



19



OFICINA ESPAÑOLA DE
PATENTES Y MARCAS

ESPAÑA

11 Número de publicación: **2 276 704**

51 Int. Cl.:
H02J 3/18 (2006.01)

12

TRADUCCIÓN DE PATENTE EUROPEA

T3

86 Número de solicitud europea: **00979222 .7**

86 Fecha de presentación : **22.11.2000**

87 Número de publicación de la solicitud: **1236261**

87 Fecha de publicación de la solicitud: **04.09.2002**

54 Título: **Regulación de voltaje de una red de potencia de servicio público.**

30 Prioridad: **24.11.1999 US 167377 P**

45 Fecha de publicación de la mención BOPI:
01.07.2007

45 Fecha de la publicación del folleto de la patente:
01.07.2007

73 Titular/es:
AMERICAN SUPERCONDUCTOR CORPORATION
Two Technology Drive
Westborough, Massachusetts 01581, US

72 Inventor/es: **Hubert, Thomas, Gregory;**
Folts, Douglas, C. y
Buckles, Warren, Elliott

74 Agente: **Urizar Anasagasti, José Antonio**

ES 2 276 704 T3

Aviso: En el plazo de nueve meses a contar desde la fecha de publicación en el Boletín europeo de patentes, de la mención de concesión de la patente europea, cualquier persona podrá oponerse ante la Oficina Europea de Patentes a la patente concedida. La oposición deberá formularse por escrito y estar motivada; sólo se considerará como formulada una vez que se haya realizado el pago de la tasa de oposición (art. 99.1 del Convenio sobre concesión de Patentes Europeas).

DESCRIPCIÓN

Regulación de voltaje de una red de potencia de servicio público.

5 Antecedentes

Esta invención se refiere a redes de potencia eléctrica del servicio público que incluyen sistemas de generación, sistemas de transmisión, y sistemas de distribución del servicio de cargas. En particular, la invención se refiere a controlar la transferencia de energía hacia y desde una red de potencia de servicio público. Los dispositivos de almacenamiento de energía, incluyendo bancos de capacitores y los dispositivos de almacenamiento de energía magnética superconductora (SMES), se usan para suministrar potencia a una red de potencia de servicio público a fin de compensar pequeñas fallas de potencia o problemas de inestabilidad de voltaje en la red. Por ejemplo, en caso de una falla o apagón en la red, la potencia puede ser transferida desde un dispositivo de almacenamiento de energía a la red para asegurar que la cantidad de potencia en la red permanezca dentro de límites aceptables.

AHMA RAHIM Y OTROS: "CONTROL DE MODOS RESONANTES SUBSINCRÓNICOS EN UNA SERIE DE SISTEMAS COMPENSADOS A TRAVÉS DE UNIDADES DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA MAGNÉTICA SUPERCONDUCTORA" TRANSACCIONES DE IEEE SOBRE LA CONVERSIÓN DE ENERGÍA, de los EE.UU., IEEE INC. NUEVA YORK, vol. 11, no. 1, 1 marzo 1996, páginas 175-180, ISSN: 0885-8969 describe un sistema para controlar la potencia real y reactiva suministradas o absorbidas por un dispositivo de almacenamiento de energía (SMES) controlando el ángulo de encendido de los convertidores en la unidad SMES. El conocido sistema se conecta a una red de potencia de servicio público que conduce un voltaje nominal, por medio del cual el sistema comprende un controlador que controla al dispositivo de almacenamiento de energía para entregar por un primer período de tiempo y en respuesta a un cambio detectado en el voltaje nominal, (real) y la potencia reactiva a la red de potencia de servicio público cerca de o por debajo de la característica de entrega de máxima potencia en estado-estable del dispositivo de compensación de potencia.

30 Sumario

La invención caracteriza un sistema para controlar un dispositivo de compensación de potencia, tal como un inversor conectado a una red de potencia de servicio público, para operar en un modo de "sobrecarga". Operando en un modo de sobrecarga significa operar el dispositivo de compensación de potencia en exceso de su característica de entrega de máxima potencia en estado-estable (por ejemplo, la tasa de entrega de potencia). Esto reduce el costo de los elementos de disipación de calor en el dispositivo compensador y reduce el número de dispositivos de conmutación de estado sólido requeridos allí.

En un aspecto, la invención es un sistema que incluye un controlador que controla un dispositivo de compensación de potencia reactiva para entregar, como se especifica en la reivindicación 1, una potencia reactiva a una red de potencia de servicio público.

En otro aspecto, la invención está dirigida a un método de proporcionar compensación de potencia desde un dispositivo de compensación de potencia a una red de potencia de servicio público.

Habiendo detectado y reaccionado frente a un cambio de una magnitud predeterminada en el voltaje nominal en la red de potencia de servicio público incrementando la potencia inyectada hasta un nivel que es tanto como N veces mayor que la característica de entrega de potencia máxima en estado-estable del dispositivo de compensación, la inyección de potencia del dispositivo compensador puede ser resueltamente y gradualmente reducida al máximo valor de estado-estable para no incluir una respuesta transitoria por la red que podría resultar en inestabilidad del voltaje y/o otros eventos indeseables.

Entre otras ventajas, estos aspectos de la invención proveen una propuesta para operar un dispositivo de compensación de potencia reactiva en un modo de sobrecarga por un período máximo de tiempo sin incurrir en un cambio abrupto por pasos en la corriente del inversor en el momento en que la capacidad de sobrecarga del dispositivo compensador se ha agotado, forzando así a la corriente del dispositivo compensador a que esté a o debajo de un nivel especificado. Por lo tanto, como se señaló, la invención reduce la posibilidad de transientes no deseados (por ejemplo, oscilaciones resonantes) en la red de potencia de servicio público. Es más, un perfil de rampa descendente considerablemente óptimo puede determinarse sobre la base de la impedancia característica de la red.

Las realizaciones de los aspectos precedentes de la invención pueden incluir una o más de las siguientes características. Durante el primer período de tiempo, el dispositivo de compensación suministra la potencia real y la potencia reactiva a la red de potencia de servicio público. Después del segundo período de tiempo, la potencia reactiva del dispositivo de compensación se disminuye de manera no-discontinua hasta la característica de entrega de potencia en estado-estable. El factor N generalmente se determina sobre la base de una característica transitoria de la capacidad térmica (por ejemplo, una tasa del 1%) del dispositivo de compensación. El segundo período de tiempo se determina sobre la base de la habilidad del dispositivo de compensación para absorber energía térmica. El perfil de rampa des-

cendente puede determinarse sobre la base de la impedancia característica de la red. La impedancia característica de la red puede determinarse usando características conocidas de la red. Por otra parte, el dispositivo de compensación de potencia reactiva puede aplicar un estímulo a la red y medirse una respuesta.

- 5 Estas y otras características y ventajas de la invención serán evidentes de la siguiente descripción, dibujos y reivindicaciones.

Descripción de los dibujos

- 10 Fig. 1 es un diagrama de bloque que muestra un dispositivo de compensación de potencia reactiva, aquí un inversor, y una unidad de almacenamiento de energía conectada a una red de potencia de servicio público a través del inversor.

- 15 Fig. 2 es un diagrama de bloque del inversor y de la unidad de almacenamiento de energía de Fig. 1.

Fig. 3 es un diagrama de flujo que ilustra la operación del inversor de Fig. 1.

- 20 Fig. 4 es un gráfico que ilustra las características de potencia de salida real y reactiva del inversor como una función del tiempo.

- Fig. 5 es un gráfico que ilustra la capacidad térmica característica del inversor como una función del tiempo para la potencia de salida característica.

- 25 Fig. 6 es un gráfico haciendo un modelo de la capacidad térmica característica del inversor durante un proceso de rampa descendente.

Descripción detallada

- 30 Con referencia a la Fig. 1, un sistema de compensación de potencia 30 se muestra conectado en derivación con una línea de distribución 20 de una red de potencia de servicio público. La línea de distribución 20 se conecta a una línea de transmisión 18 en la línea de transmisión de la red a través de un primer transformador 22a, el cual reduce un voltaje relativamente alto (por ejemplo, mayor que 24.9 kV conducido en una línea de transmisión 18) a un voltaje más bajo, aquí 6 kV. Un segundo transformador 22b reduce el voltaje de 6 kV a un voltaje apropiado para una carga 24, aquí 480 V.

- 35 El sistema de compensación de potencia 30 incluye una unidad de almacenamiento de energía 32, un sistema inversor 44, y un controlador 60. La unidad de almacenamiento de energía 32 puede ser una parte de un módulo D-SMES (SMES distribuido) el cual, junto con el sistema inversor 44, es capaz de entregar ambas potencia real y reactiva, por separado o en combinación, a la línea de distribución 20. En esta realización, el módulo DSMES es dimensionado a 3.0 MVA y es capaz de entregar un promedio de 2 MWatts por períodos tan prolongados como 400 milisegundos, 40 7.5 MVA para un segundo completo, y 3.0 MVAR de potencia reactiva por un período de tiempo indefinido. Como se describió anteriormente, el inversor 44, bajo el control inteligente del controlador 60, transfiere potencia reactiva hacia y desde la red de potencia de servicio público.

- 45 Haciendo referencia a la Fig. 2, el inversor 44 convierte el voltaje CD desde la unidad de almacenamiento de energía 32 a voltaje CA y, en esta realización, incluye cuatro unidades inversoras 46. El inversor 44 puede actuar como una fuente para adelantar o retardar la potencia reactiva. En general, el inversor 44 puede solamente alimentar potencia real de la unidad de almacenamiento de energía 32 mientras la potencia real está disponible. Sin embargo, el inversor 44 puede alimentar potencia reactiva indefinidamente suponiendo que está operando en su rango de capacidad nominal. 50 Por lo tanto, el inversor 44 puede suministrar potencia reactiva sin utilizar potencia de la unidad de almacenamiento de energía 32. Un ejemplo de un inversor que puede usarse en conjunto con los procesos descritos aquí puede ser obtenido de Integrated Electronics, una división estadounidense de la American Superconductor Corp. (Número de la pieza. A0016701CH). Sin embargo, la invención no está limitada al uso con este tipo de inversor y cualquier otro tipo de inversor puede usarse en su lugar.

- 55 Cada una de las cuatro unidades inversoras 46 es capaz de suministrar 750 kVA continuamente y 1.875 MVA en modo de sobrecarga durante un segundo. Las salidas de cada unidad inversora 46 se combinan en el lado de voltaje-medio de los transformadores de potencia para producir rangos del sistema de conformidad con la siguiente tabla.

60

65

ES 2 276 704 T3

Flujo de potencia	Valor	Duración
MVA entregada, adelantando o retardando	3.0	Continuamente
MVA entregada, adelantando o retardando, condición de sobrecarga	7.5	1-2 segundos en caso de detección de falla de distribución o transmisión
MW promedio entregada al servicio público (para un módulo ejemplar D-SMES).	2.0	0.4 segundos en caso de detección de falla de distribución o transmisión

Cada unidad inversora 46 incluye tres módulos inversores paralelos (no mostrados). Debido a que las unidades inversoras 46 son de forma modular, se suministra un grado de versatilidad para acomodar otros rangos del sistema con el estándar, módulos inversores de campo-probado. También es posible un nivel de tolerancia al fallo con esta propuesta modular, aunque la capacidad del sistema puede reducirse. Cada módulo inversor 46 está equipado con un controlador esclavo local (no mostrado) que dirige funciones locales, tales como protección del dispositivo, regulación de la corriente, protección térmica, balance de potencia entre módulos, y diagnósticos, entre otras. Las unidades inversoras y los módulos están montados en los estantes con los sistemas distribución de potencia integral y de enfriamiento.

El inversor 44 está acoplado a la línea de distribución 20 a través de uno o más transformadores reductores de potencia 50 y una o más unidades de conmutación por engranaje 52 (ver también Fig. 1). Cada transformador de potencia 50 es un transformador de 24.9 kV/480 V trifásico lleno de aceite que tiene una impedancia nominal de 5.75% sobre su propio rango básico. Los transformadores de potencia están montados al aire libre adyacentes al sistema encerrado con cableado de potencia protegido dentro de un conducto encerrado (no mostrado). Tal como se muestra en la Fig. 1, un fusible 53 se conecta entre el transformador reductor de potencia 50 y la línea de distribución 20.

Refiriéndonos nuevamente a la Fig. 2, cada unidad de conmutación por engranaje 52 proporciona protección de sobre-corriente entre los transformadores de potencia 50 y las unidades inversoras 46. Cada uno de las cuatro salidas principales del inversor alimenta un circuito interruptor calculado en 480 V, 900 A RMS continuo por fase con 45 kA de capacidad de interrupción. Las unidades de conmutación por engranaje 52 también sirven como medios de desconexión primarios para propósitos de mantenimiento y seguridad. Las unidades de conmutación por engranaje se montan en general adyacentes a la unidad inversora.

Haciendo referencia de nuevo a la Fig. 1, el controlador de sistema 60 es un sistema controlador-multiprocesador, que utiliza control adaptable de procesos. El controlador de sistema 60 opera como una máquina multi-estado para procesar las entradas desde la línea de distribución 20 vía línea 42 y las unidades inversoras 46 del sistema inversor 44. El controlador de sistema 60, como una función de las entradas de la unidad y de las reglas de control interno predeterminadas determina dinámicamente la fase y la magnitud de las unidades inversoras 46 así como la potencia real de salida del módulo D-SMES 30. El controlador de sistema 60, en operación, pasa los datos en forma de onda de corriente y voltaje en tiempo-real al sistema de adquisición de datos para el procesamiento y transmisión a los sitios de monitoreo. El controlador de sistema 60 también soporta las interfaces de usuarios locales y seguridad por entrecierres. El controlador 60 necesariamente tiene un tiempo de respuesta suficiente para asegurar que la transferencia de potencia hacia o desde la unidad de almacenamiento de energía 32 ocurra a una velocidad para abordar una falla o contingencia en el sistema de servicio público.

Con referencia a las Figs. 3 y 4, la operación del controlador 60 y del inversor 44 se describe en conjunto con una contingencia ejemplar que ocurre en la red de potencia de servicio público. Al principio, el voltaje nominal de la red de potencia de servicio público es monitoreado. Por ejemplo, el voltaje nominal en la línea de distribución 20 es censado directamente o desde un dispositivo remoto. Cuando el voltaje nominal ha caído por debajo de un valor de umbral predeterminado (por ejemplo, 90%), se hace una demanda para operar el inversor 44 en modo de sobrecarga (200) y, en respuesta, el controlador 60 transmite una señal de disparo para causar que el inversor 44 incremente su corriente de salida por encima de su rango en estado-estable (202). Este rango en estado estable está referido en las figuras como $InvtrIRefMax (I_{max})$.

Haciendo referencia a la Fig. 4, el sistema inversor 44 se activa para proporcionar potencia real y potencia reactiva capacitiva desde la unidad de almacenamiento de energía 32. En el ejemplo representado en la Fig. 4, la unidad de almacenamiento de energía entrega 3 MWatts de potencia real y aproximadamente 6.8 MVARs de potencia reactiva capacitiva. Después que el inversor 44 se activa, la potencia real se reduce en un período 70, aquí el decrecimiento

es lineal, a aproximadamente 2 MWatts cuando el magneto se descarga. Durante el período 70 (por ejemplo, 600 milisegundos) en el cual la potencia real es disminuida, la potencia reactiva capacitiva se incrementa de 6.8 MVARs a aproximadamente 7.2 MVARs. Cuando la unidad de almacenamiento de energía 32 alcanza su nivel de corriente de corte, el controlador 60 provee una señal al inversor 44 para detener la entrega de potencia real. El nivel de corriente de corte de la unidad de almacenamiento de energía representa un nivel de potencia de la unidad de almacenamiento de energía que debe ser mantenido por razones relacionadas con la confiabilidad de la unidad de almacenamiento de energía. Esto es, en general no se permite que la unidad de almacenamiento de energía 32 caiga por debajo de su nivel de corriente de corte. En este punto (punto 72 de la Fig. 4), la potencia reactiva capacitiva se incrementa para abarcar el valor de sobrecarga máximo completo por un período 74 (por ejemplo, 400 milisegundos).

Haciendo referencia a la Fig. 5, la capacidad de calor térmica del inversor 44 se muestra como una función del tiempo. La habilidad del inversor para disipar energía se refiere en las figuras como InvtrCapacityLimit, la cual, si se excede, conducirá a la destrucción del inversor. En el punto 80 (Fig. 4), el controlador 60 controla al inversor 44 para empezar a reducir su corriente de salida, ya que el inversor ha alcanzado su capacidad de calor térmica máxima.

Como puede verse de las Figs. 4 y 5, aunque la corriente de salida del inversor aumenta bruscamente desde el modo de estado-estable, no-sobrecargado al modo de sobrecarga, la energía calorífica aumenta gradualmente durante un período 76 (Fig. 5). Por lo tanto, este período de tiempo puede usarse para suministrar una cantidad de potencia considerablemente mayor a la red de potencia de servicio público que la normalmente disponible en el modo de estado-estable. Durante este período de tiempo, el controlador 60 controla al inversor 44 para que no se exceda el límite térmico del inversor.

Haciendo referencia de nuevo a la Fig. 4, para asegurar el control preciso del inversor 44, al incrementar el nivel de la corriente de salida del inversor 44, el controlador 60 empieza a computar la acumulación de energía que está siendo disipada en el inversor 44 (204). Este cálculo se lleva a cabo una vez en cada ciclo de línea. Para calcular la acumulación de la disipación de energía (o sea, la disipación de potencia por unidad de tiempo) en el inversor, se reconoce que los mecanismos de pérdida dominantes son proporcionales a I^2 (cuadrado de la corriente del inversor). Para obtener la energía acumulada, la potencia que está siendo disipada en el tiempo se integra para todas las muestras. El equivalente de los datos muestreados de un sistema continuo en el tiempo es una sumatoria de muestras de la cantidad de potencia, la cual se multiplica por el intervalo de tiempo de muestra como sigue:

$$\frac{1}{f_s} \cdot \sum_n I_n \cdot I_n ,$$

donde $1/f_s = t_s$, el período de muestra y I_n es la corriente. del inversor instantánea muestreada.

Para obtener un valor que es proporcional a la energía que es disipada por encima del rango de la capacidad de disipación en estado-estable del inversor (es decir, un valor relacionado con el límite de capacidad térmico transitorio), una relación de la corriente instantánea del inversor (I_n) para el límite de estado-estable ($I_{max} = \text{InvtrIRefMax}$) se obtiene como sigue:

$$\frac{1}{f_s} \cdot \sum_n \left(\frac{I_n}{I_{max}} \right) \cdot \left(\frac{I_n}{I_{max}} \right) = \frac{1}{f_s} \cdot \sum_n \left(\frac{I_n}{I_{max}} \right)^2 \quad (1)$$

Esta expresión representa la energía térmica acumulada del inversor, una variable estática que se actualiza cada ciclo de línea de CA. El cálculo de la acumulación de la energía continúa, como se muestra por la línea punteada de la Fig. 3.

Haciendo otra vez referencia a la Fig. 4, una vez que el período de tiempo 74 ha expirado, la potencia reactiva capacitiva se reduce en forma de una rampa -aquí, linealmente- hasta un valor en estado-estable (por ejemplo, 3 MVARs). La potencia reactiva capacitiva se reduce en esta forma para evitar un cambio abrupto, por pasos en la transferencia de potencia reactiva a la red de potencia de servicio público. Un cambio abrupto por pasos en la corriente del inversor desde, por ejemplo, 2.5 veces el máximo en estado-estable hasta el máximo en estado-estable, puede generar transientes indeseables (por ejemplo, oscilaciones resonantes) en la red de potencia de servicio público, lo cual puede causar falsa conmutación y posible daño al equipo en la red de potencia de servicio público. Por lo tanto, la corriente se reduce regularmente de conformidad con el perfil de rampa (210). El proceso de rampa descendente se inicia a un tiempo que asegure que cuando la corriente del inversor alcanza el valor máximo del estado- estable (InvtrIRefMax), el límite de capacidad térmica del inversor está agotado. Seleccionando el perfil de rampa descendente en esta forma se provee la entrega de potencia máxima a la carga y se reduce la probabilidad del colapso del voltaje de línea mientras también se resguarda contra el inicio de transientes indeseables en la red.

El perfil de rampa descendente es típicamente una función de la impedancia característica de la red de servicio público a la que está conectada. Sin embargo, la impedancia característica de una red cambia de manera impredecible con el tiempo. En un enfoque, un valor de impedancia característica apropiado de la red puede derivarse del conocimiento de los tipos de cargas, conductores, dispositivos reactivos y transformadores conectados a la red. Por otra parte, la impedancia característica de la red puede determinarse aplicando periódicamente un estímulo a la red (por ejemplo, una carga de función de paso) y medir la respuesta de la red. En particular, el inversor 44 puede usarse para aplicar la carga de función de paso, mientras el controlador 60 mide la respuesta. Por supuesto, la carga de función de paso sería de una magnitud lo suficientemente baja para prevenir la estimulación de oscilaciones indeseables. La impedancia característica se usa entonces para determinar el perfil de rampa descendente.

La sumatoria de cada ciclo de la energía de calor del inversor que está siendo acumulada debe ser calculada para cada ciclo de línea de CA comenzando con la iniciación de la corriente de sobrecarga por encima del valor máximo en estado-estable. Esta sumatoria es matemáticamente simple. Pero, la acumulación también debe ser dinámicamente estimada para cada ciclo remanente del proceso de rampa descendente a fin de ser capaz de determinar cuándo inician los procesos, así como para asegurar que la rampa descendente está procediendo de tal forma que el límite de capacidad de calor del inversor no será sobrepasado. Debido a que el valor de corriente del inversor está controlado y es predecible para cada ciclo del proceso, una sumatoria conceptualmente sencilla de cada una de las contribuciones del calor durante cada uno de estos ciclos puede ser llevada a cabo, pero no sin el suficiente adelanto matemático, en la práctica. Sin embargo, este cálculo matemáticamente intenso puede ser simplificado dramáticamente usando la propuesta de forma cerrada descrita debajo. Simplificar este cálculo permite el uso de un controlador menos costoso y/o conserva significativamente el ancho de banda del controlador para otras tareas.

Haciendo referencia a la Fig. 6, la curva parabólica 100 representa el valor de I^2 del inversor 44, como una función del tiempo. El área debajo de la curva parabólica 100 limitada por los puntos abcg representa la energía disipada cuando las rampas de corriente del inversor van desde el valor de I hasta cero a lo largo de perfil de rampa 102. Sin embargo, de interés es el área limitada por los puntos abega, la cual representa la energía disipada cuando la corriente del inversor disminuye del valor de I a $I_{\max}$. Para obtener el área limitada por los puntos abega, se obtiene primero el área limitada por los puntos gecg reconociendo que esta área es exactamente $1/3$ del área del rectángulo limitado por los puntos gecfg. El área limitada por los puntos abega se obtiene entonces restando el área limitada por los puntos gecg del área limitada por los puntos abcg. La forma aproximada de la expresión está representada como:

$$\frac{1}{3} \cdot \frac{1}{f_s} \cdot \frac{1}{\text{AmpsPerCycle}} \cdot \left(\frac{I^3}{\text{InvtrIRefMax}^3} - \text{InvtrIRefMax} \right) \quad (2)$$

donde I es la corriente del inversor, InvtrIRefMax ($=I_{\max}$) como se definió anteriormente, y AmpsPerCycle es la pendiente de la rampa descendente de la corriente. La expresión precedente representa el pronóstico de la capacidad térmica para determinar cuándo el inversor debe empezar o continuar la rampa descendente de sobre-corriente hacia el valor máximo en estado-estable.

La expresión final para limitar el período de sobre-corriente del inversor 44 es la suma de las ecuaciones (1) y (2), como sigue:

$$\frac{1}{f_s} \cdot \left[\sum \left[\left(\frac{I_n}{\text{InvtrIRefMax}} \right)^2 \right] \right] + \frac{1}{3 \cdot f_s} \cdot \frac{(I - \text{InvtrIRefMax})}{\text{AmpsPerCycle}} \cdot \frac{I^2}{\text{InvtrIRefMax}^2}$$

Note que la pendiente del contenido de energía térmica (el contenido de calor) del inversor gradualmente se inclina durante el período de rampa descendente, en el cual la reactancia capacitiva del inversor 44 se reduce, y la pendiente se hace negativa solamente después que la corriente del inversor alcanza su máximo valor del rango en estado-estable.

En este punto, el proceso ha computado la acumulación de la energía que está siendo disipada en el inversor a través de las regiones 74 y 82. La región 74 se refiere a esa parte que se ha acumulado realmente, mientras la región 82 representa la acumulación estimada que ocurrirá desde la muestra de corriente hasta que la corriente del inversor alcanza el nivel de estado-estable. Las muestras se acumulan una vez por ciclo para ambas regiones 74 y 82, aunque la acumulación en la región 82 es para propósitos estimados. Además, en general el inversor 44 no puede disipar su calor a la misma velocidad en que se reduce la potencia entregada a la red de servicio público. Por lo tanto, el controlador 60 debe tener inteligencia suficiente para reconocer que, en el caso de una contingencia posterior, el contenido de energía térmica del inversor no puede haber regresado a un nivel que corresponde al nivel de corriente en estado-estable.

Cuando la corriente del inversor declina al nivel de InvtrIRefMax (212) (Fig. 3), el inversor empezará a enfriarse. Para reflejar el proceso de enfriamiento, el procedimiento de acumulación debe ser modificado. En particular, aunque

la acumulación de la energía calorífica es aún computada, lo que es acumulado es una capacidad recuperada más que una capacidad ampliada. Para hacer esto, el controlador 60 inicia el proceso seleccionando (214) un valor incrementado de la corriente estimada del inversor mayor que el nivel de $InvtrIRefMax$ (el valor máximo en estado-estable) y usando este valor como si fuera la corriente verdadera del inversor. Usando este valor en el proceso de cálculo aproximado de acumulación de calor descrito anteriormente, el controlador 60 puede verificar si la corriente estimada puede ser con éxito reducida a $InvtrIRefMax$ lo suficientemente rápido como para no exceder la capacidad térmica límite del inversor (en caso de que se requiera una siguiente demanda para una sobre-corriente). En particular, el controlador 60 determina si el límite de capacidad térmica del inversor se excederá si el proceso de rampa descendente fuera a ser iniciado al nivel de corriente incrementada mayor estimado antes mencionado. Si no es excedido, se resta un valor constante de la acumulación de energía calorífica (216) y el valor de la corriente se incrementa en el valor descrito por la pendiente del proceso de rampa descendente, denominado $AmpsPerCycle$. El estimado se lleva a cabo nuevamente en el próximo período de muestra. El valor constante representa el incremento de recuperación térmica del inversor, un valor que esencialmente mide el estado de recuperación del inversor desde la sobrecarga. Si la corriente estimada resulta en un pronóstico que sobrepasa el límite de capacidad calorífica del inversor, el incremento de la recuperación térmica es aún disminuido por el valor constante, con tal que la corriente del inversor esté en realidad cerca de o debajo de $InvtrIRefMax$, pero el estimado de la corriente del inversor permanezca invariable, ya que éste se usa para restringir la corriente pico si se demanda una nueva corriente de sobrecarga. El proceso continúa y, eventualmente, la capacidad térmica completa de sobrecarga del inversor es restituida y la corriente de sobrecarga alcanza su límite de N veces el rango de estado-estable.

Por lo tanto, el controlador 60 controla al inversor 44 para proporcionar una cantidad máxima de corriente del inversor si otra contingencia ocurriera. El controlador 60 hace esto sin exceder la capacidad del inversor y suministrando una rampa descendente hasta el nivel de estado estable $InvtrIRefMax$, mientras asegura que la capacidad térmica del inversor no sea excedida durante el tiempo que la corriente declina hasta el nivel de $InvtrIRefMax$.

Por ejemplo, como se muestra en la Fig. 4, una segunda contingencia continua (punto 86) puede ocurrir mientras la capacidad térmica aún es elevada. En este caso, cuando el inversor 44 se controla para suministrar potencia reactiva adicional a la red de potencia de servicio público, la corriente del inversor no puede ser incrementada hasta el nivel previo de 750 MVAR porque la pendiente preestablecida de la rampa descendente resultaría en que la capacidad térmica del inversor sea excedida antes de alcanzar $InvtrIRefMax$. Por lo tanto, la corriente del inversor está limitada a, en este ejemplo, aproximadamente 600 MVARs (punto 86). En este pico de la corriente del inversor, la corriente del inversor todavía puede disminuir a la velocidad de rampa descendente hasta $InvtrIRefMax$ sin, como se muestra en la Fig. 5, exceder el límite térmico del inversor.

Otras realizaciones descritas no explícitamente aquí están también dentro del alcance de las reivindicaciones. Por ejemplo, en la realización descrita anteriormente en conjunto con la Fig. 1, una unidad de almacenamiento de energía 32 fue utilizada para suministrar potencia real durante el período 70. Sin embargo, en ciertas aplicaciones, el inversor 44 puede usarse sin una unidad de almacenamiento de energía solamente con el fin de suministrar compensación de potencia reactiva.

REIVINDICACIONES

- 5 1. Un sistema para el uso con un dispositivo de compensación de potencia (30) conectado a una red de potencia de servicio público (20) conduciendo un voltaje nominal, comprendiendo el sistema:

un controlador (60) que controla el dispositivo de compensación de potencia (30) para entregar, por un primer período de tiempo y en respuesta a un cambio detectado en el voltaje nominal, la potencia reactiva a la red de potencia de servicio público cerca de o por debajo de la característica de entrega de máxima potencia en estado-estable del dispositivo de compensación de potencia;
10
en el que, en un segundo período de tiempo (74) siguiendo al primer período de tiempo, el controlador controla el dispositivo de compensación de potencia para operar en un modo de sobrecarga para suministrar potencia reactiva a la red de potencia de servicio público a un nivel que es un factor N ($N > 1$) mayor que la característica de entrega de máxima potencia en estado-estable del dispositivo de compensación de potencia; y
15
en el que el controlador controla el dispositivo de compensación de potencia para reducir la potencia reactiva (82) después del segundo período de tiempo (74), en el que reducir la potencia reactiva comprende ir disminuyendo de manera no discontinua la potencia reactiva (82) hasta la entrega característica de potencia en estado estable.
20
2. El sistema de la reivindicación 1, en el que, durante el primer período de tiempo, el dispositivo de compensación de potencia suministra potencia real y potencia reactiva a la red de potencia de servicio público.
- 25 3. El sistema de la reivindicación 1, en el que una pendiente de disminución no discontinua de la potencia reactiva (82) se determina sobre la base de una impedancia característica de la red de potencia de servicio público.
4. El sistema de la reivindicación 1, en el que el factor N se determina sobre la base de una característica de capacidad térmica transiente del dispositivo de compensación de potencia.
- 30 5. El sistema de la reivindicación 4, en el que la característica de capacidad térmica transiente está representada por un rango de I^2t del dispositivo de compensación de potencia.
- 35 6. El sistema de la reivindicación 1, en el que una suma del primer período de tiempo y del segundo período de tiempo se determina sobre la base de la habilidad del dispositivo de compensación de potencia de absorber energía térmica.
- 40 7. Un método de suministrar compensación de potencia desde un dispositivo de compensación de potencia (30) a una red de potencia de servicio público (20) conduciendo un voltaje nominal, el método comprende:

controlar el dispositivo de compensación de potencia para entregar, por un primer período de tiempo y en respuesta a un cambio detectado en el voltaje nominal, potencia reactiva a la red de potencia de servicio público cerca de o por debajo de la característica de entrega de máxima potencia en estado estable del dispositivo de compensación de potencia;
45
controlar el dispositivo de compensación de potencia para operar en modo de sobrecarga, por un segundo período de tiempo (74) siguiendo al primer período de tiempo, la potencia reactiva a la red de potencia de servicio público a un nivel que es un factor N ($N > 1$) mayor que la característica de entrega de máxima potencia en estado-estable del dispositivo de compensación de potencia; y controlar el dispositivo de compensación de potencia para reducir la potencia reactiva (82) después del segundo período de tiempo (74), en el que reducir la potencia reactiva comprende la disminución no discontinua de la potencia reactiva (82) desde el dispositivo de compensación de potencia hasta la característica de entrega de máxima potencia en estado-estable.
50
- 55 8. El método de la reivindicación 7, en el que, durante el primer período de tiempo (70), el dispositivo de compensación de potencia suministra potencia real y potencia reactiva a la red de potencia de servicio público.
9. El método de la reivindicación 7, que comprende además determinar una pendiente de la disminución no discontinua de la potencia reactiva (82) sobre la base de una impedancia característica de la red de potencia de servicio público (20).
- 60 10. El método de la reivindicación 9, en el que la impedancia característica de la red de potencia de servicio público (20) se determina sobre la base de características conocidas de la red de potencia de servicio público.
- 65 11. El método de la reivindicación 9, comprendiendo además determinar la impedancia característica de la red de potencia de servicio público aplicando un estímulo a la red y midiendo una respuesta al estímulo.

ES 2 276 704 T3

12. El método de la reivindicación 7, en el que el factor N se determina sobre la base de una característica de capacidad térmica transiente del dispositivo de compensación de potencia.

5 13. El método de la reivindicación 12, en el que la característica de capacidad térmica transiente se representa por un rango P_t del dispositivo de compensación de potencia (30).

14. El método de la reivindicación 7, en el que el segundo período de tiempo se determina sobre la base de la habilidad del dispositivo de compensación de potencia de absorber energía térmica.

10

15

20

25

30

35

40

45

50

55

60

65

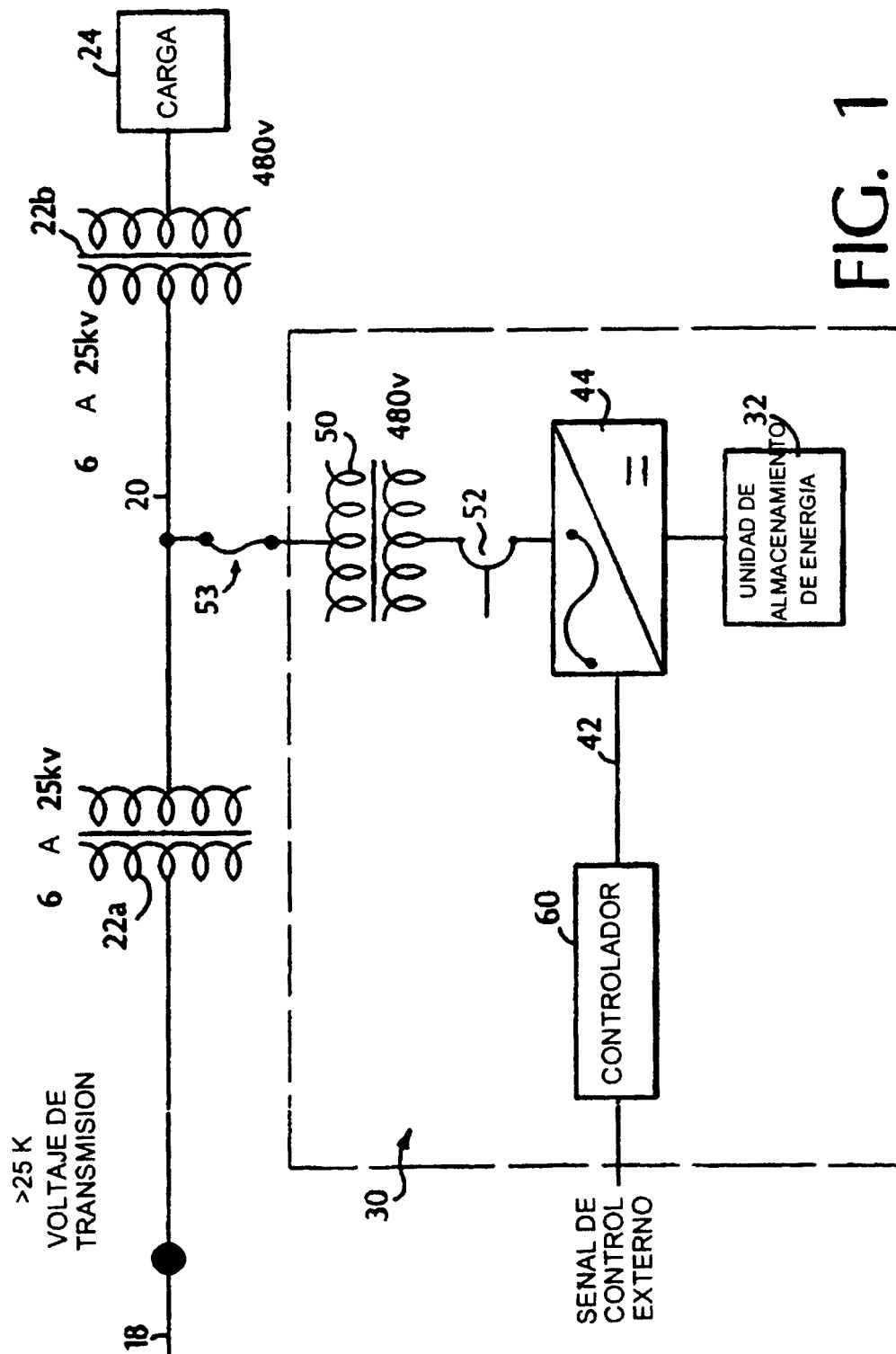


FIG. 1

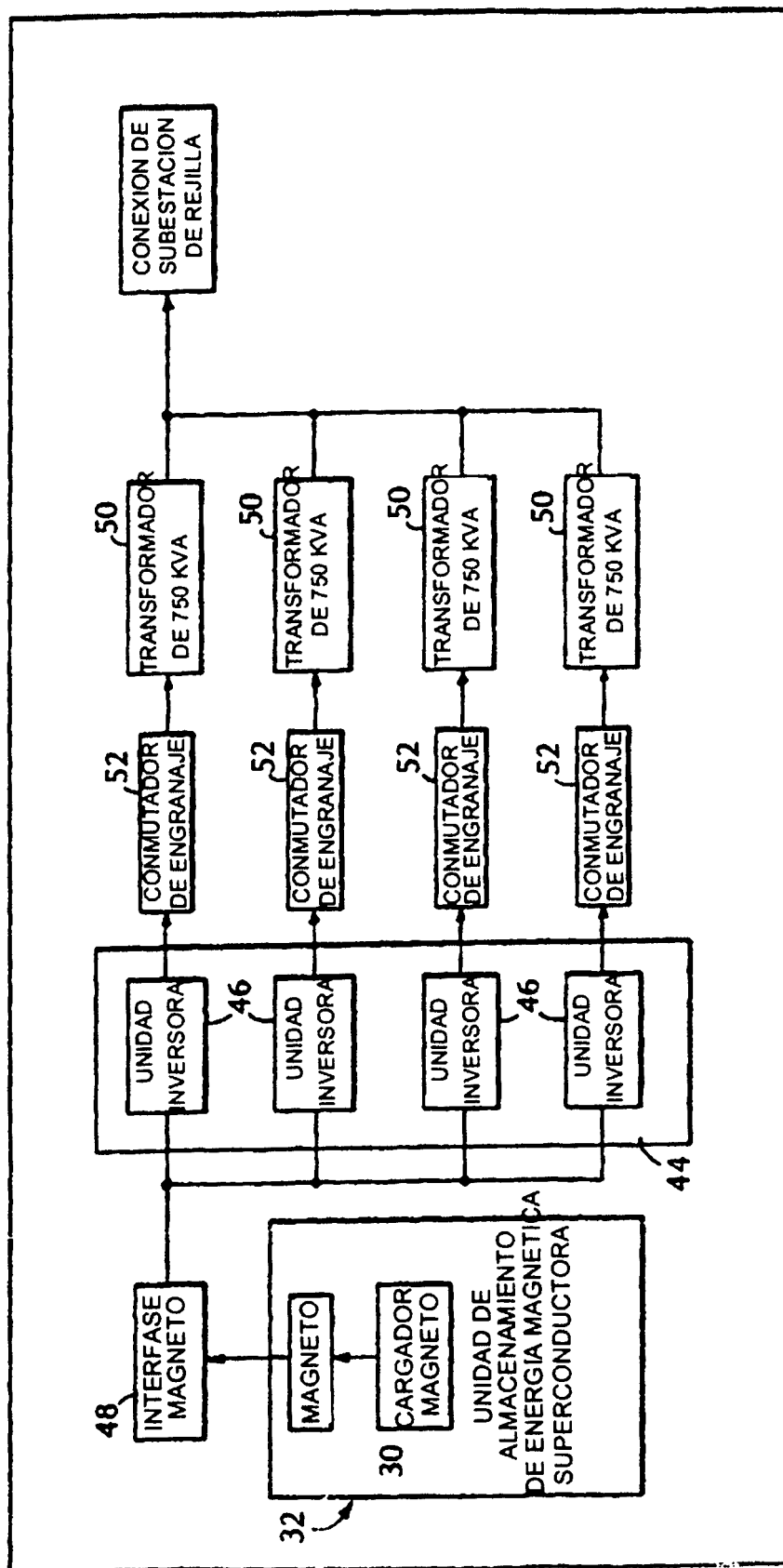


FIG. 2

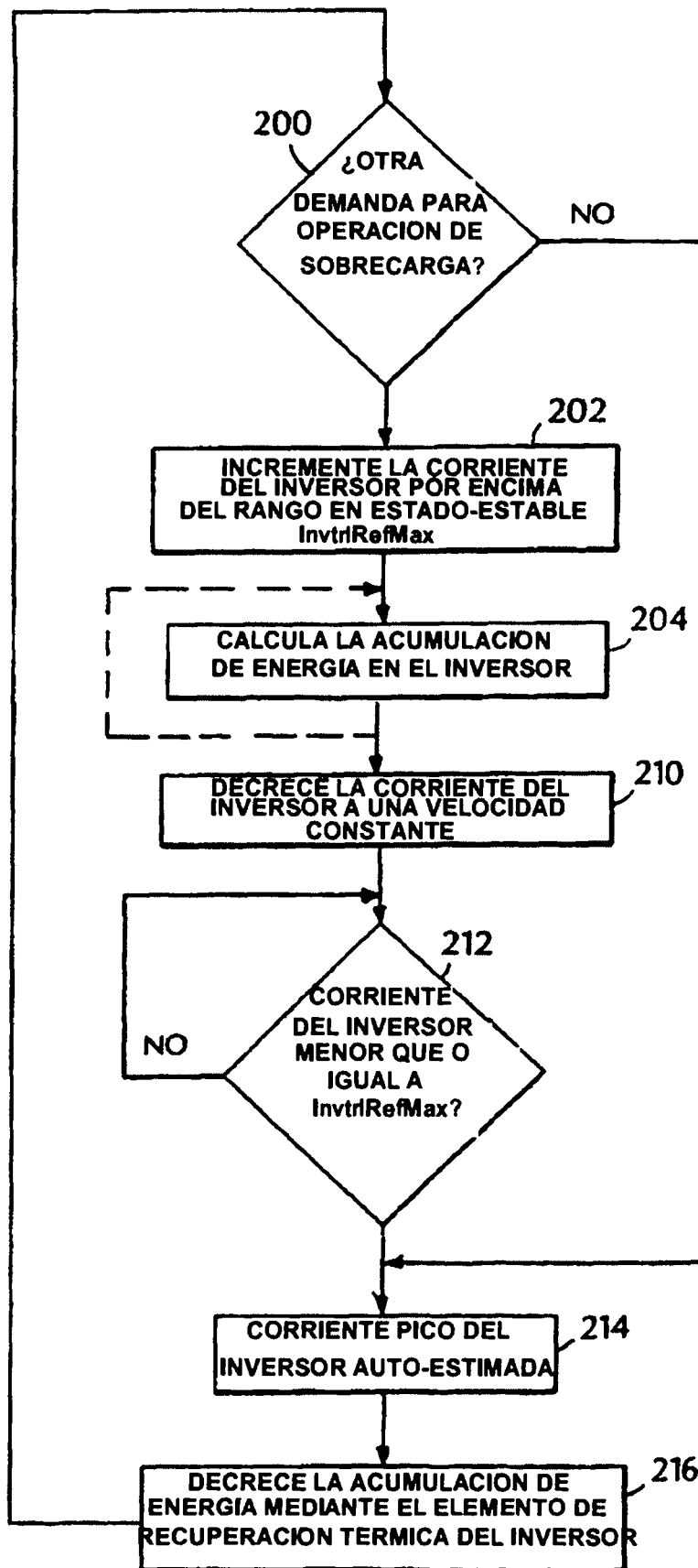


FIG. 3

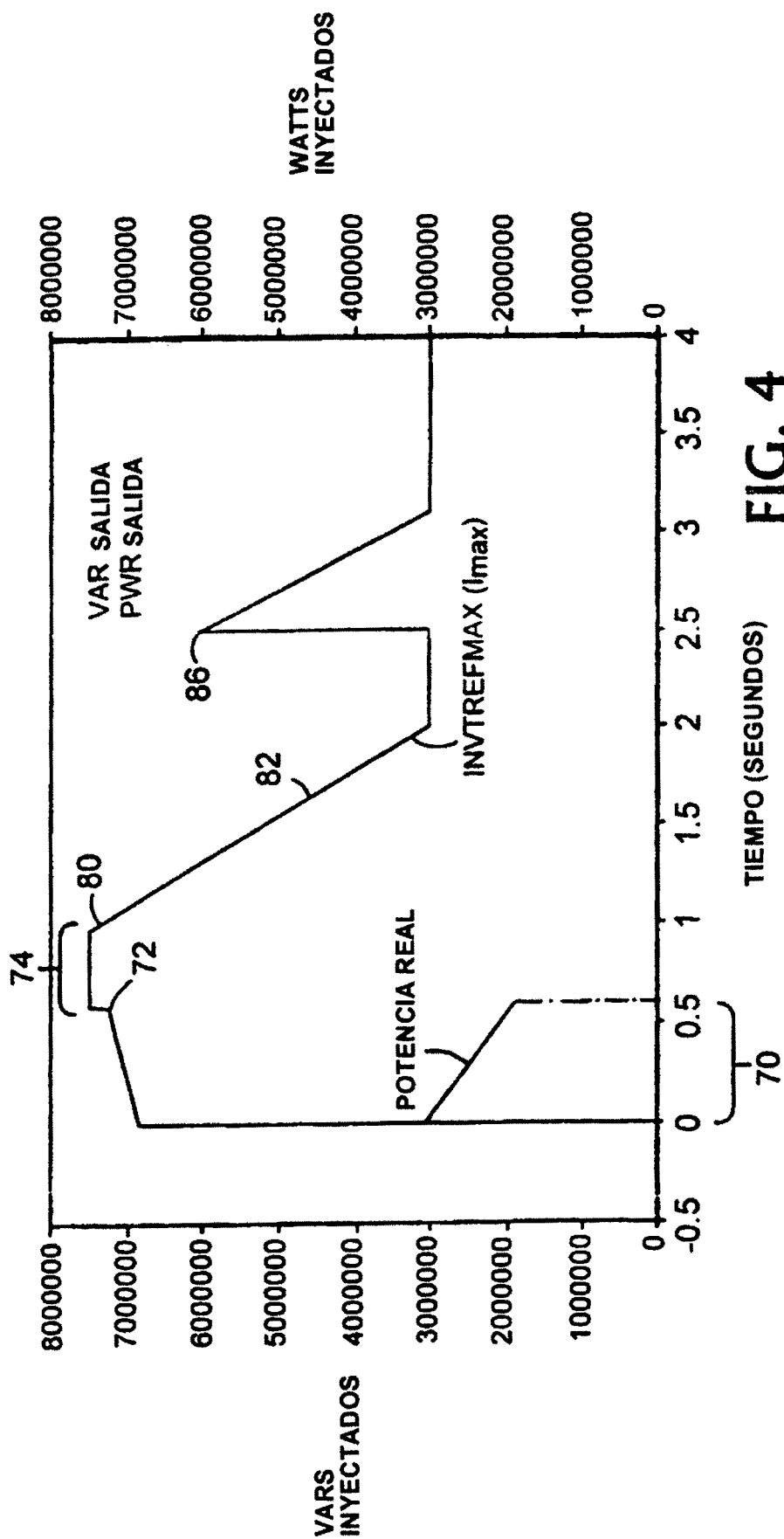


FIG. 4

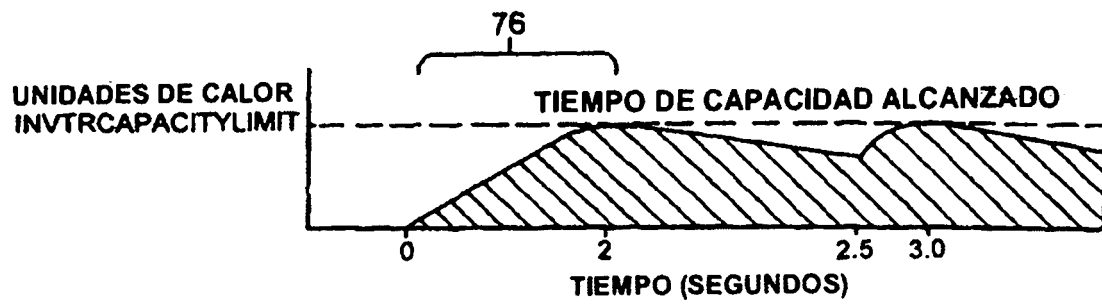


FIG. 5

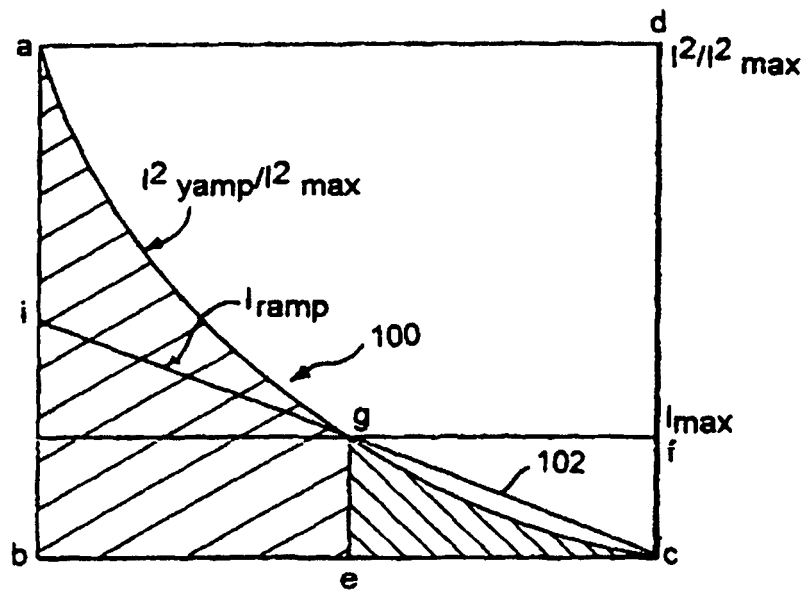


FIG. 6