirtió en una grande, del sistema.

1. El suministro eléctrico de la región dada lo realizaban 42 compañías energéticas privadas que, aunque tenían dividida la región en 15 zonas, cada una con sus puntos de despacho, no tenían un control ni siquiera parecido a uno jerárquico unificado. La acción de los despachadores durante la avería no fue coordinada, más aún contradictoria.

2. Los dispositivos automáticos contra averías en el sistema fueron descoordinados, insuficientes o ausentes completamente, lo que sin un despacho y control automático unificado condujo a que el sistema durante la avería resultó, prácticamente, incontrolable.

---

*) Véase: *А. Буссель, Г. Жирников, Е. Обухова, В. Шаразородский.* Причины отключений воздушных линий 110—220 кВ. — Электричество, 1975, № 2. (*A. Bussel, G. Zhirnikov, E. Obújova, V. Sharagorodski.* Causas de la desconexión de las líneas aéreas de 110—220 kV).

**) Más detalladamente véanse: *René Pélissier.* Les réseaux d'energie électrique. Dunod technique. Tom 1—4, 1971—1975; Управление мощными энергообъединениями/*Н. Воропай, В. Ершевич, Н. Лугинский* и др. Под ред. *С. Совалова.* — М.: Энергоатомиздат, 1984. (Control de las interconexiones de gran potencia/*N. Voropai, V. Ershévich, N. Luguinski* y otros. Bajo la redacción de *S. Soválov*); *В. Ершевич.* Надежность энергосистем в США. — Энергохозяйство за рубежом, 1980, № 1. (*V. Ershévich.* Confiabilidad del sistema energético en los EE.UU.); *А. Гершенгорн.* Крупное нарушение электроснабжения г. Нью-Йорка. — Энергохозяйство за рубежом, 1978, № 2. (*A. Guershengórn.* Interrupción del suministro eléctrico a gran escala en la ciudad de Nueva York).

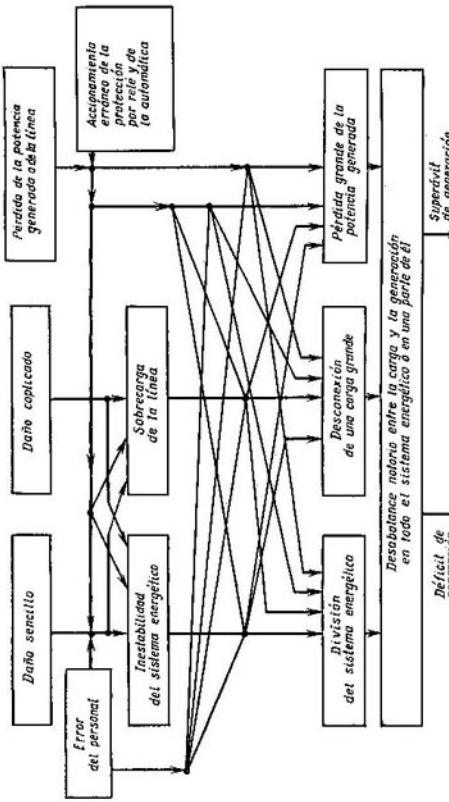


Fig. A1.2. Esquema generalizado del desarrollo de una avería en un sistema interconectado grande

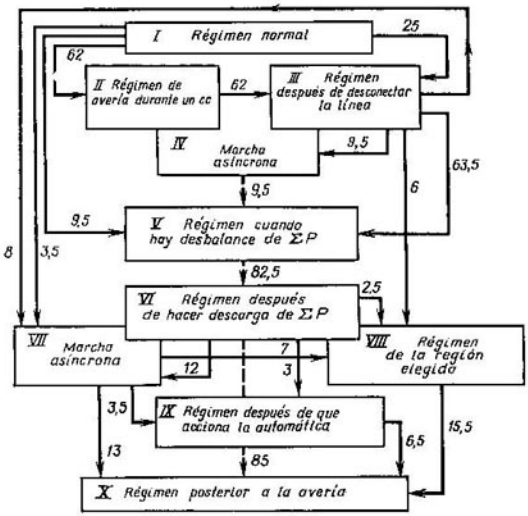


Fig. A1.3. Grafo generalizado del proceso de desarrollo de la avería

Las cifras en las flechas son los datos estadísticos, en por ciento, del número total de averías

3. En especial fue sustancial la ausencia de la descarga automática de los consumidores por frecuencia (DAF) o por tensión.

4. Como regla, no existía un suministro seguro de los equipos de consumo auxiliares de las CTE en dicha región.

5. El sistema no se podía separar de tal forma que en las partes separadas se pudiera balancear la producción y el consumo de la energía.

6. Los consumidores para las necesidades vitales o muy importantes no tenían fuentes de suministro de reserva aseguradas (aeropuertos, hospitales, organismos de seguridad, etc.).

El restablecimiento del suministro eléctrico tenía grandes dificultades relacionadas con la ausencia del control jerárquico. Así, en diferentes secciones del sistema el restablecimiento transcurrió con diferentes ritmos: en la provincia de Ontario fue relativamente rápido; éste tenía en la parte norte gran cantidad de CHE que no fueron abarcadas por la avería (algunas de ellas no tenían en el momento de la avería enlaces de los sistemas con el sur). Hubiera podido transcurrir aún más rápido, si en las CTE el suministro a los equipos auxiliares de consumo no se hubiera desconectado por las protecciones contra la baja de la frecuencia.

Las líneas que enlazan las centrales del norte de Canadá con la región de Toronto, aunque son muchas, tenían una capacidad de transmisión limitada. Las desconexiones de estas líneas debidas a la sobrecarga retrasaron el restablecimiento del suministro eléctrico.

Las causas del restablecimiento lento del suministro en los estados de Nueva York, Connecticut y Massachusetts son variadas:

—la separación de las interconexiones en una serie de sistemas separados transcurrió a menudo de manera accidental, debido a que no se tenía una coordinación entre la estructura de estas redes y la distribución de la potencia de las fuentes;

—gran cantidad de los consumidores (en particular, el alumbrado de la mayoría de los edificios de vivienda de Nueva York) quedó conectada al sistema, lo que causó un consumo considerable de la energía eléctrica; los intentos de restablecer el suministro eléctrico fracasaron debido a la insuficiencia de la potencia generada;

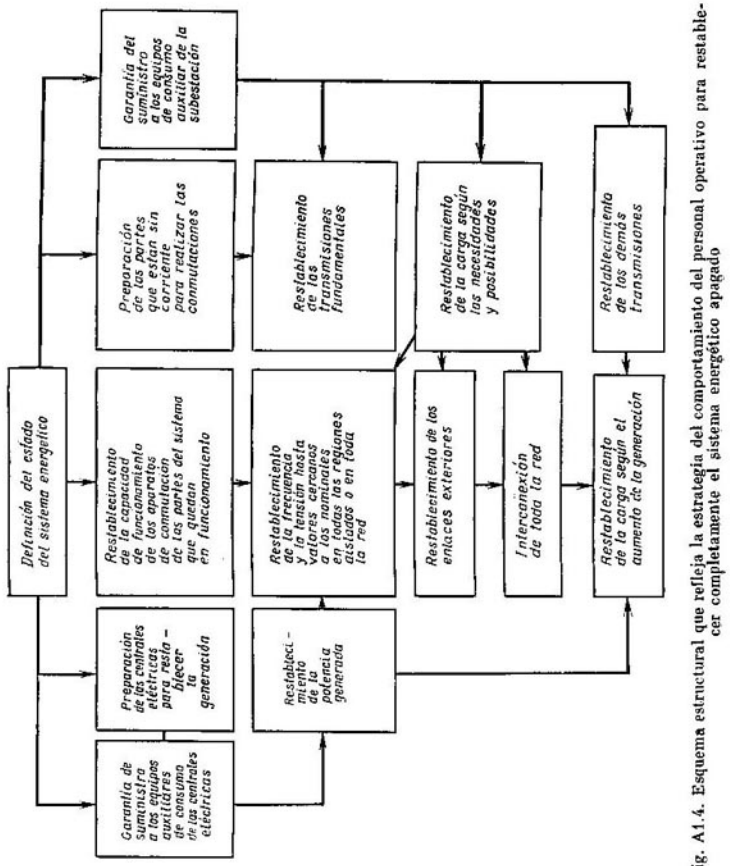


Fig. A1.4. Esquema estructural que refleja la estrategia del comportamiento del personal operativo para restablecer completamente el sistema energético apagado

—el origen de la avería se esclareció sólo pasados cinco días, y durante la avería el personal temía conectar las líneas bajo tensión, sospechando que éstas estuvieran dañadas;

—los intentos de restablecer rápidamente el suministro eléctrico en ciertas secciones requirieron una gran cantidad de conexiones y desconexiones sucesivas que agotaron todo el aire comprimido en los interruptores de aire, el cual era imposible restablecer en virtud de la ausencia del suministro eléctrico. Es evidente que la presencia de un control unificado jerárquico y un punto de despacho centralizado, que coordinara todas las conmutaciones en todo el sistema, hubiera podido si no evitar al menos disminuir las dificultades descritas;

las CTE paradas se pusieron en marcha solamente después de que de fuentes alejadas, fue restablecido el suministro eléctrico de los equipos auxiliares de consumo de las centrales. Además, el restablecimiento del suministro eléctrico se dificultaba por el hecho de que cargas considerables se quedaron conectadas al sistema, provocando nuevas averías locales.

Conclusiones emanadas del análisis de la avería. La comisión federal de energía estableció la necesidad de:

—un control unificado de todo el sistema energético interconectado, que, por una parte, responda por su concepción y por otra, controle la confiabilidad de operación del sistema;

—mejorar la estabilidad, regulación, protecciones;

—abastecerse de equipos de medición, comunicación y automáticos;

—reforzar los enlaces entre los sistemas;

—distribución de la reserva caliente por todo el sistema interconectado;

—control sobre el funcionamiento de los relés y todos los dispositivos automáticos;

—elaborar dispositivos para la descarga del sistema;

—abastecer de fuentes auxiliares a todos los consumidores para los que no es permisible la interrupción del suministro (hospitales, medios de comunicación de todos los tipos);

—perfeccionar la legislación que transmita el control por la seguridad del sistema eléctrico de los órganos de los estados a los federales.

Para eliminar las causas que provocaron la avería era necesaria, primero que todo, **la nacionalización de la energética y la creación de un SEI con un control jerárquico unificado** y automático contra las averías centralizado. Esto en los últimos años se hizo pero de una forma parcial, creándose interconexiones de gran potencia (privadas) —*pools*, los cuales mejoraron la situación pero no pudieron resolver completamente el problema de prevenir las averías del sistema.

Lo más importante, la nacionalización de la energética y la creación de los SEI, no se hizo, debido a que, según las resoluciones del gobierno de los EE.UU. y el congreso, la energética debe quedarse en la esfera de la propiedad privada. La creación de interconexiones de gran potencia (pools y superpools), aunque mejoró la situación, no eliminó las causas fundamentales del surgimiento y desarrollo de las averías del sistema.

Después de 1965 en los EE.UU. hubo muchas averías de este tipo, entre ellas la gran avería del sistema sucedida el 13 de julio de 1977 en la ciudad de Nueva York, que por su alcance cede solamente a la avería de 9 de noviembre de 1965 en la parte nororiental de los EE.UU., mas la supera en la demora para restablecer el suministro eléctrico. Durante esta avería fue completamente interrumpido el suministro de energía eléctrica de Nueva York y sus alrededores, lo cual provocó la interrupción del funcionamiento del transporte urbano, la televisión, el acueducto y otros servicios comunales alimentados por energía eléctrica del sistema. Debido a que no había tensión se desconectaron los semáforos, lo que complicó el funcionamiento de los automóviles de la ciudad. La interrupción del funcionamiento de los radares y la señalización en los aeropuertos provocó la cancelación de todos los vuelos en Nueva York.

El restablecimiento del sistema energético se logró sólo después de 25 horas del apagón completo. Por eso muchos habitantes de los alrededores el 14 de julio de 1977 no pudieron llegar al puesto de trabajo y la mayor parte de las empresas se cerró. En la ciudad se fue la luz y se detuvieron los ascensores, trenes del metro, bombas de agua, es decir, todo lo que se pone en movimiento por la electricidad. El shok no solamente paralizó la ciudad gigante sino todo el país. Se interrumpieron las transmisiones por televisión, se cerraron por todo el día los bancos, las bolsas de valores y mercancías en la Waal Street. En la noche del 13 al 14 de julio sucedió gran cantidad de incendios y saqueos en los almacenes. Todo junto causó pérdidas por más de mil millones de dólares.

Surgimiento y desarrollo de la avería. En Nueva York el tiempo estaba cálido. Debido a la «ola de calor» la carga eléctrica de los acondicionadores era muy grande y el máximo de la carga del sistema sobrepasó 8000 MW. Hacia la tarde ésta disminuyó y antes de la avería era de 6090 MW. Debido a esto los equipos de las turbinas de gas (ETG) para el pico fueron desconectados y a las 20 horas el personal terminó el trabajo. El sistema electroenergético «Consolidated Edison», compuesto de distintas empresas privadas, en ese momento generaba 3890 MW (entre ellos los generadores para la ciudad, $\approx$3000 MW). De afuera se importaban 2200 MW.

La reserva era bastante grande. Así, la reserva movible era igual a 2734 MW (de los cuales 1446 MW introducidos en el transcurso de 10 minutos, 1288 MW, en el transcurso de 30 minutos).

La potencia de reserva en los límites de la ciudad era de 1998 MW, entre ella la potencia de 790 MW era de los equipos de turbinas de gas (ETG) que se introducen rápidamente.

La avería se desarrolló rápidamente, pues las condiciones formuladas arriba de control del régimen de emergencia se incumplieron. Así, una importancia decisiva en el desarrollo de la avería la tuvo la estructura no satisfactoria de la DAF la cual se compone de unos cuantos escalones con diferentes ajustes por frecuencia y con iguales intervalos pequeños de tiempo (similar a la DAF I en los sistemas energéticos de la URSS). El segundo sistema empleado en la URSS, DAF II, que se compone de varios escalones con los mismos ajustes por frecuencia y diferentes intervalos de tiempo (grandes), en los EE.UU. no se considera. Si en el sistema «Consolidated Edison» hubiese la DAF II que hubiese actuado después de la segunda baja de la frecuencia provocada por la desconexión errónea de un bloque de la central Ravenswood, se habría evitado el ulterior desarrollo de la avería. Como no hay la posibilidad de analizar detalladamente el transcurso de la avería, notemos que el desarrollo de ésta en cascada en gran medida fue condicionado por los errores del personal de despacho, que no tomó todas las medidas posibles para descargar las líneas de transmisión que se quedaron en funcionamiento: no realizó lo suficientemente rápido y del todo la reserva de potencia en las centrales de Nueva York, no trató de cerrar en el tránsito las líneas que se hallaban bajo tensión, no desconectó parte de la carga en Nueva York. El desarrollo de la avería conllevó a que el sistema «Consolidated Edison» con una carga de 5750 MW y con los generadores conectados de una potencia de 4250 MW se quedó aislado de los sistemas exteriores. El surgimiento de un déficit de potencia de 1500 MW provocó la baja de la frecuencia con una velocidad de 4,5 Hz/s y el accionamiento de los dispositivos de la DAF.

Como consecuencia de la baja rápida de la frecuencia, los dispositivos de DAF accionaron por varios escalones y en 22 regiones de la red distribuidora desconectaron una potencia de 1833 MW. La desconexión de una carga tan considerable fue la causa del aumento de la tensión en el sistema en el que cerca del 50% de la extensión de la red son cables. A las 21 horas 29 minutos 47 segundos la protección contra la pérdida de la excitación desconectó una serie de generadores. Como resultado sucedió el apagón completo del sistema que se prolongó, como se dijo arriba, durante más de 25 horas.

La avería obligó a plantear de nuevo el problema de si es suficiente la confiabilidad de los sistemas energéticos para evitar este tipo de averías. En respuesta a esto los directores de muchas interconexiones energéticas de Europa occidental y los EE.UU. declararon que en las condiciones de un sistema energético integrado por completo abastecido de una reserva suficiente de potencia de los generadores y capacidad de transmisión de las líneas dentro y entre los sistemas, así como en presencia de un plan para eliminar las fallas y con el empleo de la DAF, la posibilidad de que surja una avería del sistema grave, que tenga que ver con interrupciones duraderas del suministro eléctrico de una gran cantidad de consumidores, es poco probable, pero para eso hay que cumplir ciertas exigencias en la construcción de los sistemas y el orden para eliminar las averías que aparecen.

Apéndice 2. Resumen acerca de las directrices y algunas recomendaciones para ejecutar los cálculos

A2.1. Exigencias de estabilidad de los sistemas electroenergéticos

Las exigencias de estabilidad de los sistemas eléctricos de potencia se formulan en las directrices que periódicamente publica el Ministerio de Energía de la URSS y por tanto son obligatorias.

Primero que todo, las directrices exigen que el régimen normal permanente tenga una reserva de estabilidad. El régimen posterior a la avería surge después del régimen transitorio y se caracteriza por la disminución de la reserva de estabilidad hasta no menos de ciertos valores. La duración del régimen posterior a la avería se predetermina por el tiempo que necesita el despachador para cambiar el régimen, como regla, no más de 20 min.

En las directrices y otros documentos con frecuencia se incluye la noción de flujos en los cortes, o sea de aquellos elementos separables que unen (enlazan) dos partes cualesquiera del sistema. La rotura de dichos enlaces divide el sistema en dos partes aisladas. Los flujos en los cortes durante los regímenes permanentes se dividen en normales, sobrecargados y forzados.

Los flujos sobrecargados son permisibles en ausencia de las reservas de potencia necesarias con insuficiencia en la maniobrabilidad de los equipos de las centrales térmicas y atómicas o cuando hay una coincidencia no propicia de las reparaciones planificadas y de emergencia de los equipos básicos de las centrales y las redes.

Los flujos forzados son permisibles para evitar las limitaciones a los consumidores, cuando hay pérdidas de los recursos hidráulicos, economía de recursos, así como también cuando es imposible disminuir el flujo debido a la insuficiencia de maniobrabilidad de la CEA.

Para calcular la estabilidad dinámica se asumen perturbaciones de cálculo que se clasifican en tres grupos.

Grupo I. Desconexión del elemento de la red con tensión de 500 kV y menos. Cortocircuito monofásico cuando la protección básica funciona con reconexión automática monofásica (RAM) exitosa y no exitosa.

Grupo II. Desconexión de cualquier elemento de la red de más de 500 kV (en caso del esquema de enlace de una CEA con el sistema energético, más de 750 kV). Cortocircuito monofásico en la línea de transmisión de más de 500 kV (en caso del esquema de enlace de una CEA con el sistema energético, más de 750 kV), cuando la protección básica funciona con una reconexión automática monofásica no exitosa. Cortocircuitos polifásicos en las líneas de transmisión de cualquier clase de tensión, cuando la protección básica funciona con RA exitosa y no exitosa. Desconexión de un generador o bloque de generadores con la mayor potencia en el sistema interconectado dado.

Grupo III. Desconexión simultánea de dos circuitos o dos líneas que van por el mismo corredor en un trayecto mayor que la mitad de la línea más corta.

Las perturbaciones de los grupos I y II con la desconexión del elemento de la red o del generador (bloque de generadores), que a raíz de la reparación de uno de los interruptores provocan la desconexión del segundo elemento de la red conectado al mismo dispositivo de distribución.

Cortocircuito monofásico en una línea de transmisión o en las barras de cualquier clase de tensión cuando falla uno de los interruptores.

Desconexión de una parte de los generadores de la central eléctrica, relacionada con la desconexión completa de una sección (sistema) de las barras con una potencia total hasta del 50% de la potencia de la central o bien el surgimiento por cualquier motivo de un desbalance de la potencia de emergencia igual o mayor.

Las directrices del año 1984 no dan recomendaciones para determinar los coeficientes de reserva según la estabilidad dinámica, limitándose a la respuesta: «estable», «inestable». Los coeficientes de reserva se pueden hallar analizando una serie de regímenes en los que aumenta sucesivamente la carga (mediante la variación de cualquier parámetro o grupo de parámetros del régimen) como se hizo para determinar el coeficiente de reserva según la estabilidad estática. En este caso la reserva puede hallarse según el tiempo $K = (t_1 - t_{cr})/t_1$, donde t_1 es el tiempo de desconexión en el régimen inicial cuando el sistema permanece estable; t_{cr}, tiempo de desconexión en el régimen crítico, cuando el sistema se encuentra en el límite de la estabilidad, o bien puede hallarse por los respectivos ángulos δ.

La reserva de la estabilidad estática de un régimen dado cualitativamente se define por la cercanía al régimen ubicado en la frontera de la región de estabilidad, en la que surge la pérdida aperiódica o oscilatoria de la estabilidad. La reserva cuantitativamente se caracteriza por el coeficiente de reserva K_P según los flujos de la potencia activa en los cortes P del sistema y por los coeficientes de reserva según la tensión en los nodos de carga K_U.

Para calcular la reserva de la estabilidad mediante la sobrecarga sucesiva del régimen (análisis de una serie de regímenes permanentes que, al variar cierto parámetro o grupo de éstos, conllevan a un régimen límite), se halla el régimen límite ($l_{lím}$ es la frontera de la región de estabilidad). En este caso la frecuencia, comúnmente, se asume constante (normal o disminuida o bien se indican las condiciones asumidas de cambio de la frecuencia

$$K_P = (P_{lím} - P - \Delta P)/P. \qquad \text{(A2.1)}$$

Aquí ΔP es la amplitud de las oscilaciones irregulares de la potencia activa en ese corte.

La sobrecarga del régimen y el cálculo del flujo límite en el corte se realiza suponiendo la desconexión de cualquier dispositivo que impide alcanzar el flujo límite en el corte dado (limitación automática del flujo, equipos automáticos contra averías, etc.). Los flujos límites se determinan considerando las sobrecargas de todos los equipos permisibles en el transcurso de 20 min.

Durante el aumento de los flujos se recomienda considerar sobrecargados los generadores de un lado del corte y descargados, del otro. Después de que se alcanza la potencia máxima del generador, se puede elevar el flujo, aumentando una y disminuyendo, respectivamente, otra carga activa y reactiva y luego sobrecargando los generadores (eliminando las respectivas limitaciones, entre ellas la limitación según la corriente del rotor).

Para unas condiciones concretas se pueden analizar también otros factores que provocan el aumento del flujo.

Cuando se calcula el flujo de la potencia activa, límite según las condiciones de la estabilidad estática, y se sobrecarga el régimen, pueden variar los flujos en otros cortes. En estos casos hay que hallar $P_{lím}$ y la respectiva reserva según $P_{lím}$ que se determina en el corte que da la menor potencia límite.

La amplitud de las oscilaciones irregulares de la potencia activa ΔP se establece según los datos de las mediciones y puede ser calculada por la fórmula

$$\Delta P = K \sqrt{P_{C1} P_{C2}/(P_{C1} + P_{C2})}, \qquad (A2.2)$$

donde P_{C1}, P_{C2} son las potencias sumatorias de la carga de cada uno de los lados del corte analizado, MW; el coeficiente K (en MW) se asume igual a 1,5 para una regulación manual de la potencia y 0,75 para una regulación automática de la frecuencia y la potencia cuyo período de las oscilaciones que quedan es, aproximadamente, 10 min.

El coeficiente de reserva según la tensión en el nodo de carga es

$$K_U = (U - U_{cr})/U, \qquad (A2.3)$$

donde U es la tensión en el nodo de carga en el régimen inicial; U_{cr}, su valor crítico de la tensión en la frontera, asumido no menor que 0,7 U_{nom} y 0,75 U_{norm}, donde U_{norm} es la tensión en el nodo en el régimen normal.

La tensión crítica puede hallarse mediante el cálculo (véase cap. 11) y trazando $E = f(U)$ con la consideración de la regulación de la tensión (en los transformadores) y las características estáticas de la carga.

Los índices de estabilidad deben tener valores no inferiores a los mostrados en la tabla A2.1.

Tabla A2.1

Flujo en el corte	Coeficientes mínimos de reserva según la potencia activa	Coeficientes mínimos de reserva según la tensión	Grupos de perturbaciones, para las que debe asegurarse la estabilidad dinámica	
			para un esquema normal	para un esquema de reparación
Normal	0,20	0,15	I, II, III	I, II
Sobrecargado	0,15	0,15	I, II	I
Forzado	0,08	0,10	—	—

En un esquema normal para flujos normales la estabilidad dinámica en presencia de perturbaciones de grupo debe asegurarse sin empleo de los equipos automáticos contra averías. Además, para los enlaces de la CEA con los energosistemas la estabilidad dinámica debe asegurarse sin la influencia de los equipos automáticos contra averías para descargar la CEA (en todas las etapas de desarrollo).

Cuando se desconectan líneas de tensión de una clase superior para el corte dado, la estabilidad no se conserva si:

— el límite de estabilidad estática disminuye en más del 70%;

— el límite de estabilidad estática en los enlaces que quedan no sobrepasa el triple de la amplitud de cálculo de las oscilaciones irregulares de la potencia en dicho corte.

Los flujos forzados no son permisibles si la pérdida de la estabilidad durante perturbaciones de los grupos I y II (y acción correcta de los equipos automáticos contra averías) puede causar la desconexión de los consumidores cuya potencia total sobrepasa 10 veces la potencia de limitación a los consumidores, necesaria para garantizar el flujo normal.

Un funcionamiento con un flujo forzado en cortes directamente enlazados con una CEA no es permisible.

Si los esquemas reales y los regímenes del sistema requieren el empleo de la automática contra averías, que se diferencia de la que se tiene, entonces temporalmente (hasta que ésta se instale) se permite el funcionamiento con flujos para los que es posible la pérdida de la estabilidad en presencia de las perturbaciones de los grupos II y III a condición de que la potencia total de los consumidores desconectados automáticamente durante la pérdida de la estabilidad no sobrepasa 10 veces la magnitud de limitación a los consumidores, requerida para garantizar los índices normativos del régimen normal.

Debe preverse la liquidación automática de los regímenes asincrónicos, como regla, mediante la separación de los sistemas en partes que funcionan fuera de sincronismo. La estabilidad resultante (resincronización tanto empleando los dispositivos automáticos como espontánea) obligatoriamente debe reservarse mediante la separación del sistema. En todos los casos, la duración permisible del régimen asincrónico y el método de su eliminación se establecen para cada sistema y cada su corte, considerando la prevención de los daños en los equipos del sistema

energético, posibles alteraciones adicionales del sincronismo y la interrupción del suministro eléctrico a los consumidores. En este caso requiere especial atención la estabilidad de las centrales eléctricas y los nodos de carga grandes, alrededor de los cuales puede encontrarse el centro de oscilaciones (véase cap. 14).

A2.2. Ideas acerca de la elección del método y paso de integración para el cálculo de los procesos transitorios mecánicos en los sistemas eléctricos de potencia*

La exactitud y rapidez del cálculo se establecen en dependencia del problema planteado. El método elegido y el paso de integración primero que todo están relacionados con la elección del modelo matemático que describe los procesos transitorios en el sistema eléctrico de potencia, y dependen de la duración del proceso estudiado y la exactitud de la información inicial dada. A continuación se presenta el grado de descripción del modelo, en dependencia de la clase de exactitud, el cual emplearemos en adelante para los distintos procesos transitorios.

1ª clase. Los procesos en los generadores se describen por las ecuaciones completas de Park — Górev. Se considera la influencia de los devanados de amortiguamiento. Se consideran los sistemas de regulación de potencia de la turbina y excitación del generador, RAE a.r.

2ª clase. Los procesos en los generadores se describen por las ecuaciones simplificadas de Park — Górev. Se considera la influencia de los devanados de amortiguamiento. Se consideran los sistemas de regulación de potencia de la turbina y excitación del generador RAE a.r.

3ª clase. Los procesos en los generadores se describen por las ecuaciones simplificadas de Park — Górev. La influencia de los devanados de amortiguamiento y los sistemas de regulación de potencia y excitación se consideran de manera simplificada.

4ª clase. Se admite que la f.e.m. es constante ($E' = \text{const}$) en el transcurso de todo el proceso transitorio. La influencia de los circuitos de amortiguamiento y los sistemas de regulación no se considera.

Cálculo de los procesos transitorios cortos con duración de 0,8—1,0 s.

1. Para averiguar el carácter de la variación del ángulo de un generador o generadores sin un análisis detallado de los procesos que transcurren en los generadores, reguladores, líneas y otros elementos del sistema eléctrico de potencia, hay que emplear los modelos de las 3ª y 4ª clases de exactitud, independientemente de la resistencia relativa entre los generadores y la red.

Para resolver el sistema de ecuaciones diferenciales en este caso se recomienda emplear los métodos más sencillos de integración, en particular el método adoptado en la energética de los intervalos sucesivos y el método de Runge — Kutta de II orden (es el método de Euler modificado y corregido) con un paso de integración igual a 0,05 s. Aunque estos métodos no pertenecen a los métodos de alta estabilidad, permiten para un paso de 0,05 s obtener un resultado lo suficientemente exacto para el problema planteado, ya que las constante de tiempo de las ecuaciones diferenciales son unas cuantas veces mayores que el paso de integración, y la duración del proceso en estudio es corta.

2. Un análisis más detallado de la influencia de los circuitos de amortiguamiento y los sistemas de excitación de los generadores y potencia de las turbinas requiere (independientemente de la resistencia relativa entre los generadores y la red) el empleo de los modelos de la 2ª clase de exactitud. Los sistemas de regulación de la excitación de los generadores y potencia de las turbinas en ese caso se describen por un sistema rígido de ecuaciones diferenciales en las que las constantes de tiempo se diferencian en 1—2 órdenes, y la potencia asincrónica se determina por fórmulas más exactas (véase cap. 14).

Para la resolución de este sistema de ecuaciones también hay que emplear el método de los intervalos sucesivos o bien el de Runge — Kutta de II orden con un paso de integración igual a 0,05 s, con la condición de que la constante de tiempo más pequeña no sea inferior a 0,025 s. Para constantes de tiempo menores, se va a acumular el error en el proceso de cálculo debido a que se desmejora la estabilidad de la solución numérica. En este caso, para obtener una solución numérica estable es necesario probar el método elegido y el paso de integración según las regiones de estabilidad de los métodos numéricos **). Cuando no se cumplen las condiciones de

*) Véase: *В. Веников, Т. Погосян.* Автоматическое изменение шага интегрирования при расчетах длительных переходных процессов в электроэнергетических системах. — Известия вузов СССР. Энергетика, 1984, № 3, с. 3—7. (*V. Vénikov, T. Pogosián.* Variación automática del paso de integración en los cálculos de los procesos transitorios largos en los sistemas eléctricos de potencia).

**) Véase: *Т. Погосян.* Устойчивость методов численного интегрирования при расчете электромеханических переходных процессов в электрических системах. — Известия АН СССР. Энергетика и транспорт, 1984, № 4, с. 32—39. (*T. Pogosián.* Estabilidad de los métodos de integración numérica durante los cálculos de los procesos transitorios electromecánicos en los sistemas eléctricos de potencia).

estabilidad de la solución numérica, hay que disminuir el paso de integración hasta 0,01 s. Para resolver los problemas planteados resulta más efectivo el método de los trapecios (método implícito de II orden con paso de integración de 0,05 a 0,1 s), que es el más estable y no permite la acumulación del error en el proceso de cálculo. El empleo de este método con un paso de integración de 0,1 s conlleva a la disminución del tiempo de cálculo en 1,2—1,5 veces y aumenta la exactitud del cálculo aproximadamente en un 10% con respecto al método de Runge — Kutta de II orden. Los métodos de Runge — Kutta y los métodos de pronóstico y corrección de órdenes superiores no son efectivos, ya que conllevan a un aumento del tiempo de cálculo en el ordenador, con respecto al tiempo de cálculo por el método de los trapecios, aproximadamente, en 1,5—2 veces.

3. Un estudio más detallado de los procesos transitorios en los generadores requiere el empleo de los modelos de la 1ª clase de exactitud. Debe tenerse en cuenta que no siempre una descripción completa de los procesos en el sistema conlleva al aumento de la certeza de los resultados. Esto depende de la resistencia relativa entre los circuitos del estator de los generadores y la red (r/x). Cuando $r/x \geqslant 0{,}08$, para obtener resultados exactos hay que describir los procesos transitorios en los generadores por las ecuaciones completas de Park — Górev. Además, se requiere la descripción exacta también de los procesos transitorios en los demás elementos del sistema eléctrico de potencia. Los resultados de los cálculos según las ecuaciones completas son más certeros que los realizados según las ecuaciones simplificadas. Cuando la resistencia relativa es $r/x < 0{,}03$, para obtener resultados certeros y exactos se recomienda emplear las ecuaciones simplificadas de Park — Górev, ya que en este caso los cálculos según las ecuaciones completas y las simplificadas, prácticamente, coinciden por completo, y el orden del sistema de ecuaciones diferenciales que describen el proceso transitorio disminuye notoriamente, lo que conlleva a una disminución del tiempo de cálculo. Además, las ecuaciones completas son más sensibles a la inexactitud de los datos iniciales (véase cap. 6). También hay que tener presente que cuando r/x es pequeña, el empleo de las ecuaciones completas puede conllevar a un resultado incorrecto si no se considera el surgimiento del arco durante la desconexión del cortocircuito. La consideración del arco, que comúnmente se simula mediante una resistencia, hace que se complique el problema a resolver y causa el aumento de la rigidez del sistema de ecuaciones diferenciales. Por consiguiente, cuando $r/x \leqslant 0{,}03$, hay que emplear las ecuaciones simplificadas de Pakr — Górev, las que conllevan a una reducción notoria del tiempo de cálculo en el ordenador y no desmejoran la certeza de los resultados obtenidos.

Las ecuaciones diferenciales que describen los procesos en los generadores (las ecuaciones completas de Park — Górev) deben resolverse por los métodos más estables de integración numérica. En el caso dado se debe emplear el método de Runge — Kutta de IV orden y el método de pronóstico y corrección de II orden con un paso de integración igual a 0,001 s. Para acelerar el cálculo, sin desmejorar su exactitud, se recomienda hacer uso del método de los trapecios con un paso de integración igual a 0,01 s. En este caso la velocidad de cálculo en el ordenador disminuye 2—2,5 veces con respecto al método de Runge — Kutta de IV orden. La evaluación del error en todos los casos debe realizarse calculando el error máximo posible, que aparece cuando se resuelve en el ordenador un problema concreto por los métodos de la integración numérica, por la fórmula *)

$$R_n = \sum_{i=1}^{n} e^{\lambda_i \Delta t} (d_i + \sigma_i),$$

donde λ_i son los valores propios de la matriz jacobiana del sistema de ecuaciones diferenciales Δt, paso de integración; d_i, error del método en cada paso, σ_i, error de redondeo del ordenador en cada paso de integración.

Cálculo de los procesos transitorios electromecánicos con duración de 1,5—2 s

1. Para el caso cuando se requiere esclarecer el carácter de la variación del ángulo de los rotores de los generadores sin un análisis detallado de los procesos que transcurren en los generadores, líneas y otros elementos del sistema eléctrico de potencia, es necesario emplear los modelos de la 3ª clase de exactitud. El empleo en este caso de los modelos de la 4ª clase no es permisible desde el punto de vista de la certeza de los resultados.

Los cálculos de los procesos transitorios en este caso deben ejecutarse con ayuda de los métodos explícitos de integración de un orden alto, los cuales son más estables y no permiten

*) Véase: *T. Погосян.* Погрешность расчетов электромеханических переходных процессов в электрических системах. — Электричество, 1984, № 3, с. 54—56. (*T. Pogosián.* Error de los cálculos de los procesos transitorios electromecánicos en los sistemas eléctricos de potencia).

una acumulación considerable del error durante el proceso del cálculo. Se recomienda emplear el método de Runge — Kutta de IV orden y el método de pronóstico y corrección de II orden con un paso de integración igual a 0,05 s. Para acelerar los cálculos es conveniente emplear el método de los trapecios con paso de integración igual a 0,1 s. En este caso, el tiempo de cálculo se reduce, aproximadamente, dos veces y la exactitud de los resultados no se desmejora.

2. Un análisis más detallado de la influencia de los circuitos de amortiguamiento y los sistemas de regulación de la potencia y excitación en el proceso transitorio con una duración de 1,5—2 s requiere el empleo de los modelos de la 2ª clase de exactitud. Para resolver estos problemas debe emplearse el método de Runge — Kutta de IV orden, el método de pronóstico y corrección de II orden con paso de integración igual a 0,05—0,025 s y el método de los trapecios con paso de integración igual a 0,1 s. Para evitar la acumulación del error en el proceso del cálculo hay que probar periódicamente la estabilidad de la solución numérica según las regiones y condiciones de estabilidad, tanto al comienzo del cálculo como durante el mismo y rectificar el paso de integración. Para evaluar el error acumulado, se debe en el proceso de cálculo determinar el error máximo posible de cálculo. Esto permite obtener el resultado más exacto y reducir el tiempo de cálculo al mínimo.

3. Una descripción detallada de los procesos transitorios con duración de 1,5—2 s es posible empleando los modelos de la 1ª clase de exactitud. Sin embargo, al igual que en los cálculos de los procesos transitorios cortos, el empleo de los modelos de la 1ª clase de exactitud se justifica sólo si la resistencia relativa de los generadores y la red $r/x \geqslant 0{,}03$. Esto se explica por las mismas razones que durante el cálculo de los procesos transitorios cortos.

En este caso, para asegurar una solución numérica estable, hay que disminuir el paso de integración (véase el caso anterior) debido a que la rigidez del problema a resolver es grande (las constantes de tiempo se diferencian entre sí en 2—3 órdenes). Aquí debe emplearse el método de Runge — Kutta de IV ó V orden y los métodos de pronóstico y corrección de II ó III orden (véase cap. 7) con paso de integración igual a 0,001 s. El uso de los métodos de pronóstico y corrección reduce el tiempo de cálculo, aproximadamente, 1,2—1,5 veces con respecto a los métodos de Runge — Kutta. Para reducir más el tiempo de cálculo, pero conservando la exactitud deseada de cálculos, se recomienda hacer uso del método de los trapecios con paso de integración igual a 0,005 s. Esto permite reducir el tiempo de cálculo, aproximadamente, 2—2,5 veces, sin permitir la acumulación del error.

Cálculo de los procesos transitorios electromecánicos duraderos (duración más de 3 s)

1. El análisis de la variación de los ángulos de los generadores después de una perturbación con una duración mayor de 3 s, sin un estudio detallado de los procesos que transcurren en los generadores, líneas y otros elementos del sistema eléctrico de potencia, se realiza mediante los modelos de la 3ª clase de exactitud. En este caso la exactitud de los resultados del cálculo depende sustancialmente de la exactitud con que se da la información inicial, cuyos errores causados por la duración grande del proceso estudiado conllevan a una dispersión notoria de los resultados del cálculo. El error al final del cálculo depende del carácter del proceso transitorio. Si el proceso transitorio estudiado se establece, entonces el error de cálculo, que surge como consecuencia de que la información inicial sea inexacta, decrece y en el límite tiende a cero. Si los parámetros del proceso transitorio oscilan en la frontera de la región de estabilidad, entonces el error crece y conlleva a un resultado incorrecto. Por ejemplo, cuando se emplean los modelos de la 3ª clase de exactitud, siendo el valor de la resistencia $\pm 10\%$, la dispersión del ángulo en el cuarto segundo llega a 4—10° en dependencia del esquema y sus parámetros.

Para resolver los problemas de esta clase hay que emplear los métodos explícitos de integración con paso variable y con una exactitud prefijada igual a 0,05. En este caso, el paso inicial del cálculo se debe probar según las regiones de estabilidad de los métodos de integración, y durante el proceso del cálculo, de acuerdo a dichas condiciones de estabilidad, corregirlo. Para evaluar el error total del cálculo se hace el cálculo del mayor error posible para la solución numérica. En el caso dado se recomienda hacer uso del método de los trapecios con paso de integración igual a 0,05 s que, a diferencia de los métodos explícitos, no permite una acumulación grande del error en el proceso de cálculo debido a su alta estabilidad. Cuando se emplea este método, la dispersión del ángulo del generador, que aparece como consecuencia de la inexactitud en la información inicial, después de 4—6 oscilaciones, es solamente de 2—5°, lo que es, aproximadamente, dos veces menor que cuando se usan los métodos explícitos.

2. Un análisis más completo de los procesos transitorios en los sistemas eléctricos de potencia debe realizarse según el modelo de la 2ª clase de exactitud. Para resolver los problemas de este tipo, al igual que en el caso anterior, hay que emplear los métodos de integración numérica explícitos con variación automática del paso de integración. Además, la exactitud deseada debe ser 0,01. El paso inicial hay que determinarlo según las regiones de estabilidad de los méto-

Tabla A2.2

Método de integración	Duración permisible del proceso estudiado, s	Clase de exactitud del problema a resolver	Paso de integración, s
De los intervalos sucesivos	0,8—1,0	3 y 4	0,05
		2	0,025—0,010
De Runge—Kutta de II orden	0,8—1,0	3 y 4	0,05
		2	0,01
De Runge—Kutta de IV orden	0,8—1,0	1	0,001
	1,5—2,0	3	0,05
		2	0,05—0,025
		1	0,001
	Mas de 3,0	3	Variable con exactitud 0,05
		2	Variable con exactitud 0,01
		1	Variable con exactitud 0,001
De Kutta—Merson	1,5—2,0	3	0,05
		2	0,05—0,025
		1	0,001
	Más de 3,0	3	Variable con exactitud 0,05
		2	Variable con exactitud 0,01
		1	Variable con exactitud 0,001
De pronóstico y corrección de II orden	0,8—1,0	1	0,001
	1,5—2,0	3	0,05
		2	0,05—0,025
		1	0,001
	Más de 3,0	3	Variable con exactitud 0,05
		2	Variable con exactitud 0,01
		1	Variable con exactitud 0,001
De pronóstico y corrección de III orden	1,5—2,0	3	0,05
		2	0,05—0,025

Continuación de la tabla A2.2

Método de integración	Duración permisible del proceso estudiado, s	Clase de exactitud del problema a resolver	Paso de integración, s
De pronóstico y corrección de III orden		1	0,001
	Más de 3,0	3	Variable con exactitud 0,05
		2	Variable con exactitud 0,01
		1	Variable con exactitud 0,001
De trapecios (método implícito de II orden)	0,8—1,0	2	0,10—0,05
		1	0,01
	1,5—2,0	3	0,1
		2	0,05
		1	0,01
	Más de 3,0	3	0,10—0,05
		2	0,05
		1	0,01—0,005

dos de integración y corregirlo en el proceso del cálculo según las condiciones de estabilidad de la solución numérica.

3. Para una descripción detallada de los procesos transitorios en los generadores se utilizan los modelos de la 1ª clase de exactitud. Aquí también es conveniente emplear los modelos de la 1ª clase de exactitud cuando $r/x \geqslant 0{,}03$, y para disminuir el error acumulado en el proceso de cálculo se recomienda utilizar un método combinado de cálculo según las ecuaciones completas y simplificadas. En los momentos iniciales de la perturbación y después de que actúan los dispositivos automáticos contra averías los cálculos deben realizarse según las ecuaciones completas, y después de la atenuación de las oscilaciones, según las ecuaciones simplificadas. El tiempo de cálculo en el ordenador decrece, aproximadamente, dos veces.

En la tabla A2.2 se presentan los métodos y pasos de integración de los procesos transitorios electromecánicos en los sistemas eléctricos de potencia, los cuales se recomienda elegir en dependencia de la clase y duración del problema a resolver.

A3. Sistema de magnitudes por unidad (p.u)

Todas las magnitudes que caracterizan el régimen de operación de un sistema energético (en el sistema por unidad) se expresan en fracciones de ciertas magnitudes (de la misma dimensión) asumidas como las unidades de éstas, denominadas *de base*.

El sistema por unidad en su forma más sencilla se emplea en el estudio de las corrientes de cortocircuito. En calidad de magnitudes base se eligen la corriente, tensión, potencia o la impedancia. Dos de estas magnitudes se eligen arbitrariamente, las otras dos se determinan partiendo de las correlaciones

$$S_b = \sqrt{3} U_b I_b; \quad Z_b = U_b^2 / S_b.$$

Con frecuencia se asume $S_b = U_b I_b$, suponiendo que el valor $\sqrt{3}$ se incluye en la corriente, o sea que la corriente se aumenta respecto de la real en $\sqrt{3}$ veces. En el presente libro se emplea esta forma. Por eso, los valores de las corrientes por unidad I_* se convierten en absolu-

tos (amperios) según la fórmula

$$I = I_b I_* / \sqrt{3},$$

donde I_b se expresa en amperios.

Si en el esquema analizado hay enlaces de transformadores, entonces la tensión, asumida como base, se debe elegir en un escalón determinado de transformación y todas las impedancias que se encuentran en los diferentes escalones de transformación deben en un comienzo ser «referidas» a dicho escalón de transformación, y luego ser calculadas por unidad.

Para convertir las impedancias, expresadas en ohmios, en magnitudes por unidad, se emplea la fórmula

$$Z_* = (ZS_b/U_b^2)\,(k_1^2,\ k_2^2,\ \ldots,\ k_n^2),$$

donde k_1, k_2, . . ., k_n son los coeficientes de transformación de los transformadores instalados entre el circuito, en el que se encuentra la impedancia, y el circuito al cual son referidas las impedancias.

Las correlaciones entre las impedancias, expresadas en por ciento o fracciones de la unidad, referidas a la potencia nominal, se escriben como

$$Z_* = Z\,(S_b/S_{nom})\,(U_{nom}^2/U_b^2)\,(k_1^2,\ k_2^2,\ \ldots,\ k_n^2),$$

donde $Z = Z_{nom}/100$.

En los estudios de los procesos electromecánicos el sistema por unidad se amplía: éste incluye el tiempo, ángulo, velocidad, aceleración, etc.

Tiempo. En el sistema de unidades básicas, la unidad de tiempo es el segundo. Por supuesto, para el estudio de la rotación del rotor del generador lo más lógico es elegir una unidad de tiempo relacionada con el ángulo de giro del rotor del generador. Por el tiempo base t_b se asume el tiempo en el transcurso del cual el rotor, que realiza sus revoluciones con una velocidad angular sincrónica ω_0, gira en 1 radián. De esta definición se deduce que $\omega_0 t_b = 1$, o bien $t_b = 1/\omega_0$. El tiempo por unidad se expresa por el producto del tiempo (en segundos) y la velocidad angular sincrónica del rotor:

$$t_* = t/t_b = t\omega_0.$$

Para la frecuencia de 50 Hz el tiempo $t_* = 314\,t$.

De esta manera, el tiempo expresado por unidad, o como a veces se dice, en radianes, se da por un número que es 314 veces mayor que el tiempo expresado en segundos. Por ejemplo, la constante de tiempo del devanado de excitación del generador, que es igual a 5 s, por unidad será igual a 1570 rad.

Angulo. El ángulo de giro del rotor, comúnmente, se determina en radianes eléctricos pero a veces cuando se escriben todas las magnitudes por unidad aquél se expresa en grados.

La fórmula del ángulo eléctrico en grados o radianes está relacionado con la fórmula del ángulo geométrico en grados mediante la expresión

$$\delta_{el} : \delta_g = 180 : 360/2m_p,$$

de donde $\delta_{el} = \delta_g m_p$, siendo m_p el número de pares de polos del generador analizado.

Las fórmulas entre los ángulos expresados en radianes y grados se pueden escribir como

$$\delta\ [\text{rad}]/\delta\ [\text{grad}] = 2\pi/360/;\quad \delta\ [\text{rad}] = (314/18\,000)\,\delta\ [\text{grad}] = \delta\ [\text{grad}]/57{,}3.$$

Velocidad. Cuando se estudian procesos relacionados con la rotación del rotor, distinguen su velocidad mecánica absoluta Ω que se define como la derivada del desplazamiento geométrico (expresado en ángulos geométricos) del rotor respecto del tiempo $d\theta/dt$ y la velocidad eléctrica absoluta $\omega = d\delta/dt$ (los ángulos θ y δ se cuentan respecto del eje inmóvil).

Las velocidades eléctrica y mecánica están relacionadas por la fórmula $\omega_g = m_p\Omega_g$. La velocidad del rotor $\Delta\omega$ respecto del eje que gira sincrónicamente (velocidad relativa) se define como la diferencia entre la velocidad eléctrica real ω y la velocidad sincrónica ω_0, o bien como la derivada del ángulo relativo según el tiempo:

$$d\delta/dt = \Delta\omega = \omega - \omega_0,$$

de donde

$$\omega = \omega_0 + d\delta/dt.$$

La velocidad mecánica relativa es

$$\Delta\Omega = \Delta\omega/m_p.$$

La velocidad relativa, expresada en fracciones de la de base (por unidad), es

$$\Delta\omega_* = \Delta\omega/\omega_b = \omega/\omega_b - \omega_0/\omega_b = (1/\omega_b)\,(d\delta/dt).$$

Debido a que, comúnmente, como valor base de la velocidad se asume la velocidad sincrónica ω_0, entonces la fórmula de la velocidad relativa adquiere la forma

$$\Delta\omega_* = \omega_* - 1 = (1/314)\,(d\delta/dt),$$

donde la magnitud δ se expresa en radianes, y t, en segundos. Cuando el ángulo eléctrico se expresa en grados, y el tiempo en segundos, tenemos

$$\Delta\omega_* = \omega_* - 1 = (1/18\,000)\,(d\delta/dt).$$

La velocidad mecánica relativa expresada en fracciones de la sincrónica numéricamente es igual a la velocidad eléctrica relativa:

$$\Delta\Omega_* = \Delta\Omega/\Omega_0 = m_p\Delta\Omega/m_p\Omega_0 = \Delta\omega/\omega_0 = \Delta\omega_*.$$

Potencia y momento. La potencia electromagnética por unidad se escribe de la misma manera que en el sistema de las unidades básicas, pero mediante las f.e.m., tensiones e impedancias expresadas por unidad.

La potencia está relacionada con el momento y la velocidad por la fórmula conocida

$$P = \Omega M,$$

o bien por unidad,

$$P_* = \omega_* M_*.$$

Sustituyendo $\omega_* = 1 + [(d\delta/dt)/18\,000]$, obtenemos $P_* = [1 + (d\delta/dt)/18\,000]\,M_*$.

Si la variación de la velocidad relativa del rotor $d\delta/dt$ no es grande, entonces $(d\delta/dt)/18\,000 \ll 1$; por consiguiente, incluso para una desviación de la velocidad respecto de la sincrónica en 200—400 grad. el/s, se puede asumir $P_* = M_*$, ya que el error para dicho supuesto no sobrepasa el 1—2%.

De esta manera, siendo pequeñas las variaciones de la velocidad (oscilaciones, etapa inicial de la salida del sincronismo, etc.), con frecuencia se asume que $P_* = M_*$.

Aceleración. La aceleración del rotor (s^{-2}) se caracteriza por la fórmula

$$\alpha = d\Delta\Omega/dt = \Delta M/J_0, \tag{A3.1}$$

donde $\Delta\Omega$ es la velocidad angular relativa: $\Delta\Omega_* = \Delta\Omega/\Omega_0$ s^{-1} (o bien rad/s); ΔM, el exceso del momento de rotación *), $m^2 \cdot kg \cdot s^{-2}$, N·m; J_0, momento de inercia, $kg \cdot m^2$.

Multiplicando el numerador y denominador del segundo miembro de la fórmula (A3.1) por Ω_0^2 y transformándola algo, obtenemos

$$\frac{d\Delta\Omega}{dt} = \frac{\Delta M\Omega_0^2}{2\,(J_0\Omega_0^2/2)} = \frac{\Delta M}{T_J}\,\Omega_0^2. \tag{A3.2}$$

Aquí $J_0\Omega_0^2/2$ es la energía cinética acumulada por el rotor durante el movimiento con la velocidad sincrónica Ω_0.

La magnitud T_J, que es igual al valor doble de la energía cinética del rotor que gira a una velocidad sincrónica, se denomina *constante de inercia*. Esa tiene la dimensión $kg \cdot m^2 \cdot s^{-2}$, o lo que es igual, W·s = (o kW·s).

La fórmula (A3.2) es fácil de transformar, pasando de la velocidad geométrica (mecánica) a la velocidad eléctrica y del momento a la potencia. Sustituyendo en (A3.1) las fórmulas

$$\Delta\Omega = \Delta\omega/m_p; \quad \Omega_0 = \omega_0/m_p; \quad \Delta M = \Delta P/\Omega_0,$$

escribamos

$$\alpha = d\Delta\omega/dt = (\Delta P/T_J)\,\omega_0, \tag{A3.3}$$

o bien

$$\alpha = \omega_0\,(\Delta P/T_J) = 314\,(\Delta P/T_J). \tag{A3.4}$$

Aquí $\omega_0 = 314$, o sea tiene las dimensiones rad/s.

Si ΔP se expresa en miles de kW, entonces T_J, en miles de kW·s, α, en rad/s².

Si expresar la velocidad sincrónica en grados, o sea sustituir en (A3.4) $\omega_0 = 360$, $f_0 = 18\,000$, entonces obtenemos la aceleración (grad/s²):

$$\alpha = 18\,000\,\Delta P/T_J. \tag{A3.4a}$$

*) Véase: *Л. Олейникова.* Единицы физических величин в энергетике. Справочное пособие. — М.: Энергоатомиздат, 1983. (*L. Oléinikova.* Unidades de las magnitudes físicas en la energética).

Dividiendo el numerador y denominador de (A3.4) por la potencia base, escribamos la aceleración (grad/s²)

$$\alpha = d^2\delta/dt^2 = 314\ \Delta P_*/T_J, \tag{A3.4b}$$

donde δ se expresa en rad; t, en segundos; T_J, en segundos.

De manera similar, de (A3.4) obtenemos

$$\alpha = d^2\delta/dt^2 = 18\,000\ \Delta P_*/T_J, \tag{A3.4c}$$

donde α [grad/s²]; δ [grad]; t [s]; T_J [s], además

$$T_J\ (\text{s}) = T_J\ (\text{kW}\cdot\text{s})/S_\text{b}\ (\text{kW}) = J_0\Omega_0^2/S_\text{b}.$$

La última fórmula se puede obtener de la ya conocida expresión para determinar la constante de inercia de las máquinas (s)

$$T_{J\ \text{nom}} = 2{,}74\ GD^2n^2/(1000S_\text{nom})$$

mediante el recálculo referido a la potencia base:

$$T_J = T_{J\ \text{nom}}S_\text{nom}/S_\text{b} = 2{,}74\ GD^2n^2/(1000\ S_\text{b}),$$

donde GD^2 es el momento volante, kg·m²; n, la frecuencia de rotación rpm; S_b, la potencia base kW·A.

De esta manera, en la fórmula del movimiento relativo siempre debe incluirse la constante de inercia de las máquinas giratorias referida a la potencia base.

Si en (A3.4*b*) el tiempo se expresa por unidad, incluyendo en vez de T_J (s) la magnitud T_J/ω_0, y en vez de t, la magnitud t_*/ω_0, entonces obtenemos la aceleración por unidad:

$$\alpha_* = \Delta P_*/T_J.$$

A veces la aceleración expresada en Hz/s² se escribe como

$$\alpha_1 = \alpha/(2\pi) = \Delta M_* f_0/T_J. \tag{A3.5}$$

Analizando (A3.2), es fácil establecer que la constante de inercia T_J (s) es igual, numéricamente, al tiempo de arranque del rotor t_{arr} del generador desde el estado inmóvil hasta la velocidad sincrónica (a condición de que en el rotor actúa un momento de rotación constante igual al nominal y que el momento de resistencia es constante), o el tiempo de frenado desde la velocidad sincrónica hasta el estado inmóvil, siendo constante el momento de frenado e igual al nominal. Asegurarse de esto no es difícil al integrar la fórmula (A3.2), donde durante el arranque $\Delta M_* = 1$, $\Omega_0 = 1$:

$$\int_{\Omega_*=0}^{\Omega_*=\Omega_1=1} T_J d\Delta\Omega_* = \int_{t=0}^{t=t_{\text{arr}}} dt,$$

de donde $T_J = t_{\text{arr}}$.

De manera similar, para el frenado $T_J = t_{t_{\text{ren}}}$.

En realidad, cuando el momento giratorio, al igual que el momento de resistencia, depende de la velocidad, el tiempo de aceleración o de frenado resulta ser mayor que T_J. En estos casos T_J se puede determinar con ayuda de la curva trazada experimentalmente $\Omega = f(t)$, siendo $M_* = 1$:

$$T_J = (dt_*/d\Omega_*)\ \Delta M_*.$$

Los métodos prácticos para hallar la constante de inercia se basan en esta correlación.

Energía cinética. Para expresar por unidad el incremento de la energía del rotor, cuando varía su velocidad, escribamos primero la expresión fundamental:

$$\Delta A = \int \Delta P\, dt = J_0\frac{\Omega^2}{2} - J_0\frac{\Omega_0^2}{2} = \frac{J_0\Omega_0^2}{2}\left[\frac{\Omega^2-\Omega_0^2}{\Omega_0^2}\right] = \frac{T_J\mathrm{l}}{2}(\Omega_*^2-1).$$

Sustituyendo en ella $\Omega_* = \omega_* = 1 + \Delta\omega_*/\omega_0$, obtenemos

$$\int \Delta P\, dt = (T_J/2)\,(\Delta\omega_*^2 + 2\Delta\omega_*). \tag{A3.6}$$

Analizando esta fórmula como una ecuación cuadrática, hallamos

$$\Delta\omega_* = \sqrt{1+\frac{2}{T_J}\int \Delta P\, dt} - 1. \tag{A3.6a}$$

Tabla A3.1

N°	Forma de escritura de la ecuación	Dimensiones de las magnitudes			
		ángulo δ	tiempo t	constante de inercia T_J	potencia P, P_T
1	$T_J \frac{d^2\delta}{dt^2} = P_T - P$	rad	rad	rad	p.u
2	$T_J\omega_0 \frac{d^2\delta}{dt^2} = P_T - P$	rad	rad	s	p.u
3	$T_J\omega_0 P_b \frac{d^2\delta}{dt^2} = P_T - P$	rad	rad	s	kW
4	$\frac{T_J}{\omega_0} P_b \frac{d^2\delta}{dt^2} = P_T - P$	rad	s	s	kW
5	$\frac{T_J}{360 f_0} P_b \frac{d^2\delta}{dt^2} = P_T - P$	grad.el	s	s	kW
6	$\frac{T_J}{360 f_0} \frac{d^2\delta}{dt} = P_T - P$	grad.el	s	s	p.u
7	$\frac{T_J}{\omega_0} \frac{d^2\delta}{dt^2} = P_T - P$	rad	s	s	p.u
8	$\frac{T_J\omega_0}{P_b} \frac{d^2\delta}{dt^2} = P_T - P$	rad	rad	kW·s	p.u
9	$T_J \frac{d^2\delta}{dt^2} = \omega_0 (P_T - P)$	rad	s	s	p.u

Diferenciemos (A3.6) según t:

$$\Delta P = \frac{T_J d\Delta\omega_*}{dt}(1+\Delta\omega_*), \quad \text{o bien} \quad \Delta M = \frac{\Delta P}{1+\Delta\omega_*} = T_J \frac{d\Delta\omega_*}{dt}.$$

Representamos $d\Delta\omega_*/dt$ de la forma

$$\frac{d\Delta\omega_*}{dt} = \frac{d\Delta\omega_*}{dt}\frac{d\delta}{d\delta} = \Delta\omega_* \frac{d\Delta\omega_*}{d\delta},$$

entonces

$$\Delta M = T_J \Delta\omega_* \frac{d\Delta\omega_*}{d\delta}, \quad \text{o bien} \quad \Delta M\, d\delta = T_J \Delta\omega_*\, d\Delta\omega_*.$$

Integrando la última fórmula, obtenemos la ecuación de la energía cinética del movimiento relativo *):

$$\frac{T_J\Delta\omega_*^2}{2} = \int_\delta \Delta M\, d\delta, \quad \text{o bien} \quad \frac{T_J\Delta\omega_*^2}{2} = \int \frac{\Delta P\, d\delta}{(1+\Delta\omega_*)}. \tag{A3.6b}$$

Debido a que $\Delta\omega_* \ll 1$, entonces

$$\Delta A = \int \Delta P\, d\delta \approx T_J \frac{\Delta\omega_*^2}{2}, \tag{A3.6c}$$

de donde

$$\Delta\omega_* \approx \sqrt{\frac{2}{T_J}\int_\delta \Delta P\, d\delta}.$$

Fórmulas similares se pueden hallar de (A3.6a) para la condición cuando $\Delta\omega_* \ll 1$.

*) Las diferentes formas de las ecuaciones de movimiento se presentan en la tabla A3.1.

Las expresiones obtenidas se emplean, comúnmente, sin hacer menciones especiales acerca de que son convencionales y aproximadas.

Notemos que de manera similar a la fórmula (A3.6a) se puede escribir la expresión para la variación relativa de la velocidad angular de la turbina:

$$\Delta\Omega_* = \sqrt{1 + 2A/T_J} - 1,$$

donde $A = \int_0^t P\,dt$ es la cantidad de energía creada por la turbina durante el desplazamiento del órgano regulador, el cual tiene lugar debido a la variación de la carga del generador.

A4. Amortiguamiento y coeficiente de amortiguamiento

El coeficiente de amortiguamiento P_d se incluye en la ecuación de movimiento de la máquina sincrónica en aquellos casos cuando es conveniente, de manera aproximada, sin escribir las ecuaciones diferenciales de los procesos transitorios electromagnéticos en los circuitos del rotor, reflejar la influencia de dichos circuitos en los regímenes del funcionamiento asincrónico o de las oscilaciones sincrónicas electromecánicas (MS).

El coeficiente de amortiguamiento está relacionado con fenómenos mecánicos (fricción, etc.) y eléctricos (surgimiento de la potencia asincrónica). En un sistema complejo que contiene varios generadores que funcionan fuera de sincronismo, en el estator de cada uno de ellos surgen tensiones y corrientes, que contienen sumandos de distintas frecuencias. La intensidad del sumando de una u otra frecuencia depende de las estructuras de todas las máquinas, valores de las f.e.m., velocidades absolutas de sus rotores, configuración de las redes de enlace y de sus impedancias. Con cierta aproximación se puede suponer que en el estator se crea un campo giratorio que tiene una velocidad diferente de la sincrónica.

La potencia equivalente de amortiguamiento, reflejada en el coeficiente P_d (véase cap. 14), en cada máquina es la suma de una serie de potencias:

1) condicionadas por la fricción (M_{fr}) y proporcionales a la velocidad absoluta del rotor de la máquina dada ($P_d\,_{fr}$);

2) relacionadas con la acción del «momento propio» (M_{11}), proporcional a la resistencia de los circuitos del estator, cuadrado de la f.e.m. de la máquina dada y al valor ($1 - s$), donde s es el deslizamiento del flujo magnético resultante del estator, definido como la suma de todos los campos magnéticos que tienen frecuencias distintas (P_{d11});

3) provocadas por el efecto asincrónico que se revela en virtud de la interacción entre las corrientes en los devanados encortocircuitados del rotor y el flujo magnético resultante indicado, que tiene un deslizamiento s con respecto al rotor (P_{d2}).

Para simplificar el problema, comúnmente en el análisis se desprecian las multifrecuencias, suponiendo que en el estator de cada máquina se crea un campo sinusoidal que tiene una velocidad distinta de la sincrónica.

En el caso de unas cuantas centrales, menospreciando las distintas frecuencias de los valores instantáneos, P_d se determina según el movimiento relativo de los rotores de las máquinas del sistema. Incluso con este tipo de simplificaciones, la solución del problema de determinar P_d y calcular el movimiento relativo tiene dificultades. El sistema de tres-cuatro centrales, comúnmente, se remplaza por dos centrales o, con mayor frecuencia, por una central que funciona a unas barras de tensión constante. Debido a que $P_d \gg P_{fr}$, se asume $P_d\,_{fr} = \partial M_{fr}/\partial s \approx 0$, entonces para el caso más sencillo

$$P_d = P_{d11} + P_{d2} = \partial M_{11}/\partial s + \partial M_2/\partial s.$$

Para una excitación que corresponde al régimen normal, una impedancia considerable del estator y deslizamientos pequeños ($s < 0{,}0005$), la derivada de los momentos adquiere los valores

$$\partial M_{11}/\partial s = -(1. . .3); \quad \partial M_2/\partial s = 0{,}5. . .4.$$

Por consiguiente, P_d puede hacerse positivo, lo cual indica la posibilidad de la autoimpulsión. Para el caso de la marcha asincrona permanente y cuando $s_\infty < s_{cr}$, determinando P_d como la tg ε_0, donde ε_0 es el ángulo de inclinación de la secante trazada desde el punto $s = 0$ al punto de la curva $M = f(s)$, siendo $s = s_{cr}$, comúnmente obtenemos un valor de P_d en el diapasón de 100 a 600. Siendo $s_\infty > s_{cr}$, comúnmente, $P_d = 3. . .30$. Si las barras de tensión constante se alejan de la máquina analizada en z_{12}, se puede hallar **aproximadamente** un nuevo valor:

$$P_{deqv} = P_d x_d'^2/(z_{12}^2 + x_d'^2).$$

La dimensión de $[P_d] = [P]\,[t]/[\delta]$. En los valores obtenidos arriba la magnitud P_d se determina por unidad. Cuando en la ecuación el movimiento relativo del ángulo se da en radianes, el tiempo, en segundos, la potencia, por unidad, los valores reducidos de P_d deben ser divididos entre 314 (rad/s).

El coeficiente de amortiguamiento de las oscilaciones sincrónicas, incluyendo la influencia del devanado de excitación, depende tanto de los parámetros estructurales de la MS como del régimen inicial (a diferencia de los regímenes asincrónicos) y de los parámetros de los dispositivos de regulación de la excitación. Así, para un turbogenerador de gran potencia sin RAE, que funciona en el sistema eléctrico de potencia más sencillo (central-barras) y que tiene una frecuencia de oscilaciones electromecánicas propias del orden de 1 Hz, el valor de P_d es de 2 a 4 p.u. Si en dicho turbogenerador se instala un RAE a.r y se realiza una elección especial de los parámetros de ajuste, $P_d = 40. . .60$ p.u. Notemos que si en la ecuación de movimiento todas las constantes de tiempo se dan en segundos y los ángulos, en radianes, entonces P_d también hay que expresarlo en segundos:

$$P_d\,[\text{s}] = P_d\,[\text{p.u}]/\omega_0\,[\text{rad/s}].$$

Las fórmulas analíticas para determinar P_d mediante los parámetros estructurales de la MS, parámetros del régimen del sistema sencillo y el RAE se dan en la literatura especializada *).

Para los sistemas eléctricos de multimáquinas, hallar el coeficiente de amortiguamiento de las oscilaciones sincrónicas de una MS elegida es un problema más complicado, lo que está

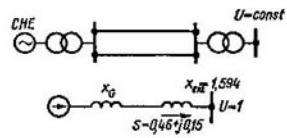


Fig. A4.1. Esquema del sistema

relacionado con el hecho de que en este caso cada MS oscila con $N - 1$ frecuencias electromecánicas (donde N es el número de máquinas sincrónicas). Para cada frecuencia se tiene una componente del amortiguamiento.

La metodología desarrollada **) recomienda separar la componente de la frecuencia dominante del proceso transitorio complejo y para ella determinar el coeficiente equivalente de amortiguamiento.

Ejemplo A4.1. Una CHE transmite energía a un sistema de gran potencia. La tensión en las barras de la subestación receptor es constante. El esquema principal y sus parámetros se aducen en la fig. A4.1. Las reactancias del generador equivalente de la CHE para las mismas condiciones de base ($S_b = 600$ MV·A; $U_b = 115$ kV) son: $x_{dG} = 3{,}72$; $x_{qG} = 2{,}42$; $x'_{dG} = 1{,}13$; $x''_{dG} = 0{,}778$; $x''_q = 0{,}906$. Las constantes de tiempo de los circuitos de los hidrogeneradores son: $T'_{do} = 5$ s; $T''_{do} = 0{,}08$ s; $T''_{qo} = 0{,}13$ s. Los reguladores de velocidad de las turbinas hidráulicas tienen características idénticas; el coeficiente de desigualdad de los reguladores de todas las turbinas $\sigma = 1{,}2\%$.

Calcular el régimen de la transmisión para la marcha asíncrona de los generadores, cuya excitación en dicho régimen se desconecta para disminuir las oscilaciones de la potencia.

Solución. Las potencias y las tensiones en el sistema durante la marcha asíncrona de una de las centrales generadoras se predeterminan por el deslizamiento con el que funcionan los generadores de esa central. El deslizamiento medio del régimen asíncrónico permanente depende de la correlación entre las características de la potencia asincrónica media del generador y la característica estática de la potencia de la turbina regulada.

Los valores de la potencia media asincrónica de los hidrogeneradores, cuando el enlace con las barras de tensión constante es sólo una reactancia, pueden ser calculados según la fórmula

*) Véase: *В. Веников, И. Литкенс, В. Пуго.* Демпферные коэффициенты. Учебное пособие по курсу «Переходные процессы в электрических системах». — М.: МЭИ, 1979. (*V. Vénikov, I. Litkens, V. Pugo.* Coeficientes de amortiguamiento).

**) Véase: *И. Литкенс, В. Пуго, В. Абдул Заде.* Демпферные коэффициенты синхронных генераторов в многомашинных электрических системах. — Электричество, 1984, № 3. (*I. Litkens, V. Pugo, V. Abdul Zade.* Coeficientes de amortiguamiento de los generadores sincrónicos en los sistemas eléctricos de multimáquinas).

[conforme a (14.14)]

$$P_{\text{asn.med}} = -\frac{U^2}{2}\, s\left[\frac{x_d - x'_d}{x_d x'_d}\,\frac{T'_d}{1+(sT'_d)^2} + \frac{x'_d - x''_d}{x'_d x''_d}\,\frac{T''_d}{1+(sT''_d)^2} + \frac{x_q - x''_q}{x_q x''_q}\,\frac{T''_q}{1+(sT''_q)^2}\right].$$

Según las condiciones del problema, en la expresión anterior

$$T'_d = T_{d0}\,\frac{x'_{dG} + x_{\text{ext}}}{x_{dG} + x_{\text{ext}}} = 5\,\frac{1{,}13 + 1{,}594}{3{,}72 + 1{,}594} = 2{,}56 \text{ s};$$

$$T''_d = T''_{d0}\,\frac{x''_{dG} + x_{\text{ext}}}{x'_{dG} + x_{\text{ext}}} = 0{,}08\,\frac{0{,}778 + 1{,}594}{1{,}13 + 1{,}594} = 0{,}0695 \text{ s};$$

$$T''_q = T''_{q0}\,\frac{x''_{dG} + x_{\text{ext}}}{x_{qG} + x_{\text{ext}}} = 0{,}13\,\frac{0{,}906 + 1{,}594}{2{,}42 + 1{,}594} = 0{,}081 \text{ s}.$$

Las reactancias en la fórmula de la potencia asincrónica incluyen la reactancia exterior x_{ext}. Cuando las constantes de tiempo se expresan por unidad (radianes), tenemos

$$P_{\text{asn.med}} = -\frac{1^2}{2}\, s\left[\frac{3{,}72 - 1{,}13}{(3{,}72+1{,}594)(1{,}13+1{,}594)}\,\frac{2{,}56\cdot 314}{1+(2{,}56\cdot 314)^2 s^2} + \right.$$

$$+\frac{1{,}13 - 0{,}778}{(1{,}13+1{,}594)(0{,}778+1{,}594)}\,\frac{0{,}0695\cdot 314}{1+(0{,}0695\cdot 314)^2 s^2} +$$

$$\left. +\frac{2{,}42 - 0{,}906}{(2{,}42+1{,}594)(0{,}906+1{,}594)}\,\frac{0{,}081\cdot 314}{1+(0{,}081\cdot 314)^2 s^2}\right] =$$

$$= -\frac{71{,}6s}{1+64{,}5\cdot 10^4 s^2} - \frac{0{,}62s}{1+0{,}0475\cdot 10^4 s^2} - \frac{1{,}915s}{1+0{,}0645\cdot 10^4 s^2};$$

$$P_{\text{asn}} = -\left\{P_{\text{asn}\,f\,\text{med}}\left[1+\sqrt{1+(sT'_d)^2}\,\text{sen}\left(2\delta - \text{arctg}\,\frac{1}{sT'_d}\right)\right] + \right.$$

$$+P_{\text{asn}\,d\,\text{med}}\left[1+\sqrt{1+(sT''_d)^2}\,\text{sen}\left(2\delta - \text{arctg}\,\frac{1}{sT''_d}\right)\right] +$$

$$\left. +P_{\text{asn}\,q\,\text{med}}\left[1-\sqrt{1+(sT''_q)^2}\,\text{sen}\left(2\delta - \text{arctg}\,\frac{1}{sT''_q}\right)\right]\right\}.$$

Aquí

$$sT'_d = -1{,}15\cdot 2{,}56\cdot 314\cdot 10^{-2} = -9{,}25; \quad sT''_d = -1{,}15\cdot 6{,}95\cdot 314\cdot 10^{-4} = -0{,}251;$$

$$sT''_q = -1{,}15\cdot 8{,}1\cdot 314\cdot 10^{-4} = -0{,}292;$$

$$\text{arctg}\,\frac{1}{-9{,}25} = 173{,}8°; \quad \text{arctg}\,\frac{1}{-0{,}251} = 104{,}1°; \quad \text{arctg}\,\frac{1}{-0{,}292} = 106{,}3.$$

Por consiguiente,

$$P_{\text{asn}} = -0{,}0095\left[1+\sqrt{1+9{,}25^2}\,\text{sen}\,(2\delta - 173{,}8°)\right] - 0{,}0065\left[1+\sqrt{1+0{,}251^2}\,\text{sen}\,(2\delta - 104{,}1°)\right] -$$

$$-0{,}020\left[1-\sqrt{1+0{,}292^2}\,\text{sen}\,(2\delta - 106{,}3°)\right] =$$

$$= -0{,}036 - 0{,}0882\,\text{sen}\,(2\delta - 173{,}8°) - 0{,}0067\,\text{sen}\,(2\delta - 104{,}1°) + 0{,}0208\,\text{sen}\,(2\delta - 106{,}3°).$$

Las características $P = f(s)$ se muestran en la fig. A4 2.

En el régimen asincrónico los hidrogeneradores también entregan a la red la potencia activa condicionada por los polos salientes, a veces denominada *de reacción*:

$$P_r = \frac{U^2}{2}\,\frac{x_d - x_q}{x_d x_q}\,\text{sen}\,2\delta = \frac{1}{2}\,\frac{3{,}72 - 2{,}42}{(3{,}72+1{,}594)(2{,}42+1{,}594)}\,\text{sen}\,2\delta = 0{,}0304\,\text{sen}\,2\delta.$$

Conforme a (14.19), la potencia reactiva Q_r en el sistema durante la marcha asíncrona de los hidrogeneradores se compone de la potencia asincrónica Q_{asn} y la potencia de magnetiza-

ción Q_μ, siendo

$$Q_\mu = -\frac{U^2}{2}\left[\frac{1}{x_d}+\frac{1}{x_q}-\left(\frac{1}{x_q}-\frac{1}{x_d}\right)\cos 2\delta\right];$$

$$Q_{asn} = -\frac{U^2}{2}\left\{\left(\frac{1}{x'_d}-\frac{1}{x_d}\right)\left[\frac{(sT'_d)^2}{1+(sT'_d)^2}+\frac{sT'_d}{\sqrt{1+(sT'_d)^2}}\cos\left(2\delta-\operatorname{arctg}\frac{1}{sT'_d}\right)\right]+\right.$$

$$+\left(\frac{1}{x''_d}-\frac{1}{x'_d}\right)\left[\frac{(sT''_d)^2}{1+(sT''_d)^2}+\frac{sT''_d}{\sqrt{1+(sT''_d)^2}}\cos\left(2\delta-\operatorname{arctg}\frac{1}{sT''_d}\right)\right]+$$

$$\left.+\left(\frac{1}{x''_q}-\frac{1}{x_q}\right)\left[\frac{(sT''_q)^2}{1+(sT''_q)^2}-\frac{sT''_q}{\sqrt{1+(sT''_q)^2}}\cos\left(2\delta-\operatorname{arctg}\frac{1}{sT''_q}\right)\right]\right\}.$$

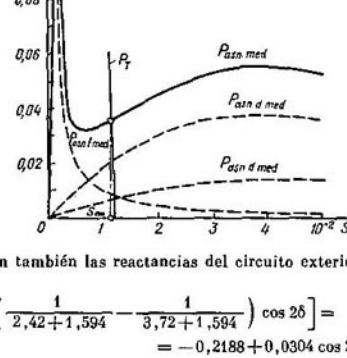


Fig. A4.2. Características de la potencia asincrónica:

P_T, característica estática de la potencia de la turbina regulada, cuyo regulador tiene un coeficiente de desigualdad $\sigma = 1{,}2\%$. El punto de cruce de las características de la turbina y el generador define el valor del deslizamiento medio de la marcha asincrona permanente $s_{co} = -0{,}0115$. De la figura se deduce que $P_{asn.med} = 0{,}036$; $P_{asn\,f\,med} = 0{,}0095$; $P_{asn\,d\,med} = 0{,}0065$; $P_{asn\,q\,med} = 0{,}020$.

El valor de la potencia asincrónica activa, que considera tanto la componente media como la variable, puede calcularse según la fórmula transformada (14.16)

En estas fórmulas las reactancias incluyen también las reactancias del circuito exterior. Por consiguiente,

$$Q_\mu = -\frac{1}{2}\left[\frac{1}{3{,}72+1{,}594}+\frac{1}{2{,}42+1{,}594}-\left(\frac{1}{2{,}42+1{,}594}-\frac{1}{3{,}72+1{,}594}\right)\cos 2\delta\right] =$$

$$= -0{,}2188+0{,}0304\cos 2\delta;$$

$$Q_{asn} =$$

$$= -\frac{1}{2}\left\{\left(\frac{1}{1{,}13+1{,}594}-\frac{1}{3{,}72+1{,}594}\right)\left[\frac{(-9{,}25)^2}{1+(-9{,}25)^2}+\frac{(-9{,}25)}{\sqrt{1+(-9{,}25)^2}}\cos(2\delta-173{,}8^\circ)\right]+\right.$$

$$+\left(\frac{1}{0{,}778+1{,}594}-\frac{1}{1{,}13+1{,}594}\right)\left[\frac{(-0{,}251)^2}{1+(-0{,}251)^2}+\frac{(-0{,}251)}{\sqrt{1+(-0{,}251)^2}}\cos(2\delta-104{,}1^\circ)\right]+$$

$$\left.+\left(\frac{1}{0{,}906+1{,}594}-\frac{1}{2{,}42+1{,}594}\right)\left[\frac{(-0{,}292)^2}{1+(-0{,}292)^2}-\frac{(-0{,}292)}{\sqrt{1+(-0{,}292)^2}}\cos(2\delta-106{,}3^\circ)\right]\right\},$$

o bien

$$Q_{asn} = -\,[0{,}0961 = 0{,}089\cos(2\delta - 173{,}8^\circ) - 0{,}00667\cos(2\delta - 104{,}1^\circ) + 0{,}0211\cos(2\delta - 106{,}3^\circ)].$$

Las variaciones de los parámetros del régimen, obtenidas según las fórmulas presentadas, se muestran en la fig. A4.3. Calculemos la tensión en las barras de la central generadora, empleando la fórmula $\dot{U}_G = U + Q_\Sigma x_{ext}/U + jP_\Sigma x_{ext}/U$.

Cuando $\delta = 0$

$$\dot{U}_G = 1 + (-0{,}2008)\cdot 1{,}594/1 + j\cdot 0{,}03\cdot 1{,}594/1 = 0{,}682 \angle 4{,}0^\circ.$$

La variación de $U_G = f(\delta)$ también se muestra en la fig. A4.3.

Ejemplo A4.2. En el sistema presentado en la fig. A4.4, *a* sucedió una desviación de la velocidad con respecto a la sincrónica.

Hallar para el sistema, cuyo esquema se muestra en la fig. A4.4, *a*, la dependencia entre el momento de rotación y el deslizamiento cuando $\omega \approx \omega_0$, $t \approx t_0$.

Parámetros del sistema: 1) turbogenerador de pequeña potencia con excitación independiente, que funciona sin regulador de excitación: $E_q = 2{,}02$; $x_d = 0{,}893$; $x'_d = 0{,}063$; cable: $x = 0{,}0235$; $r = 0{,}4$; transformador: $x_T = 0{,}055$. El circuito equivalente se da en la fig. A4.4, *b*.

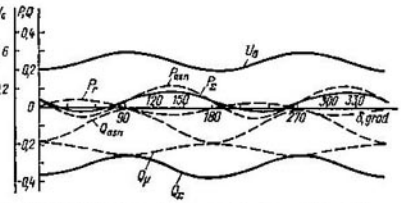


Fig. A4.3. Variación de los parámetros del régimen en el régimen asincrónico

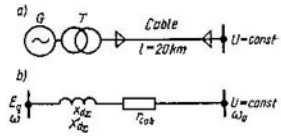


Fig. A4.4. Esquema del sistema: *a*, esquema inicial; *b*, circuito equivalente

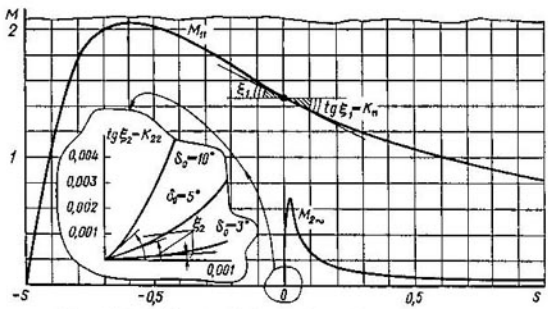


Fig. A4.5. Influencia de la marcha asíncrona permanente

Solución. Hallamos $x_{d\Sigma} = 0{,}971$; $x'_{d\Sigma} = 0{,}142$; $T'_d = 50$; $z = \sqrt{0{,}972^2 + 0{,}4^2} = 1{,}05$; $\alpha = \arcsen\ (r/z) = 22{,}3°$; $z' = \sqrt{0{,}142^2 + 0{,}4^2} = 0{,}425$.

Para las condiciones dadas se puede asumir $n = 1$. Entonces, según el parágrafo 14.5, siendo $\omega = \omega_0 = 1$,

$$M_{11} = 2{,}02^2 \cdot 0{,}4/1{,}05^2 = 1{,}47.$$

Luego hallamos:

$$K_{11} = +\ 2{,}02^2 \cdot 0{,}4\ (0{,}971^2 - 0{,}4^2)/1{,}05^4 = +\ 1{,}05;$$

$$-\ K_{22} = 1\ (0{,}893 - 0{,}065)\ 50 \cdot \operatorname{sen}^2\delta/(0{,}971 \cdot 0{,}142) \approx 300\ \operatorname{sen}^2\delta.$$

Por cuanto el enlace entre el generador y las barras de tensión constante no es sólo una reactancia, recalculemos K'_{22} según (14.15):

$$-K'_{22} = (x_d x'_d/z'_{12})^2\, K_{22} = \left[\frac{0{,}893 \cdot 0{,}063}{0{,}425}\right] 300\ \operatorname{sen}^2\delta = 39{,}7\ \operatorname{sen}^2\delta.$$

La dependencia entre los momentos con respecto a la velocidad la trazamos partiendo de (14.12):

$$M_{11} = 2{,}02^2 \cdot 0{,}4\omega/(0{,}4^2 + 0{,}95\omega^2) = 1{,}632\omega/(0{,}16 + 0{,}95\ \omega^2),$$

y de (14.16) (donde de manera simplificada se considera solamente el primer término):

$$M_2 = 16{,}85s\left[\frac{1}{A} + \frac{1}{\sqrt{A}}\,\mathrm{sen}\left(2\delta - \mathrm{arctg}\,\frac{1}{50s}\right)\right].$$

Aquí $A = 1 + (50\ s)^2$.

De las gráficas correspondientes, presentadas en la fig. A4.5, se deduce que $K_{22} < K_{11}$ para pequeños ángulos δ_0, lo cual debe provocar la impulsión de la máquina (amortiguamiento negativo).

A5. Resumen histórico acerca de los procesos transitorios

Por vez primera la necesidad de estudiar los procesos transitorios electromecánicos en los sistemas eléctricos de potencia surgió al comienzo de los años 20 en los EE.UU., donde fueron publicados los resultados de las primeras investigaciones realizadas por V. Bush y R. Butz, B. Robertson, R. Dougherty, E. Clark, K. Nichol, R. Rudenberg, F. Longlie y, en especial, por R. Park que propuso (1928) las ecuaciones diferenciales de la máquina eléctrica sincrónica y que luego se hicieron ampliamente conocidas.

Poco después el interés por estos problemas surgió en una serie de países europeos. En la URSS los trabajos en esta rama comenzaron en los años 1926—1930 por L. Sirotinski, V. Jaschinski, N. Schedrín y A. Smúrov que publicó una monografía con un apartado sobre la estabilidad. Al mismo tiempo con las publicaciones extranjeras, en las revistas rusas («Electricidad y otras) se analizaron la teoría y métodos fundamentales de análisis de la estabilidad dinámica (método de las áreas, método de paso a paso, etc.).

En 1932 se publicó el trabajo de N. Krilov y N. Bogoliúbov, que analizaba la estabilidad de las máquinas sincrónicas no reguladas. En 1933—1934 aparecieron libros de P. Zhdánov y S. Lébedev donde, además de las investigaciones originales de los atores, se concentró la experiencia mundial del análisis de los regímenes transitorios de los sistemas eléctricos de potencia. En 1930—1935 A. Górev en una serie de artículos y monografías publicó las ecuaciones por él obtenidas, similares a las ecuaciones de Park (luego llamadas de Park — Górev), dedujo el criterio de estabilidad, basándose en el método de las oscilaciones pequeñas, y estructuró las investigaciones a la luz del trabajo mundialmente conocido de A. Liapunov, el que en 1892 estudió el problema general sobre la estabilidad del movimiento. Al mismo tiempo dentro de una concepción igualmente rigurosa trabajó P. Zhdánov. Él estudió la estabilidad estática de un sistema sencillo y complejo, analizándolo, primero, como imposibilitado para la autoimpulsión, posicional, y luego precisó los resultados considerando la influencia de los procesos transitorios electromagnéticos, amortiguamiento y variaciones de la frecuencia, obteniendo a la vez una metodología cómoda para los cálculos.

A finales de los años 30 en la URSS y en otros países apareció una gran cantidad de propuestas, útiles pero no estrictamente fundamentadas, para evaluar la estabilidad estática por diferentes «criterios prácticos», representados por las derivadas de cualquiera de los parámetros del régimen con respecto a otro ($d\Pi_1/d\Pi_2$), por ejemplo, $dP/d\delta$, dE/dU, etc.). I. Markóvich, junto con I. Bruk, propuso en 1937—1938 otro criterio muy importante $d\Delta Q/dU$, posteriormente con S. Soválov dio una argumentación exhaustiva de éste y otros criterios prácticos, estableciendo las condiciones para que coincidan los resultados obtenidos mediante dichos criterios con los resultados en caso de determinar más rigurosamente la estabilidad por el método de las oscilaciones pequeñas y control de ésta según el signo del término independiente de la ecuación característica (P. Zhdánov). Con estos trabajos se dio claridad suficiente al método de análisis de la estabilidad de los sistemas no regulados tanto sencillos como complejos, con gran cantidad de centrales eléctricas. Al mismo tiempo se esclareció la naturaleza del alud de tensión (P. Zhdánov, K. Smírnov), se precisaron los métodos de análisis de la estabilidad de la carga (P. Zhdánov) y la construcción de sus características estáticas y dinámicas, se definieron las características típicas de las cargas (D. Azáriev), etc.

Comenzando desde los años 1938—1940, la atención de los ingenieros se concentró en la posibilidad de la regulación automática (proporcional) de la excitación, que posteriormente se implantó exitosamente en los sistemas eléctricos de potencia. Así, en los años 1940—1941 en el sistema «Azenergo» I. Siromiátnikov mejoró la estabilidad del sistema empleando los dispositivos automáticos, en primer orden los reguladores de excitación, lo que resultó ser un medio muy efectivo contra el alud de tensión. En una serie de sistemas (Moscú, Leningrado, los Urales y otros), también se emplearon ampliamente los dispositivos automáticos del régimen. En estos tiempos la regulación de la excitación se empleaba también ampliamente para mantener la tensión en los sistemas energéticos extranjeros, sin embargo, no se le prestaba atención como a un medio para mejorar la estabilidad. Los trabajos de S. Lébedev en los años 1937—1938 mostraron la posibilidad teórica y práctica de un régimen con estabilidad artificial (condicionada

por la acción del regulador) y fue un gran paso precisamente en dicha dirección, interés hacia la cual en el extranjero surgió mucho después (V. Frey, K. Lavanshi, Ch. Concordia, G. Crohn).

Como una continuación de estas investigaciones se pueden considerar los trabajos de L. Tsukérnik, que desarrolló el sistema de compound de los generadores, y de otros especialistas (G. Guértsenberg, M. Botvínnik, M. Meyérov, I. Glébov, etc.) que propusieron (1950—1955) la llamada «regulación reforzada» de la excitación. La regulación reforzada junto con otras medidas (de diseño y tomadas en el régimen) tales como la descarga automática, realización de la estabilidad resultante, reconexión automática, etc., hizo un aporte muy grande en el mejoramiento de la estabilidad de los sistemas eléctricos de potencia que contiene líneas de transmisión largas (Kúibishev — Moscú y otros), (I. Siromiátnikow, L. Mamikoniánts, I. Markóvich, S. Soválov, S. Rokotián, D. Azáriev, S. Úsov, E. Zeilidzón y otros).

El empleo de la regulación proporcional, y en especial la reforzada, exigieron la elaboración de métodos de cálculo que consideren la posibilidad de la autoimpulsión condicionada tanto por el ajuste erróneo de los reguladores como por la peculiaridad del comportamiento del sistema con «regulación reforzada» en el límite de estabilidad. En relación con esto, fue publicada una serie de trabajos basados en el método de las oscilaciones pequeñas, que permitieron perfeccionar e implantar la regulación reforzada (I. Litkens, G. Mijniévich, L. Urúsov, O. Schérbachev, M. Levintstéin y otros). Estos trabajos incluyeron la creación de los métodos cómodos para el estudio de las ecuaciones características de altos órdenes, basados en los métodos de Hurwitz, Routh, Mijáilov, de *D*-división, etc. Los problemas del ajuste de los reguladores de excitación se analizaron por I. Litkens, V. Stróyev, I. Grúzdev, V. Liubarski, L. Tsukérnik, basándose en las ecuaciones propuestas por él (1956) para el análisis de la estabilidad de los sistemas complejos regulados, obtuvo la fórmula para determinar el orden de la ecuación característica que es función de la composición y estructura del sistema y sus dispositivos de regulación. Todos los métodos enunciados resultaron bastante efectivos y prácticos tanto para sistemas relativamente sencillos (dos-tres centrales) como para más complejos (con empleo de los ordenadores). Los trabajos comenzados ya en los años 30 sobre la regulación rápida de las turbinas de vapor para mejorar la estabilidad obtuvieron su desarrollo en los trabajos de Ya. Luguinski, B. Murgánov y otros, que conllevaron a resultados prácticos importantes.

La teoría de la estabilidad y de los procesos transitorios en los sistemas que contienen transmisiones largas fue analizada por una serie de especialistas, entre ellos A. Górev, P. Zhdánov, A. Wulf, N. Schedrín, R. Rudenberg, E. Kimbark, E. Clark. Posteriormente se prestó atención a estos problemas en los trabajos de V. Scherbakov y sus colaboradores, en los trabajos del Instituto Energético de Moscú (MEI), Instituto Politécnico de Leningrado (LPI) y otros.

No obstante, la creación de una metodología ingenieril de análisis de la estabilidad de los sistemas regulados de cualquier complejidad es todavía un problema no resuelto por completo. Los intentos de resolverlo basándose en los métodos del espacio fasorial, tensor de Riemann — Christoffel (G. Crohn), método directo de Liapunov y otros nuevos enfoques ya comienzan a dar resultados. Aunque dichos métodos no han encontrado una aceptación y uso general, para ciertos problemas satisfacen al ingeniero (M. Vaiman, S. Strájov, D. Arzamástsev, I. Rudnitski y otros). Los métodos de análisis de la estabilidad dinámica, sin variar de principio, han sido sometidos a perfeccionamiento en los últimos tiempos, debido, en parte, a la necesidad de considerar la influencia de los dispositivos de regulación, aumento de la rapidez con que se desconectan los cortocircuitos y análisis de gran número de factores que antes se consideraban de segundo grado pero que de todos modos influyen en el transcurso del proceso transitorio, y por otra parte a las grandes posibilidades que ofrece la técnica computacional moderna. Así, para los cálculos de la dinámica de los procesos transitorios en una serie de casos se hace uso de las llamadas ecuaciones de los valores instantáneos, propuestas por R. Park, A. Górev y analizados por G. Crohn y otros. S. Strájov, E. Kazovski, L. Vereténnikov, S. Crarry, Ch. Concordia, B. Adkinson, G. Stegg, A. Elabid y otros hicieron uso de ellas para resolver problemas prácticos. Apareció una serie de trabajos que desarrollaron la teoría de las catástrofes aplicada a la energética.

La teoría de los regímenes transitorios de los sistemas eléctricos de potencia en el último decenio se vio obligada a estudiar también una serie de problemas especiales. A éstos pertenece la metodología de equivalentación de las partes de los sistemas complejos *) (los trabajos de F. Guséinov, L. Zhúkov, N. Voropai). Se realizaron muchas investigaciones de la marcha asíncrona de las máquinas sincrónicas en los sistemas y su resincronización. En la URSS en esta rama fue realizada gran cantidad de investigaciones por P. Zhdánov, I. Siromiátnikov, L. Mamikoniánts, A. Jachatúrov y otros. A estas investigaciones en otros países se les prestó menos atención. En un análisis de los problemas de la estabilidad en el aspecto histórico cabe subrayar que, como consecuencia de una serie de peculiaridades del desarrollo de la energética, la atención a unos u otros problemas de la teoría y las vías para el mejoramiento de la estabilidad

*) Un resumen se puede hallar en el libro: *Ф. Гусейнов.* Эквивалентирование сложных систем. — М.: Энергия, 1977. (*F. Guséinov.* Equivalentación de los sistemas complejos).

en la URSS y en el extranjero ha sido distinta. En los sistemas nacionales soviéticos el mejoramiento de la estabilidad y la calidad de los procesos transitorios se lograron no solamente con el aumento de la tensión de las transmisiones y cambios estructurales de sus parámetros y los parámetros de los generadores, sino también por medidas relacionadas con el régimen, a las cuales pertenecen la descarga automática de los sistemas eléctricos de potencia, reconexión automática sincrónica y asincrónica, regulación automática de la excitación y su reforzamiento especial, empleo de la marcha asíncrona, aseguramiento de las condiciones de la estabilidad resultante, separación del sistema en partes que funcionan fuera de sincronismo, etc. Gran atención se prestó a los problemas de la confiabilidad y vitalidad (D. Arzamástsev, S. Soválov, Yu. Rudenko, M. Portnoi y otros).

En los sistemas de otros países (EE.UU. y otros) mayor atención se prestó al reforzamiento de los enlaces, reserva y realización de otros medios que requieren grandes inversiones, con menos atención, que en la URSS, a las medidas relacionadas con el régimen. Un empleo insuficiente de éstas fue una de las causas más importantes de que en los EE.UU. sucedieran averías graves.

Los problemas de los procesos transitorios y la estabilidad de los sistemas eléctricos de potencia, comenzando desde finales de los años 20, tanto en la URSS como en otros países se reflejaron no sólo en los artículos, sino también en muchos libros, una serie de los cuales contiene resultados originales.

A pesar de las amplias investigaciones que permiten resolver todos los problemas de ingeniería corrientes, la creación de una teoría unificada de los regímenes de los complejos sistemas eléctricos de potencia regulados automáticamente y sistemas de tipo cibernético es una tarea para el futuro.

Al hacer este informe resumido, solamente de los datos históricos fundamentales, por supuesto incompletos, se debe al mismo tiempo recomendar a los estudiantes ampliar estos conocimientos leyendo los libros: «История энергетической техники СССР» (ГЭИ, 1957, т. II, гл. IV—VII) (Historia de la técnica energética de la URSS); «Сильное регулирование возбуждения» (ГЭИ, 1963, с. 15—16) (Regulación reforzada de la excitación).

Signos convencionales

u_e	— tensión del devanado de excitación de la máquina sincrónica
e, $u_{e\text{-}e}$	— tensión del devanado de excitación de la excitatriz
U	— tensión, valor efectivo, tensión lineal
$\dot{U}$	— complejo de la tensión
U_d	— componente directa de la tensión
U_q	— componente en cuadratura de la tensión
E	— f.e.m., valor efectivo
$\dot{E}$	— complejo de la f.e.m.
E_q	— f.e.m. de sincronismo (proporcional a la corriente en el devanado de excitación de la máquina sincrónica)
$E_{q(0)}$	— f.e.m. en el momento de variación del régimen
E_{q0}	— valor inicial de la f.e.m.
$E_q^{\blacktriangleleft}$	— f.e.m. ficticia de sincronismo de una máquina de polos salientes
E_{qe}	— f.e.m. forzada (proporcional a la tensión del devanado de excitación de la máquina sincrónica)
E_q'	— f.e.m. transitoria (proporcional al flujo directo del devanado de excitación de la máquina sincrónica)
E'	— f.e.m. transitoria, proporcional al flujo total del rotor
E_x	— f.e.m. de cálculo de la máquina sincrónica, aplicada detrás de la reactancia Δx
I	— corriente, valor efectivo
$\dot{I}$	— complejo de la corriente
I_d	— componente directa de la corriente de la máquina sincrónica
I_q	— componente en cuadratura de la corriente de la máquina sincrónica
I_a	— componente activa de la corriente
I_r	— componente reactiva de la corriente
Φ	— flujo magnético
Φ_{dres}	— flujo magnético resultante del devanado de excitación de la máquina sincrónica en el eje directo
P	— potencia activa
P_m	— amplitud de la característica angular de la potencia
P_T	— potencia de la turbina
P_0	— potencia del motor primario (constante)
P_{sn}	— potencia activa de sincronismo
P_{asn}	— potencia activa asincrónica
Q	— potencia reactiva
Q_s	— potencia reactiva de dispersión
Q_μ	— potencia reactiva de magnetización
Q_{sn}	— potencia reactiva de sincronismo
Q_{asn}	— potencia reactiva asincrónica
S	— potencia aparente, complejo de la potencia aparente, potencia sincronizante
a_P	— efecto regulador de la carga según la potencia activa
a_Q	— efecto regulador de la carga según la potencia reactiva
A, W	— energía
P_d	— coeficiente de amortiguamiento
$P_{d\ eqv}$	— coeficiente de amortiguamiento equivalente
M	— momento de rotación
M_T	— momento de rotación de la turbina
M_{sn}	— momento de sincronismo
M_{asn}	— momento asincrónico
J_e	— momento de inercia
Z_{mn}	— impedancias mutuas ($m \neq n$)
Z_{nn}	— impedancias propias (intrínsecas)
R, r	— resistencia
r_0	— resistencia por unidad de longitud
R_e	— resistencia del devanado de excitación de la máquina sincrónica

$R_{e.e}$ — resistencia del devanado de excitación de la excitatriz
X, x — reactancia
x_0 — reactancia por unidad de longitud
x_d — reactancia sincrónica por el eje directo de la máquina sincrónica
x_q — reactancia sincrónica por el eje en cuadratura de la máquina sincrónica
x'_d — reactancia transitoria por el eje directo de la máquina sincrónica
x'_q — reactancia transitoria por el eje en cuadratura de la máquina sincrónica
x''_d — reactancia subtransitoria por el eje directo de la máquina sincrónica
x''_q — reactancia subtransitoria por el eje en cuadratura de la máquina sincrónica
x_s — reactancia de dispersión
x_μ — reactancia de magnetización
x_s — reactancia del sistema
Δx — reactancia de cálculo de la máquina sincrónica
$x'_{d\Sigma}$, $x_{d\Sigma}$, $x_{q\Sigma}$ — reactancias sumatorias del sistema
Y_{mn} — admitancia mutua ($m \neq n$)
Y_{nn} — admitancia propia (intrínseca)
g — conductancia
g_0 — conductancia por unidad de longitud
b — susceptancia
b_0 — susceptancia por unidad de longitud
L_e — inductancia del devanado de excitación de la máquina sincrónica
$L_{e.e}$ — inductancia del devanado de excitación de la excitatriz
δ — ángulo de desfasaje de la f.e.m. y la tensión
φ — ángulo de desfasaje entre la corriente y la tensión
ψ — ángulo de desfasaje entre la f.e.m. y la corriente, ángulo de fase (argumento) de la impedancia compleja
α — ángulo adicional de la impedancia compleja
γ — coeficiente de propagación (complejo)
α_0 — coeficiente
t — tiempo
Δt — intervalo de tiempo
f — frecuencia
ω — frecuencia circular (cíclica)
ω_0 — frecuencia angular sincrónica
Ω — velocidad angular (geométrica)
s — deslizamiento
γ — frecuencia de las oscilaciones
α — aceleración angular
p — operador de diferenciación según el tiempo
$W(p)$ — función de transferencia
T, (τ) — constante de tiempo
T_{d0} — constante de tiempo del devanado de excitación de la máquina sincrónica cuando el devanado del estator está abierto
T'_d (τ'_d) — constante de tiempo transitoria de la máquina sincrónica por el eje directo
T'_q (τ'_q) — constante de tiempo transitoria de la máquina sincrónica por el eje en cuadratura
T''_d (τ''_d) — constante de tiempo subtransitoria de la máquina sincrónica por el eje directo
T''_q (τ''_q) — constante de tiempo subtransitoria de la máquina sincrónica por el eje en cuadratura
T_e (τ_e) — constante de tiempo del devanado de excitación de la excitatriz
T_r — constante de tiempo del regulador
T_J (τ_J) — constante de inercia
A_{fren} — área de frenado
A_{acel} — área de aceleración
Π — parámetro (generalizado)
K, k — coeficiente, coeficiente de amplificación (ganancia)

Subíndices

Σ — signo que significa impedancia sumatoria
s — sistema
sn — sincrónico
asn — asincrónico
0 — valor inicial
[0] — valor en el momento de variación del régimen

Conclusión

En el presente libro fueron expuestas las nociones básicas de la teoría moderna de los procesos transitorios electromecánicos en los sistemas eléctricos de potencia.

Es preciso llamar la atención de los lectores a que en la exposición del material del libro se hace énfasis en la parte físico-técnica de los fenómenos que suceden, analizando la técnica de los cálculos fundamentalmente en el enlace de dichos fenómenos con aquellas nociones que son necesarias al ingeniero para hacer un empleo concienzudo de los ordenadores en la práctica del diseño y explotación de los sistemas eléctricos de potencia.

Precisamente este nuevo enfoque, dirigido hacia la profundización en el enlace del algoritmo de cálculo (eleccción del método para las soluciones numéricas, el paso de integración, etc.) con la física de los fenómenos, se hace notar a través de todo el libro. La asimilación de este enfoque debe ser el **primer problema cardinal**, al que hay que prestarle atención durante el estudio del material. Más adelante a este problema cardinal, que refleja nuevas tendencias, se le agregan otros cinco. Así, el lector inevitablemente debe tener en cuenta que en la práctica ingenieril actual, y aún más en la futura, los métodos de cálculo empleados, algoritmos y programas, van a ser mucho más complejos que lo que se pudo haber expuesto en el presente libro destinado en calidad de libro de texto. Por eso, después de obtener una noción acerca de las bases físicas de los fenómenos y su algoritmización, los estudiantes deben prepararse para asimilar por su cuenta la gran cantidad de algoritmos y programas ya exístentes en las distintas empresas donde se tiene que trabajar. Sin embargo, por más específicos que sean los programas, más complejos y perfeccionados sean los algoritmos, más rápidos y efectivos se hagan los ordenadores, ellos deben siempre recordar de que las nociones básicas de cómo traducir el problema técnico al idioma de las matemáticas (fórmula, algoritmo, programa), cómo evaluar en este caso los supuestos asumidos y cómo enfocar el resultado obtenido, lo puede y debe hacer solamente el ingeniero. Además, siguen siendo esenciales los algoritmos elementales expuestos en el libro relacionados con la física del fenómeno y la evaluación desde un punto de vista ingenieril de dicho fenómeno. Ellos siempre serán actuales y no deben ser olvidados.

Al segundo problema cardinal se puede referir el hecho de que el material del presente libro está estrechamente relacionado con tales disciplinas especializadas como «Fundamentos de la programación», «Métodos numéricos», «Técnica computacional en los cálculos de ingeniería y economía», «Técnica computacional en la energética», «Cálculos energéticos y su programación». Por esta razón, el dominio completo de la técnica de los cálculos y los problemas que surgen durante el diseño y explotación de los sistemas eléctricos de potencia requiere la asimilación de todo el grupo de disciplinas enunciadas, teniendo una buena base de las matemáticas generales.

El tercer problema cardinal son las exigencias presentadas a los estudiantes en relación no solamente con la asimilación de toda la cantidad de conocimientos científicos y prácticos de la especialidad, sino con el pensamiento creador, capacidad de manera independiente plantear y resolver nuevos problemas tanto de tipo científico como práctico. Este tercer problema cardinal puede y debe considerarse en el enfoque de los trabajos de investigación académicos (TIA) y científicos (TIC) realizados por los estudiantes, preparación de las ponencias, cuyos temas posibles se exponen al final de cada capítulo.

No menos importante que los tres anteriores es el **cuarto problema cardinal**, el enfoque de sistema (global) de todos los problemas planteados directamente en el material estudiado o que se desprenden del él. Así, por ejemplo, no se puede analizar el funcionamiento de los motores con una potencia conmensurable con la del sistema sin considerar los procesos en los generadores de dicho sistema. Aquellos fenómenos tan complejos como el alud de tensión, procesos oscilatorios, autoexcitación y otros se revelan solamente en un enfoque de sistema.

El quinto problema cardinal es el esclarecimiento del transcurso real y común de los procesos, los más importantes para establecer las condiciones de diseño y explotación de los sistemas eléctricos de potencia. En este caso es muy importante un enfoque no en sentido de la exactitud del cálculo de un proceso abstracto que transcurre, para el que se dan sus parámetros absolutamente exactos y los parámetros del sistema. Aquí se necesita una exactitud práctica que considere que los parámetros del sistema son difuminados y que garantice un control de dicho proceso tal que se pueda obtener el resultado práctico necesario. Este problema se subraya en el trans-

curso de todo el libro, pero, por supuesto, no puede ser fácilmente resuelto y requiere del ingeniero un enfoque creador.

El sexto problema cardinal es el problema acerca de la complejidad y la multidimensionalidad del sistema eléctrico de potencia, cuyos procesos transitorios estudia el presente libro. Conforme a los métodos de la cibernética se puede asegurar que un sistema, por complejo que sea, tanto en el régimen permanente como trnsitorio puede ser controlable, si para dicho control se emplea la regulación correspondiente. En un libro dedicado solamente a los fundamentos de la ciencia sobre los procesos transitorios, sería inoportuno profundizar en la teoría de dicho control, su práctica y las posibilidades que tiene, pero debe tenerse en cuenta para un posterior estudio.

Por supuesto, en el libro, debido a su carácter específico dirigido al estudio de los fundamentos y sólo los fundamentos de la teoría de los procesos transitorios, no se pudo detenerse en otra serie de métodos, cuyo empleo solamente comienza. Así, en la práctica de los cálculos de los regímenes transitorios se empleará ampliamente el método de la modelación cibernética *), se desarrollará la teoría de los cálculos electroenergéticos a base del método directo (segundo) de Liapunov **). Se investigan las posibilidades de emplear el método de la teoría de las catástrofes en los problemas energéticos ***). Todo esto exige del lector, por su propia iniciativa, realizar investigaciones de los nuevos enfoques y de nuevas teorías más perfeccionadas y su implantación en la práctica, basándose en las ideas expuestas.

En la práctica moderna de la creación de los sistemas eléctricos de potencia y sus sistemas de control ya aparecen nuevos elementos que solamente fueron nombrados en el libro. Son los compensadores estáticos de la potencia reactiva (FPR, CES), cuya influencia en los procesos transitorios, en general, es bastante grande y especialmente en la estabilidad. Es importante que en los sistemas aparecen enlaces de corriente continua (ECC), los cuales varían el carácter de una serie de procesos transitorios y deben someterse a un estudio más detallado en el futuro.

Una influencia notoria en los procesos que suceden en el sistema ejercen los acumuladores de distintos tipos, cuyo empleo comienza a perfilarse no sólo teórica sino prácticamente. Y por último, la regulación de las transmisiones de corriente continua (TCC) que, como se muestra en el libro, puede ejercer una influencia considerable en el funcionamiento de todo el sistema interconectado. Es de esperar una serie de particularidades (metódicas y prácticas) relacionadas con el empleo de los microprocesadores en los sistemas automáticos de control (SAC). De esta manera, el presente libro es la base para estudiar la teoría en desarrollo de los procesos transitorios electromecánicos y su gran aplicación en la práctica de los ingenieros-electroenergéticos. Dichas aplicaciones pueden realizarse y desarrollarse ya con la base teórica expuesta en el presente libro.

---

*) *В. Веников, О. Суханов.* Кибернетические модели электрических систем. — М. Энергоиздат, 1982, с. 328. (*V. Vénikov, O. Sujánov.* Modelos cibernéticos de los sistemas eléctricos de potencia).

**) *М. Вайман.* Устойчивость нелинейных механических и электромеханических систем. — М.: Машиностроение, 1981, с. 126. (*M. Vaiman.* Estabilidad de los sistemas mecánicos y electromecánicos no lineales).

***) *В. Веников.* Электроэнергетика как большая система кибернетического типа. — Известия АН СССР. Энергетика и транспорт, 1985, № 4, с. 12—16. (*V. Vénikov.* La electroenergética como un sistema grande de tipo cibernético).

Bibliografía

Básica

1. *П. Жданов.* О статической устойчивости сложных электрических систем. — В сб.: Устойчивость электрических систем и динамические перенапряжения. Труды ВЭИ, вып. 40. — М.: ГЭИ, 1940, с. 100—194. (*P. Zhdánov.* Acerca de la estabilidad estática de los sistemas eléctricos de potencia complejos).
2. *С. Ульянов.* Электромагнитные переходные процессы. — М.: Энергия, 1970, 518 с. (*S. Uliánov.* Procesos transitorios electromagnéticos).
3. Электрические системы: Математические задачи электроэнергетики/Под ред. *В. Веникова.* — М.: Высшая школа, 1981, с. 287. (Sistemas eléctricos de potencia: Problemas matemáticos de la electroenergética/Bajo la redacción de *V. Vénikov*).
4. *A. Ivanov-Smolenski.* Máquinas eléctricas, Mir, 1983.
5. Электроэнергетические системы в примерах и иллюстрациях/Под ред. *В. Веникова.* — М.: Энергоатомиздат, 1983, с. 456. (Los sistemas electroenergéticos en ejemplos e ilustraciones/Bajo la redacción de *V. Vénikov*).
6. Электрические системы: Управление переходными режимами электроэнергетических систем/Под ред. *В. Веникова*: — М. Высшая школа, 1982, 244 с. (Sistemas eléctricos de potencia: Control de los regímenes transitorios de los sistemas electroenergéticos/Bajo la redacción de *V. Vénikov*).

Complementaria

7. Электрические системы: Электрические сети/Под ред. *В. Веникова.* — М.: Высшая школа, 1971. (Sistemas eléctricos de potencia: Redes eléctricas/Bajo la redacción de *V. Vénikov*); Электрические системы: Автоматизированные системы управления режимами энергосистем/Под ред. *В. Веникова.* — М.: Высшая школа, 1979, 447 с. (Sistemas eléctricos de potencia: Sistemas automáticos de control de los sistemas energéticos interconectados/ Bajo la redacción de *V. Vénikov*).
8. Автоматизация управления энергообъединениями/Под ред. *С. Совалова.* — М.: Энергия, 1979, 430 с. (Automatización del control de las interconexiones/Bajo la redacción de *S. Soválov*).
9. *Э. Лукашев.* Введение в теорию электрических систем. — Новосибирск: Наука, 1981, 172 с. (*E. Lukashev.* Introducción a la teoría de los sistemas eléctricos).
10. *Л. Веретенников.* Теория и методы исследования процессов в судовых электроэнергетических системах. — Л.: Судостроение, 1975, 375 с. (*L. Vereténnikov.* Teoría y métodos de estudio de los sistemas electroenergéticos de los barcos).
11. *Г. Мелешкин.* Переходные режимы судовых электроэнергетических систем. — Л.: Судостроение, 1971, 342 с. (*G. Meleshkin.* Regímenes transitorios de los sistemas electroenergéticos de los barcos).
12. *Ф. Гусейнов.* Упрощение расчетных схем электрических систем. — М.: Энергия, 1978, 182 с. (*F. Guséinov.* Simplificación de los circuitos de cálculo de los sistemas eléctricos de potencia).
13. *В. Тимченко.* Колебания нагрузок и обменной мощности энергосистем. —М.: Энергия, 1975, 208 с. (*V. Timchenko.* Oscilaciones de las cargas y la potencia de intercambio de los sistemas energéticos).
14. *М. Портной, Р. Рабинович.* Управление энергосистемами для обеспечения устойчивости. — М.: Энергия, 1978, 352 с. (*M. Portnoi, R. Rabinóvich.* Control de los sistemas eléctricos de potencia para asegurar la estabilidad).
15. Методика расчетов устойчивости автоматизированных электрических систем/Под ред. В. Веникова. — М.: Высшая школа, 1966, 247 с. (Metodología de cálculo de la estabilidad de los sistemas eléctricos de potencia automatizados/Bajo la redacción de *V. Vénikov*).
16. *В. Иванов.* Регулирование энергоблоков. — Л.: Машиностроение, 1982, 308 с. (*V. Ivanov.* Regulación de las unidades energéticas).
17. Применение ЭВМ для автоматизации технологических процессов в энергетике/Под ред. *В. Семенова.* — М.: Энергоатомиздат, 1983, 314 с. (Empleo de los ordenadores para automatizar los procesos tecnológicos en la energética/Bajo la redacción de *V. Semiónov*).
18. Автоматика электроэнергетических систем/Под ред. *В. Козиса, Н. Овчаренко.* — М.: Энергоиздат, 1981, 478 с. (Equipos automáticos de los sistemas eléctricos de potencia/ Bajo la redacción de *V. Kozis, N. Ovcharenko*).

19. *Р. Рабинович.* Автоматическая частотная разгрузка энергосистем. — М.: Энергия, 1980, 343 с. (*R. Rabinóvich.* Descarga automática por frecuencia de los sistemas eléctricos de potencia).
20. *Л. Стернинсон.* Переходные процессы при регулировании частоты и мощности в энергосистемах. — М.: Энергия, 1975, 215 с. (*L. Stérninson.* Procesos transitorios cuando hay regulación de la frecuencia y la potencia en los sistemas eléctricos de potencia).
21. *С. Совалов.* Режимы единой энергосистемы. — М.: Энергоиздат, 1983, 374 с. (*S. Soválov.* Regímenes de un sistema eléctrico de potencia interconectado).
22. «Power System Control and Stability». *P. M. Anderson, A. A. Fouad.* The Iowa State University Press, 1977, pp. 459.
23. Les réseaux d'energie électrique, Tom 1—4, 1971—1975, *René Pélissier* Dunod technique.
24. Electric Power. System Dynamics, *Yao-Nan Yu*, Academic Press — «Ap» — 1983, pp. 255.

Indice alfabético de materias

Acciones perturbadoras 19
Admitancia-propia, mutua 26, 31
Algoritmo 169
Alud de tensión 308, 315, 324
Amplificación 234
Amortiguamiento 174, 301, 486
Análisis, problemas 108
Análogo estilizado de la estabilidad 57, 58
Angulo límite de desviación 77, 83
— máximo 40
Aproximación de la sinusoide 84
Arranque de motores asincrónicos 348, 352
— — — con fuentes conmensurables 356
— — — sincrónicos 352, 355
— simultáneo 337, 360
Autoarranque 318, 337, 378
Autoexcitación 244, 387
Autosincronización 401
Avería asimétrica 467
—, causa 468
—, sitio, carácter 155, 156, 467

Barras de tensión independiente, potencia infinita 51, 64

Cálculo en el ordenador, integración numérica 477, 480
Calidad 43
Característica amplitud-frecuencia 182
— de la carga convertidora 346
— cuasidinámica 340
— dinámica 104, 340
— estática 104
— mecánica 344
Carga 14, 26
—, características dinámicas 309
— estática 309
— máxima, límite 39
— tipo impulso 338, 367
Centro eléctrico, de oscilaciones 324, 249
— del plano de fase 83
Circuito equivalente 28, 35, 246
— — de un generador regulado 246, 249
Coeficiente de reserva 58
Compensadores CS (FPR) intermedios 458
Condensadores, conexión a la carga 323
Condiciones de pérdida de la estabilidad estática 232, 233
Conexión de los generadores sincrónicos 399
Conservador, sistema 74
Control de la corriente de excitación 179
Controlabilidad 54
Coordenadas del sistema 114
Criterio de Hurwitz 227, 250

D-división 227, 257
Descarga automática 464
Desconexión 308
Descripción, ecuaciones completas, simplificadas 20, 26
Desplazamiento 61
Determinante de Hurwitz 232
Diagrama vectorial del sistema eléctrico 61
— — de una máquina sincrónica 131
Disipativo, sistema 76

Ecuaciones características 22, 225, 250
— de movimiento, formas de inscripción 485
— de Park-Górev 120
— simplificadas 127, 129
Efecto regulador 286, 348
Ejes 113
Elementos de potencia, de control 14
— del sistema, del circuito equivalente 133
Energética 14
Enfoque global o de sistema 16
Enlace débil 295
— —, estabilidad 298, 299
— de retroalimentación 141
Envolvente 103
Esquema estructural 135
Estabilidad de la carga 385
— dinámica 21, 57, 154
— estática 21, 57, 219, 227
— resultante 57, 421, 445, 464
— — de un sistema no regulado amortiguado 239

Estado del espacio 101
Exactitud 99
Excitación, regulación 139, 178

Fenómeno 19, 96, 98
Fiabilidad 43
Fluctuación 14
Flujos forzados 474
— sobrecargados 474
Frecuencia 43, 276
—, alud 289
—, calidad 279
—, características dinámicas 285
—, influencia en la estabilidad 250
—, mantenimiento 50, 276
—, regulación 280, 283
Frenado eléctrico 457
Fuente de potencia reactiva (FPR) 373
Fuerza electromotriz 35
— — de rotación 127
— — de transformación 127
— — E', E_q, E_q 131, 164
Fuerza exterior armónica 180

Generador sincrónico, de polos salientes 35, 36

Historia de los procesos transitorios 491

Idealización posicional 104, 253
Insuficiencia (desbalance) de potencia 52
Integración numérica 83
Intervalos sucesivos 165

Linealización 102

Magnitudes por unidad (p.u) 481
Máquina sincrónica, de polos salientes 35
Matriz de admitancias nodales 28, 32
Método de corrientes unitarias 32
— de D-división 227, 257
— de Hurwitz 232
— (regla) de las áreas 75
— — para dos centrales 80
— de superposición 31
— de transformación 32
Modelo 94, 96
Momento en el régimen asincrónico 434, 435
Motor, detención 315, 327, 328
Movimiento-perturbado, no perturbado 222

Nodos de carga, estabilidad 385
No linealidad 18

Objeto de estudio de la asignatura 25
Observabilidad 54, 97

Oscilaciones 308
—, frecuencia propia 240
— grandes forzadas 183
— no lineales de multifrecuencias 183, 188

Parámetro del régimen 17
— de los regímenes asincrónicos 424
— del sistema 17
— insignificante 105
Parámetros difuminados 26
— distribuidos 105
Perturbación 19, 21
Plano de fase 71, 76, 82
Potencia, cálculo de flujos 31, 34
—, flujos del sistema más sencillo 37
— máxima con RAE 234
— sincronizante 240
Principio energético 66
Proceso de detención 327
— electromecánico 18
— de un sistema complejo 54
— transitorio, de apoyo 189
— en sus variaciones 190

Ración suplementaria 232
Raíces de la ecuación característica 224
Realizabilidad 49, 52
Reconexión automática 337, 382, 409
Régimen 14, 17, 18
— asincrónico 417
— — con oscilaciones grandes 440
— — — — pequeñas 439
— — permanente 437
— — variable 437
— con cambios bruscos en los sistemas de suministro 361
— electromecánico 16, 18
—, sobrecarga 232, 474
Región, permisible, introducción 44
Regla (método) de las áreas 75
Regulador de excitación, ajuste 300, 306
— — — de acción proporcional (RAE a.p) 138, 139, 227
— — — de acción reforzada (RAE a.r.) 255
— complejo 260
— de alta precisión 261
Reserva 58, 462
— de estabilidad 475
— — — dinámica 76, 476
— — — estática 68, 476
Resincronización 440, 445, 448
—, criterios 443
— del enlace débil 449
Resistencia en el neutro 455
Resonancia 187
Rigidez del enlace de retroalimentación 135, 141
— del sistema 399, 460
Rigurosidad 100

Shunt de avería 160
Silla 83

Simplificación 247
Síntesis 109
Sistema 17
— complejo, estabilidad dinámica 206
— conservador 75
— de dos centrales 371
— disipativo 76
— dividido en subsistemas 462
— eléctrico de potencia 14, 25
Sitio de cortocircuito 155
Sobrecarga 232, 473
Suministro, conexión de la reserva 383
—, conmutación 376, 382
Supuestos, niveles 99
Tensión, alud 308, 315, 324
—, mantenimiento 50
Teoría de Liapunov, teoremas 222
— de probabilidades en los problemas de los procesos transitorios 194
Topología 55
Transmisión por corriente continua 451
Turbina, regulación de avería 177, 457
Velocidad de regulación 141, 457
Vitalidad 43

A nuestros lectores

Mir edita libros soviéticos traducidos al español, inglés, francés, árabe y otros idiomas extranjeros. Entre ellos figuran las mejores obras de las distintas ramas de la ciencia y la técnica, manuales para los centros de enseñanza superior y escuelas tecnológicas, literatura sobre ciencias naturales y médicas. También se incluyen monografías, libros de divulgación científica y ciencia-ficción.

Dirijan sus opiniones a la Editorial Mir, 1 Rizhski per., 2, 129820, I-110 , GSP, URSS.

Está próximo a editarse

Problemas y ejercicios de aerodinámica

Dirigido por N. Krasnov

Este manual da a conocer los problemas actuales de la aerodinámica relacionados, fundamentalmente, con el cálculo de parámetros aerodinámicos de los aparatos volantes en un amplio diapasón de velocidades (desde las subsónicas hasta las hipersónicas). El material teórico se expone en forma de problemas y ejercicios. Las respuestas contienen las conclusiones teóricas principales y la descripción de los algoritmos según apartados correspondientes de la aerodinámica (cinemática y dinámica de los gases, teoría de ondas de choque, aerodinámica estacionaria y no estacionaria de las alas y los cuerpos de revolución, interferencia aerodinámica, rozamiento, termotransferencia, aerodinámica de medios enrarecidos).

El material del libro ampliamente ilustrado con datos experimentales y de cálculo obtenidos últimamente como resultado de investigaciones de flujos de líquido y de gas, permite conocer los principios, procedimientos y métodos más divulgados de solución de los problemas aerodinámicos ingenieriles con la aplicación de ordenadores. Se brindan esquemas-bloques y programas de cálculo para la solución de algunos problemas.