

Operación en Isla

Introducción

- Operación en isla, significa operar habiéndose **separado** del sistema de potencia, teniendo por lo menos un generador y varias cargas.
- Todavía hoy, la operación en isla da lugar a **acaloradas discusiones** y negociaciones entre empresas eléctricas y usuarios que poseen generación propia.
- La operación en isla puede ser **intencional (planeada)** o **no**, si es planeada por adelantado, tanto el generador como el sistema se han diseñado para ello.
- La operación en isla no intencional está normalmente prohibida, y la **intencional** es permitida por la empresa eléctrica solo luego de un cuidadoso estudio, representando una situación totalmente nueva para los sistemas eléctricos.
- La política adoptada actualmente por la mayor parte de las empresas eléctricas, requiere que el GD en isla sea desconectado inmediatamente de la red, con un **retardo máximo de 2 s**.
- La **seguridad al personal** es uno de los temas más preocupantes, ya que el personal de mantenimiento puede ignorar si el circuito donde trabajan está alimentado o no.
- **No todos** los tipos de GD pueden operar en isla, para ello deben estar equipados con controles de frecuencia y de tensión.
- Si la carga del circuito en isla es mayor que la generación, se requiere el uso del esquema de descarga (**load shedding**).
- Existe una diferencia fundamental entre los sistemas que funcionan **aislados (permanentemente)** y aquellos que normalmente están conectados a la red y por alguna razón se han desconectado.

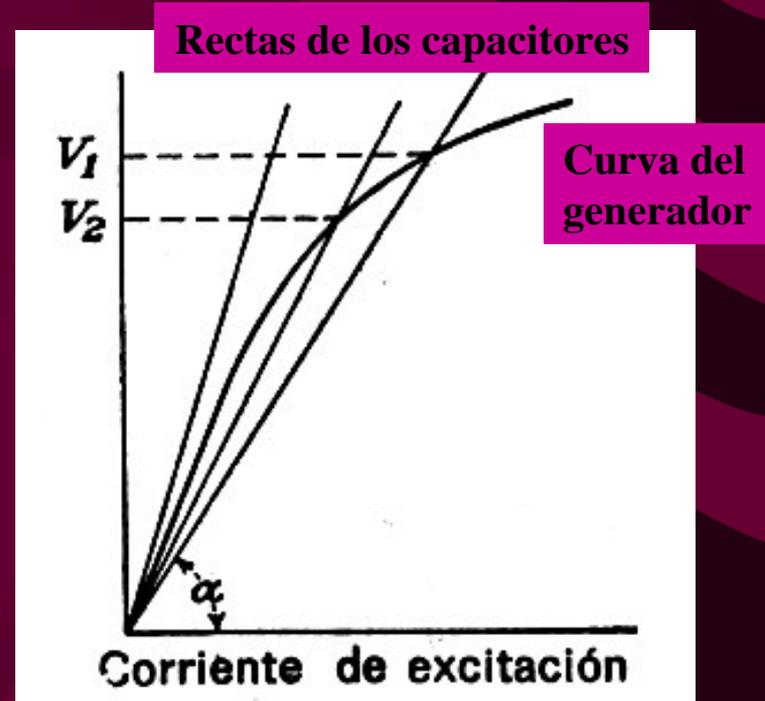
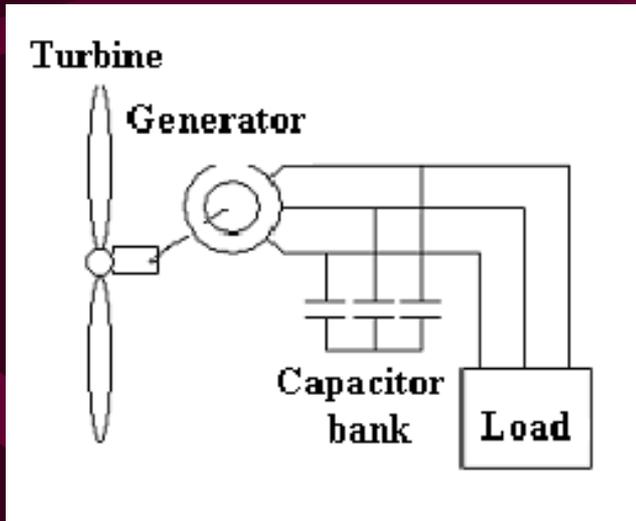
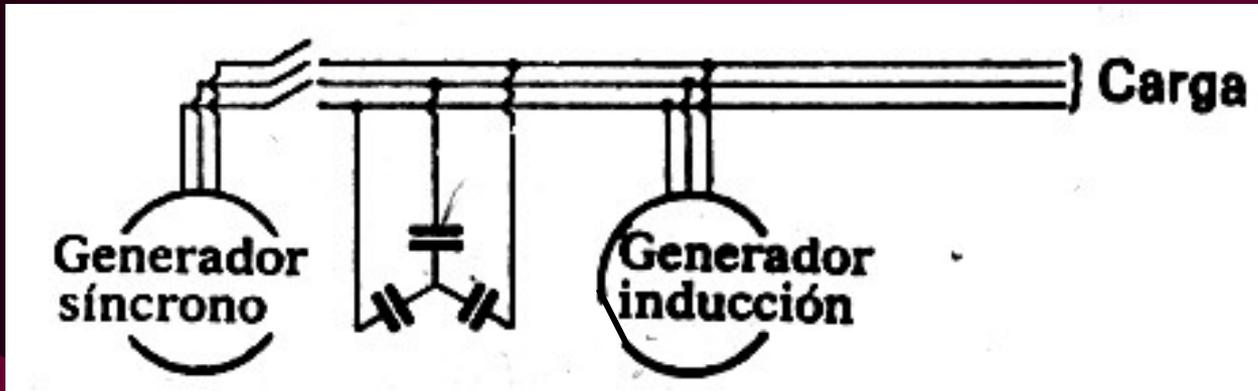
Introducción (continuación)

- Los sistemas inicialmente aislados, al alcanzar la red, **desactivaban** su generación, hoy se la mantiene en condiciones operativas, para explotar la operación en isla intencional en situaciones de emergencia o no.
- En caso que la GD se encuentra conectada al sistema público, pueden mantenerse las **cargas prioritarias**, como: iluminación de emergencia, cámaras de seguridad, iluminación de la vía pública y comunicaciones.
- La capacidad de operación en isla, es una capacidad deseable para las empresas eléctricas, fundamentalmente en aquellas **partes muy vulnerables** del sistema de distribución.
- Los usuarios conectados en zonas vulnerables, se verán muy beneficiados con la posibilidad de seguir alimentados por la GD a pesar de hacerlo con **baja calidad y alto costo**, que es preferible a no tener energía.
- Las principales objeciones de la operación en isla se refieren al riesgo al personal de cuadrillas y usuarios, y a la posibilidad de reconexión **fuera de fase**.
- Actualmente, existe el temor de que la mayoría de los GD sean desconectados del sistema en caso de perturbaciones, por la exigencia de las empresas eléctricas, lo cual puede conducir a excesiva desconexión de cargas (shedding) y aún a un apagón del sistema por **pérdida de generación**.

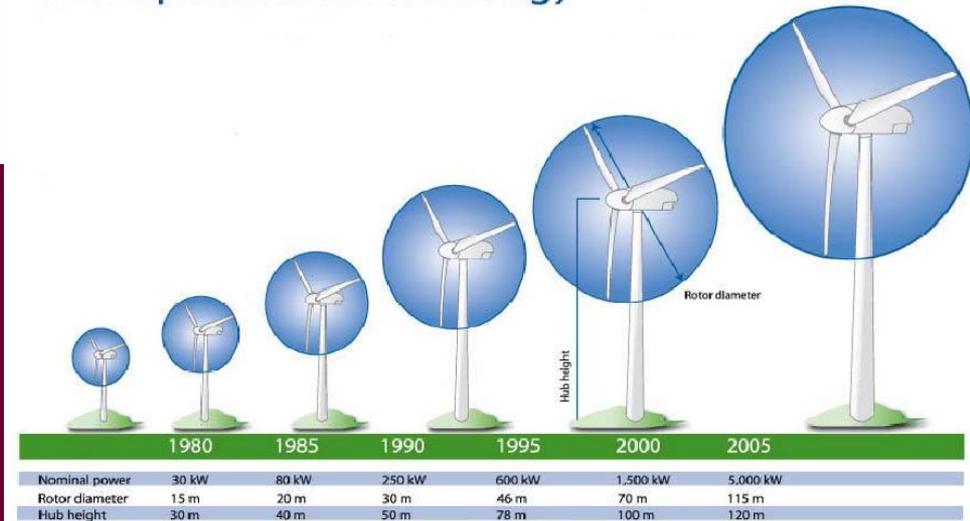
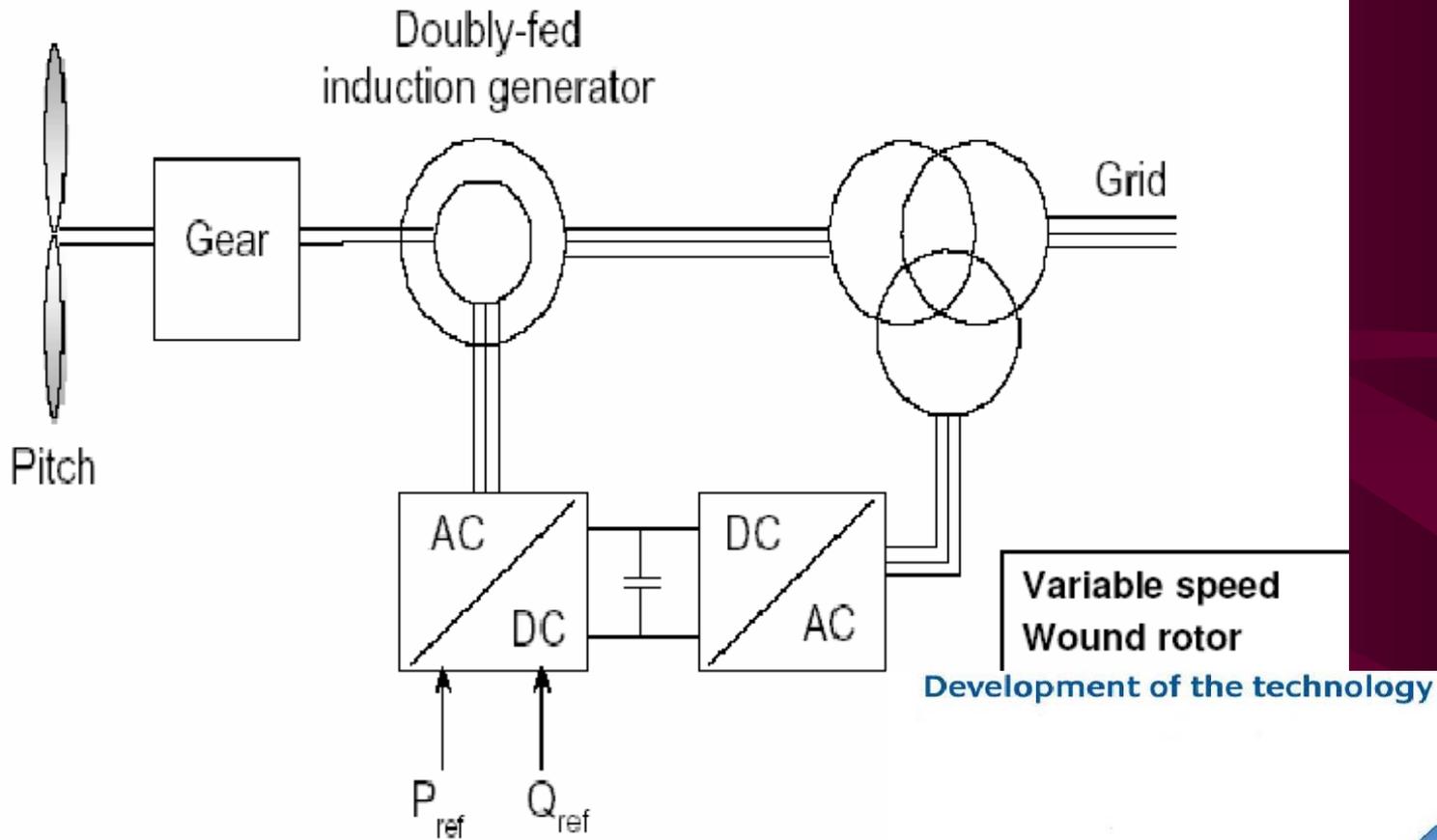
Problemas técnicos durante la operación en isla

- 1) Cumplir con los **límites reglamentarios** de frecuencia y tensión, y de Calidad de Potencia.
- 2) Dificultades en garantizar que el **personal reaccionará** efectivamente durante el proceso de transferencia hacia y desde la GD.
- 3) Alcanzar puesta **a tierra satisfactoria**. El neutro del generador puede estar aislado de tierra durante la transferencia y/o durante la operación.
- 4) Obtener desconexión aceptable de fallas, ya que el aporte del generador a la falla puede ser insuficiente para que la **protección actúe correctamente**, con el retardo de la desconexión.
- 5) Dificultades en obtener **transferencia suave** (no notada) desde y hacia el sistema, en especial en lo que respecta a las protecciones.
- 6) Mantener el **balance de potencia**, de manera tal que las cargas sean menores o iguales a la potencia del generador, durante la operación en isla.
- 7) Contar con dispositivos de sincronización o de bloqueo, a fin de evitar la **reconexión de una isla fuera de fase**.
- 8) Manejar **grandes saltos de carga**, mientras continúa alimentando las cargas dentro de la isla.
- 9) Anticipar niveles significativos de **elementos adicionales** (ancillary) para permitir la isla, si se la emplea en forma intermitente. Conduce a la necesidad de generación diesel en standby.
- 10) **El operador del sistema es responsable**, a pesar de no poseer el control total de su sistema, del riesgo para el personal y para el equipamiento de los usuarios.

Fenómeno de autoexcitación



Generador asincrónico moderno

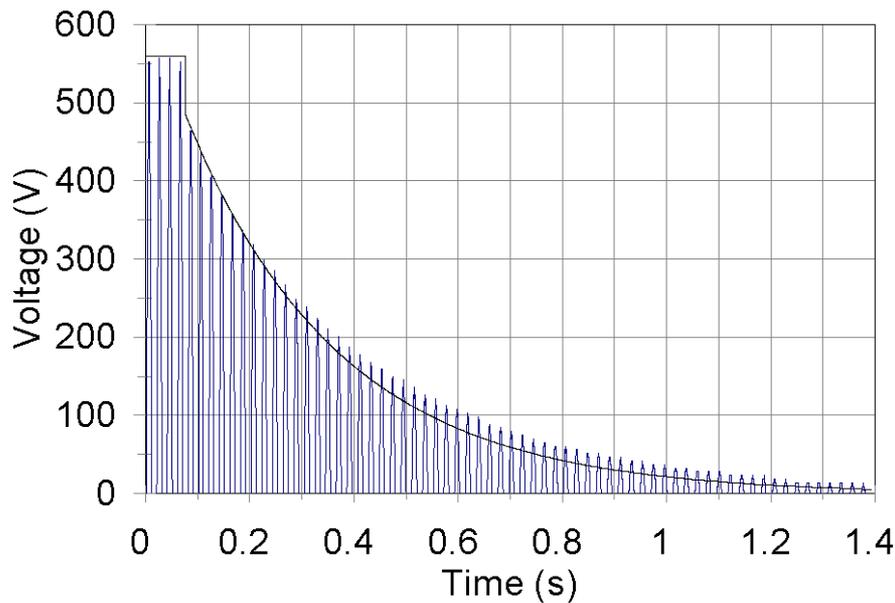


Desconexión y re-conexión con circuito abierto (motor de 5,5 kW)

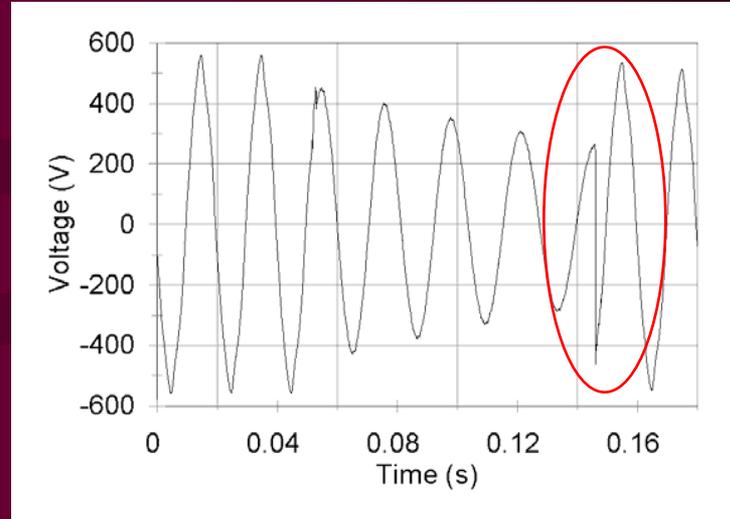
τ electromagnética = 0,3 s

τ mecánica en vacío = 27 s

τ mecánica 85 % carga = 0,44 s



Desconexión



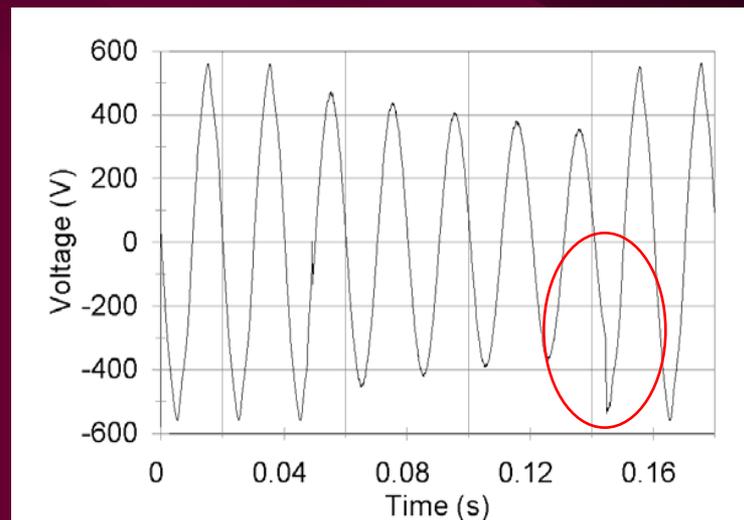
ΔV

1,35 pu

85 %

carga

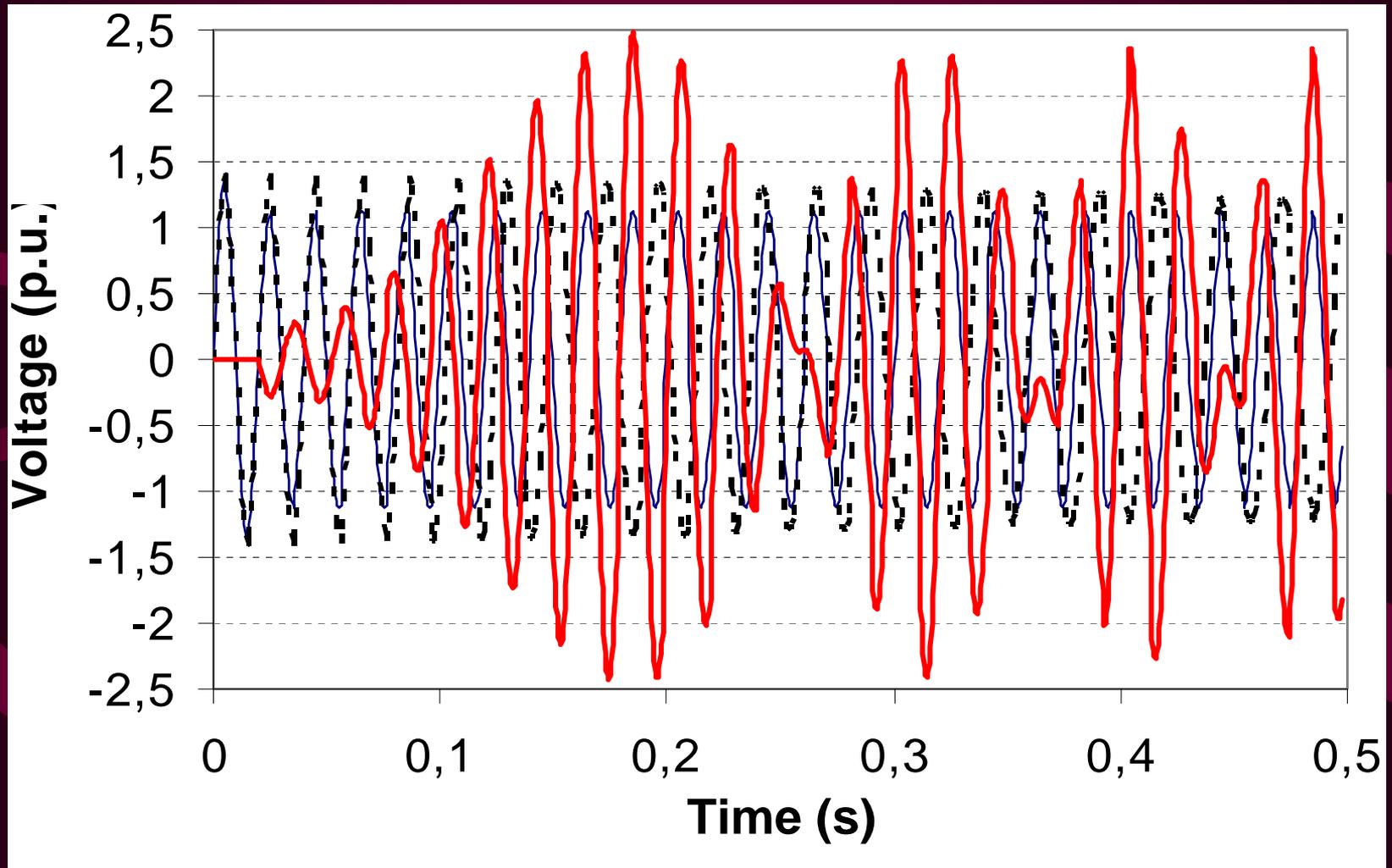
Sin alimentación 95 ms



0,37 pu

vacío

Diferencia de tensión durante operación sin referencia



Servicios complementarios (Ancillary services)

- Servicios de programación y despacho del sistema (scheduling & dispatching services);
- Servicio de seguimiento de carga (load following service);
- Servicio de desbalance de energía (energy imbalance service);
- Servicio de protección de sistemas (system protection service);
- Servicios de control de potencia reactiva y voltaje (reactive power/voltage controls service); y
- Servicio de compensación de pérdidas (loss compensation service).

A estos servicios se agregan los propuestos por la **North American Electric Reliability Corporation NERC**, los cuales son los siguientes:

- Capacidad de partida autónoma;
- Compensación de pérdidas activas de transmisión;
- Programación dinámica;
- Reserva operacional de respaldo;
- Seguimiento del consumo; y
- Servicios de estabilidad de la red por parte de los generadores.

Aspectos económicos

- Las empresas eléctricas, están presionadas para mantener elevada confiabilidad y calidad, por lo que la desconexión de los GD frente a disturbios, se está comenzando a **poner en discusión**.
- Al fraccionarse el sistema en islas, cada una con generación, carga y precio. Los usuarios dentro de las islas pueden sufrir picos en los precios por **falta de competitividad (monopolio)**.
- Debe recordarse que en isla, el **precio del mercado** depende de las condiciones de las cargas y de la disponibilidad en generación, y por supuesto del valor de la energía no suministrada.
- Para los generadores hay dos incentivos económicos para operar en isla: incremento del **retorno por islas** cuando no pueden suministrar energía de otro modo (fundamentalmente con renovables viento, solar e hidráulica), reduce el **excesivo consumo de vida útil** (wear and tear) por la detención y arranque de plantas, no siendo necesario sacarlos de servicio frente a perturbaciones como profundos huecos de tensión o microcortes.
- Si la GD tiene acceso al mercado de **servicios complementarios** (ancillary), esto provee un incentivo adicional para subsidiar el control requerido para la operación en isla.
- Desde el punto de vista de los usuarios, la operación intencional en isla, ofrece considerables beneficios, especialmente a **usuarios industriales** con cargas esenciales.
- Los usuarios con disponibilidad de esquemas de corte de cargas (**sheddings**) pueden beneficiarse ampliamente en presencia de fallas del sistema, aunque sus cargas se alimenten parcialmente.
- Los beneficios radican en la **reducción de costos** de pérdidas por daño y desactivación de productos semi-manufacturados, el re-uso de materiales intermedios, evitar bloqueo de líneas de producción y reducción del tiempo de re arranque o en alcanzar el estado de régimen nuevamente.

Beneficios para los usuarios

- Numerosas instalaciones industriales, producen **deshechos** que pueden emplearse para producir energía eléctrica, tales como cáscaras de cereales, chala, astillas, aserrín, gases combustibles, etc. Estos equipos funcionan permanentemente o siguiendo las etapas del proceso de producción de la industria, pudiendo obtenerse grandes beneficios con su operación en momentos de perturbaciones del sistema, en isla o semi desconectados.
- La disponibilidad de cogeneración o autogeneración, significa continuar trabajando en isla, con potencia reducida, menor calidad de potencia y limitada capacidad de producción, con **pérdidas económicas mucho menores** que las que hubiera sufrido con un profundo hueco de tensión o microcorte.
- El análisis es diferente si la perturbación tiene **duración menor o mayor a 2 s**, tiempo que queda fijado por los esquemas de protecciones del usuario y empresa eléctrica, incluyendo los recierres de esta última.
- En isla los límites cambian, siendo aceptable para la mayor parte de los usuarios una **caída de tensión del 10 % y del 5 % en frecuencia**. Las cargas que poseen requerimientos más estrictos, necesitan equipos especiales de mitigación como UPS's.
- En resumen, el usuario se beneficia por: disponer de energía de respaldo, poder realizar una **detención programada**, reduce el tiempo de re-arranque.
- No debe dejarse de lado las ventajas de la **conexión flexible**, donde ésta sea posible.

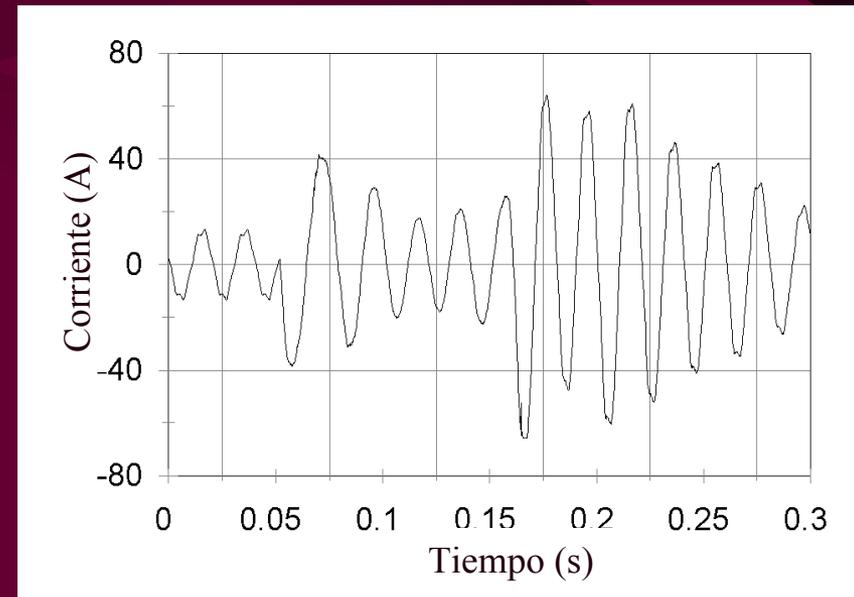
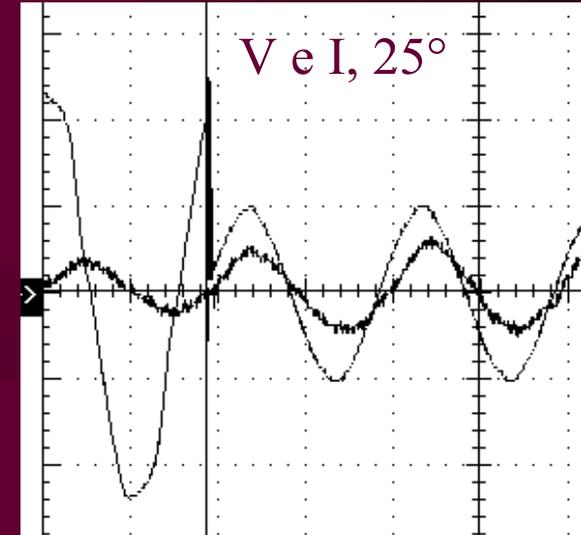
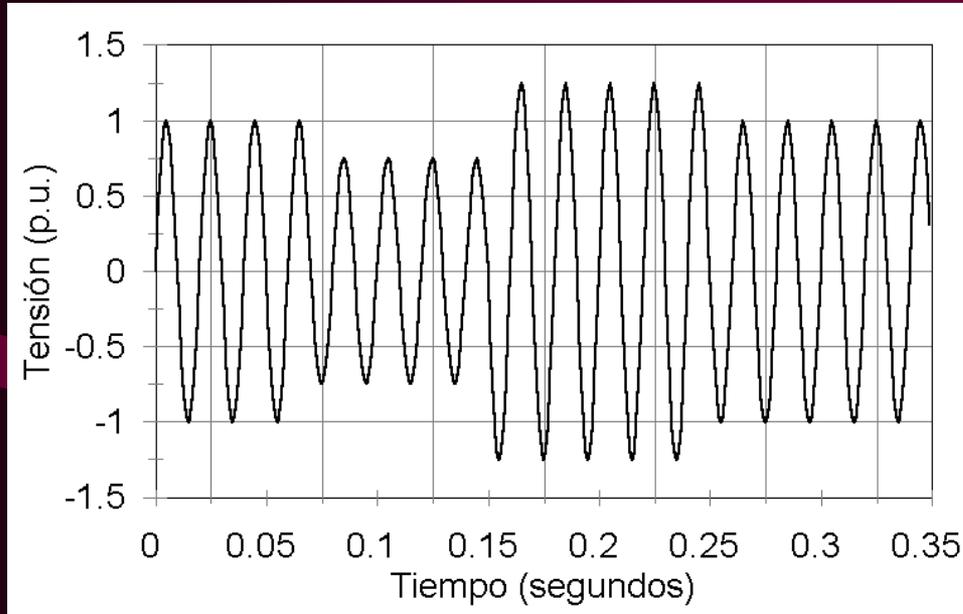
Beneficios para los usuarios:

Análisis cuantitativo

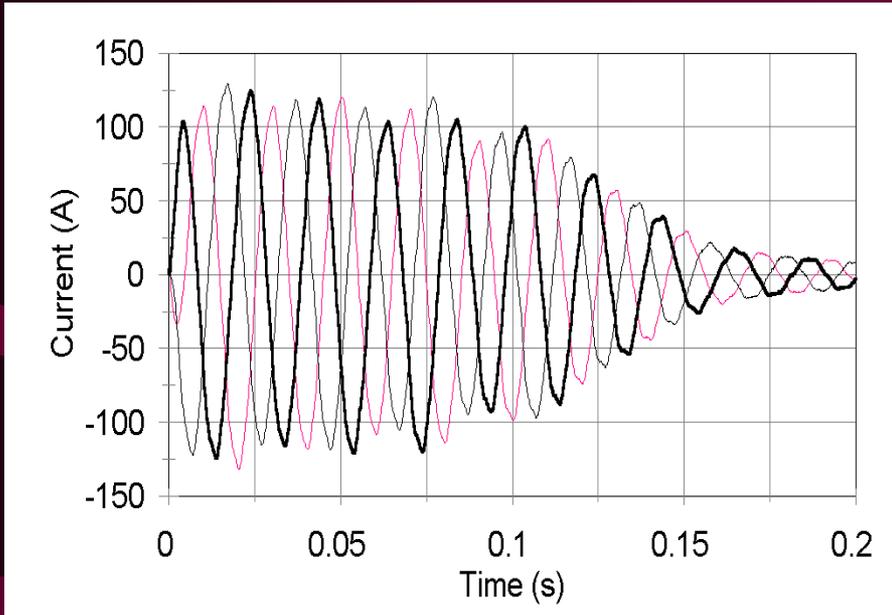
- Los huecos de tensión y microcortes representa el **80 %** de los reclamos de los usuarios a la empresa eléctrica.
- Por la topología de los sistemas de distribución, los usuarios experimentan **4,5 veces más** microcorte/huecos que interrupciones prolongadas.
- Los microcortes de duración **menor a 2 s** representan **más del 45 %** de los eventos que detienen procesos.
- El costo promedio de pérdidas industriales por microcorte/hueco va de **U\$S 8.000 a 14.000**, mientras que el costo del corte de 1 hora es de U\$S 40.000.
- Por el índice de ocurrencia ambos costos industriales **son del mismo orden**.
- La mayoría de los procesos industriales pueden **rearrancar** fácil y rápidamente para cortes de **500 ms a 2 s**, siempre y cuando se haya adoptado alguna medida de mitigación.
- Sin medidas de mitigación, los microcortes/huecos producen detenciones de producción con tiempos, de vuelta a estado de régimen, de **6 a 9 hs**.
- Por las exigencias de calidad de potencia, los **tiempos de reconexión** se han reducido de 2 s a $\frac{1}{2}$ s.

Huecos y Swells de tensión

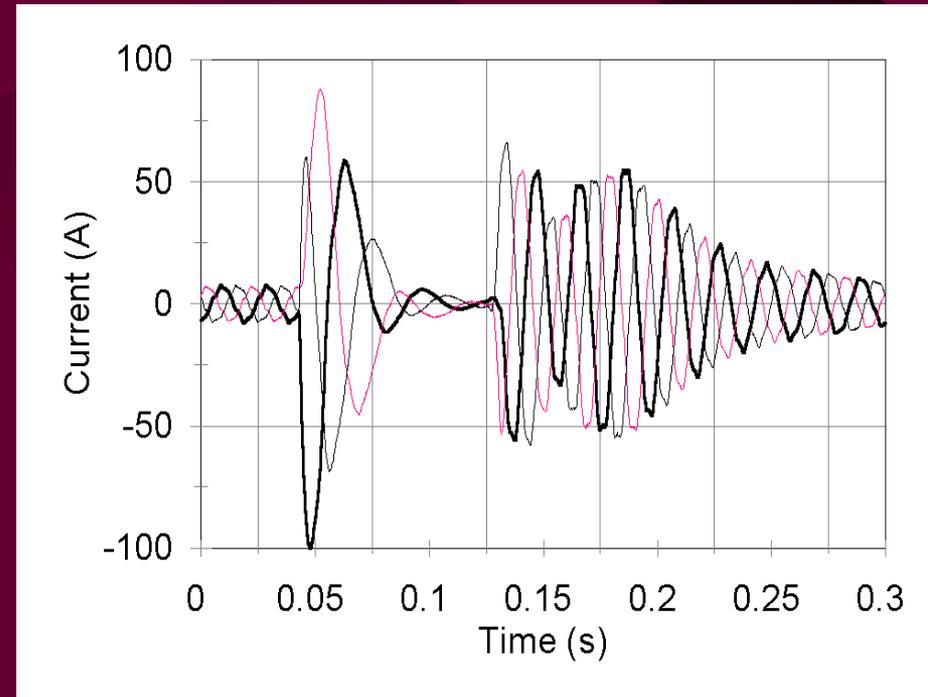
Saltos de fase



Arranque y re-arranque de motores o generadores

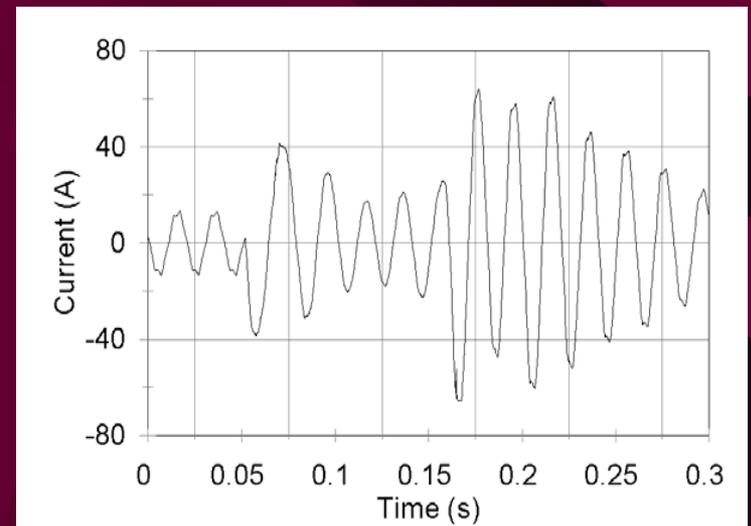
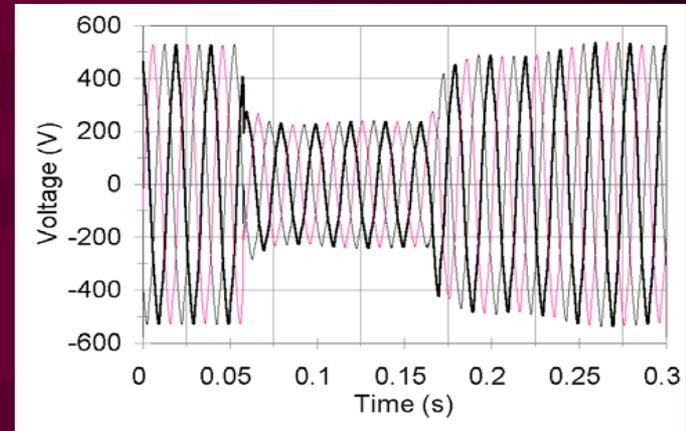
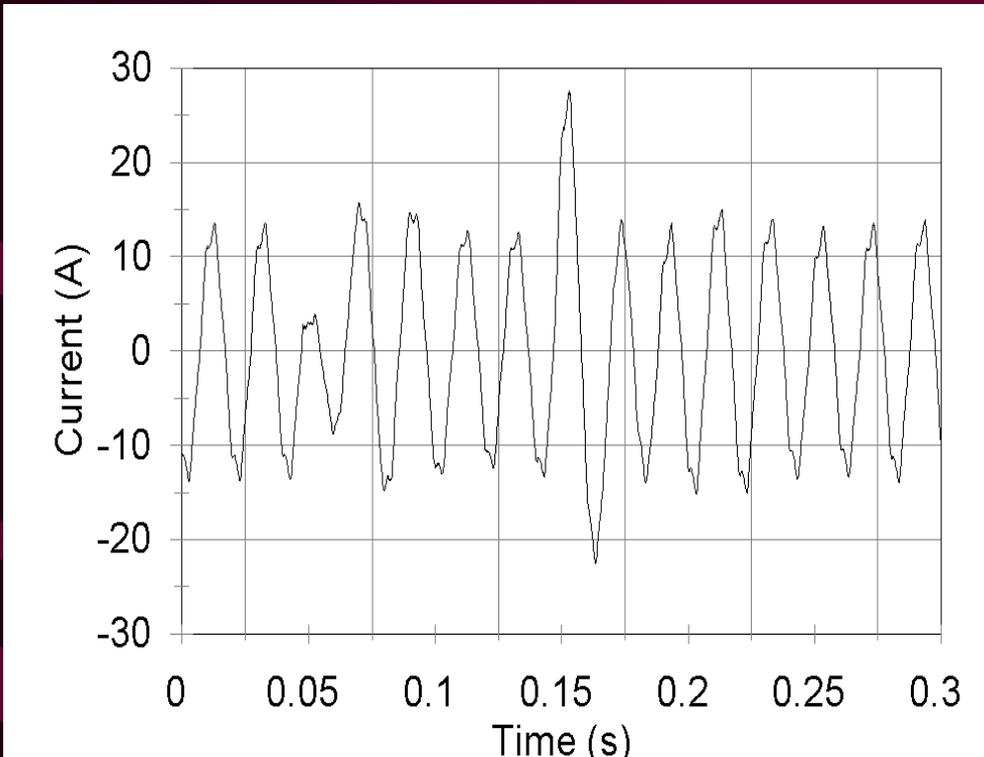


τ eléctrica = 0,07 s
 τ mecánica en corto = 0,1 s
(circuito cerrado)



Solo se presenta circuito abierto “puro”, cuando abre el contactor de la máquina, demás casos situación intermedia entre abierto y cortocircuito

Comportamiento frente a huecos de tensión al 85, 43 y 30 %, 95 ms, carga 85 %

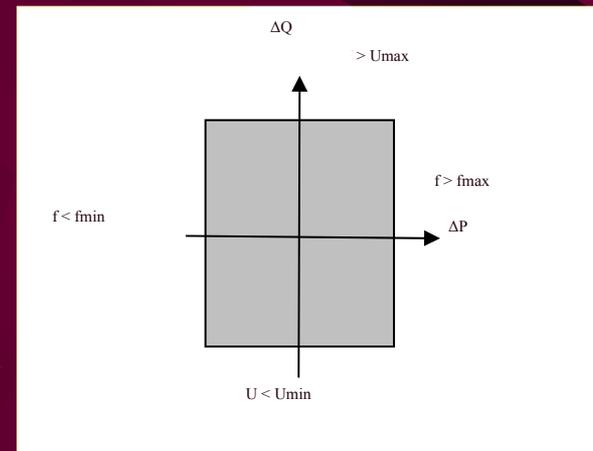


Generadores y máquinas de impulso

- Hay grandes diferencias en el comportamiento en isla, dependiendo de la fuente de energía y del tipo de generador.
- En general, el generador sincrónico con máquina de impulso provista de regulación de velocidad es el GD más adecuado para suministrar potencia activa y reactiva a un sector de la red en isla, siendo capaz de mantener la tensión y frecuencia dentro de los límites reglamentarios.
- La máquina de inducción, especialmente la doble-alimentada es la que le sigue en aplicabilidad, ya que puede suministrar potencia activa y reactiva a la isla, siempre y cuando la excitación sea mantenida por una fuente propia. Este tipo de generador, emplea como fuente de energía al viento, siendo el tipo de mayor crecimiento en los últimos años.
- Uno de los requerimientos más exigentes a los GD que se conectan a la red, es la capacidad de controlar factor de potencia. Al pasa a funcionar en isla, debe controlarse la tensión y frecuencia, por lo que el control debe poder operar en isla o en red.
- La mayor parte de los problemas mencionados de control, pueden resolverse si el generador se conecta a la red vía un inversor de control P-Q, que posee gran influencia en la respuesta dinámica de los generadores estáticos.

Detección de operación en isla

- La detección de la operación en isla es una **tarea muy difícil**
- Normalmente, los generadores de la isla **no poseen potencia suficiente** para alimentar las cargas atrapadas, por lo que el colapso de tensión y frecuencia facilita la individualización.
- Si las potencias del generador y cargas son **del mismo orden**, los apartamientos de tensión y frecuencia serán pequeños, operando satisfactoriamente en isla
- Dependiendo de la **variación de la carga, de la despachabilidad y de la dinámica del GD**, la operación en isla se mantendrá o conducirá rápidamente al apagón.
- Las diferencias en potencia activa resulta en cambios de frecuencia, en cambio el desbalance reactivo se manifiesta como variaciones de tensión.
- Los relés de **frecuencia y de tensión** representan el medio obvio de detección
- Si el desbalance P-Q no es demasiado grande, el punto de trabajo pueden encontrarse en la **zona ciega del relé**, por lo la condición en isla puede no ser detectada o tardar mucho en hacerlo.



DetECCIÓN DE OPERACIÓN EN ISLA

Métodos pasivos

- El método se basa en la medición de magnitudes eléctricas en el PCC, usando **relés de sub-sobrevoltaje y sub-sobrefrecuencia**.
- El esquema más utilizado es el **relé de cambio de frecuencia** (rate of change of frequency, **ROCOF**), basado en la determinación permanente de la pendiente o tendencia del cambio de frecuencia; siendo su ajuste típico de 0,1 a 1 en un tiempo de 0,2 a 0,5 s.
- Por las **fallas del esquema ROCOF** en oportunidad de conexión de cargas, pérdida de grandes generadores y fallas en alimentadores vecinos, es que se ha propuesto un esquema basado en **fases sincronizados**, aún en etapa experimental.
- Se ha presentado recientemente un nuevo esquema llamado **vector shift (VS)**, que compara la duración del presente ciclo con el anterior. Se lo ajusta para corrimientos de 8° a 10°.

Detección de operación en isla

Métodos activos

- Su nombre activo, proviene de las **acciones proactivas** de la metodología, que continuamente produce pequeños cambios en la tensión y corriente en el punto de conexión, determinando la respuesta del sistema, lo que permite identificar si está en isla o no.
- La idea es que la protección trate de forzar al **GD fuera de sus umbrales de operación**, lo que ocurre cuando se desconecta de la red.
- Los métodos activos son los más usados en aplicaciones con inversores, ya que la **electrónica de potencia** puede producir fácilmente variaciones en sus magnitudes de generación, por ejemplo en la forma de onda de la corriente inyectada a la red.
- También se emplea la **medición de impedancia**, cuando la tensión en el PCC experimenta cambios. Este método no puede aplicarse a cualquier red, ya que su uso afecta a la calidad de potencia.

DetECCIÓN DE OPERACIÓN EN ISLA

Basada en intercomunicación

- La operación en isla es provocada por la apertura de un interruptor, por lo que la utilización de un **medio de comunicación rápido y confiable** entre el relé de la GD y el interruptor, puede ser usado como indicador y disparador de la orden de desconexión..
- Un sistema **SCADA** (**supervisory control and data acquisition**) es uno de los elementos más idóneos para esta tarea.
- Deben implementarse **sistemas de comunicación** inalámbricos, radio enlaces, o enlaces similares.
- La comunicación vía **onda portadora** es también muy usada, requiriendo de transmisores desde el sistema y receptores en cada GD. Método que representa un verdadero desafío en confiabilidad, robustez, y retraso en transmisión de información. Su principal problema es el manejo de señales pequeñas, las líneas largas y el filtrado de disturbios del sistema.

Deteccción de operación en isla

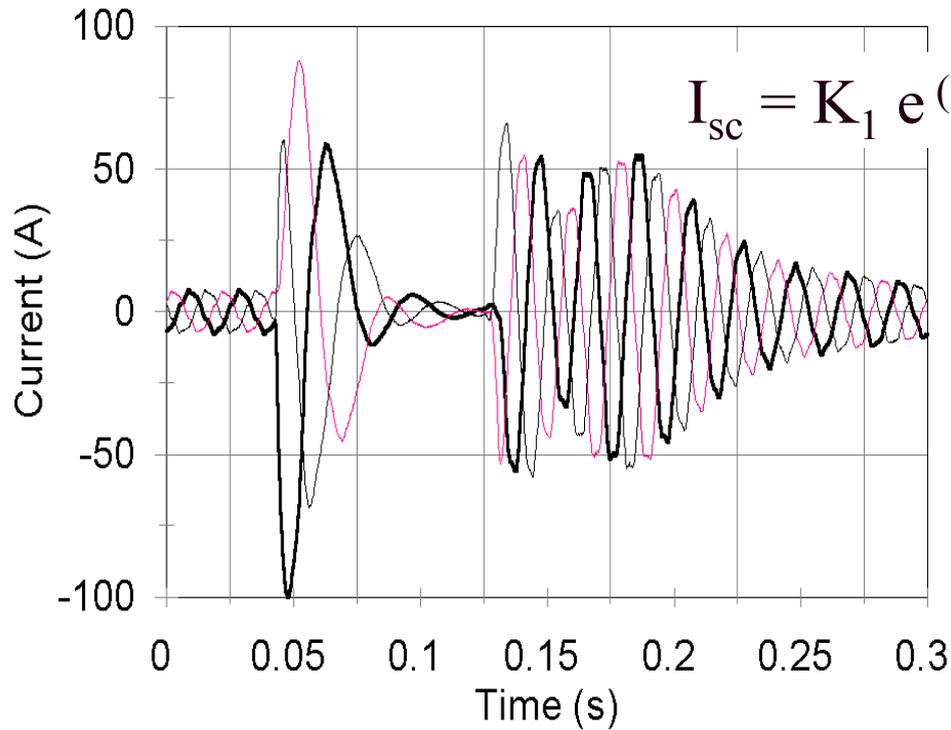
Método híbrido

- Existe una gran **diferencia entre controlar la operación en isla** cuando la generación es una máquina sincrónica, que opera con fuente controlada (hidráulica o de combustible fósil), a controlar generadores eólicos o celdas fotovoltaicas, sin control de recurso.
- La metodología más usada para ajustar generación y demanda es el **Demand Side Management (DSM)**; siendo una técnica bien establecida para el control de los niveles de consumo eléctrico, tanto en isla como conectada a la red.
- La función primaria del DSM en redes en isla, es **mantener la frecuencia, tensión y estabilidad**, frente a perfiles imprevistos de generación y carga.
- El **DSM cuando controla una red**, reduce la demanda durante los picos de carga, evitando la sobrecarga. Esta misma función puede ser cumplida en sistemas con GD en isla, equiparando demanda con generación.

Problemas de la protección contra sobrecorrientes

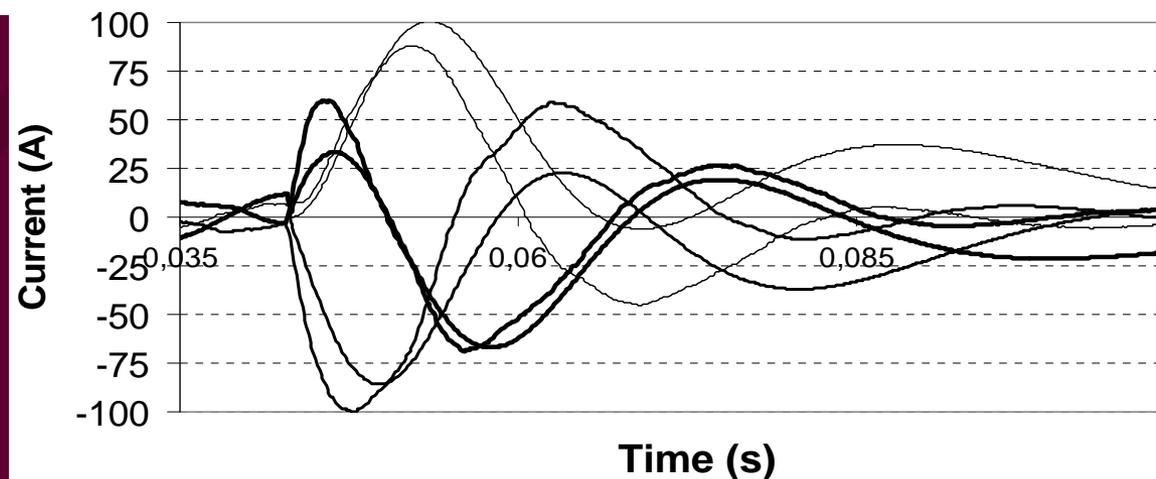
- El estudio de la GD en isla es un caso particular de la protección de generadores.
- Los principales componentes de la protección de la interconexión GD/red, son:
 - Interruptor de transferencia o paralelo:** dispositivos encargados de verificar la sincronización y proceder a poner en paralelo
 - Protección de la interconexión:** relés encargados de la protección de la GD y de la red.
 - Despacho, comunicación y control:** interfase DG/red, con las siguientes funciones: gestión de carga, automatización de la distribución, análisis de cortocircuito, cálculo de perfil de tensiones, gestión de las emergencias, etc.
 - Control del GD:** posee los módulos que brinda la interfase hombre/máquina, interfase de comunicaciones, gestión de potencia, etc.
 - Monitoreo y medición:** sobre los siguientes parámetros, corriente, tensión, potencia activa y reactiva, temperatura del lubricante, vibraciones, etc.
- Si la **falla interna o externa** a la GD no es rápidamente detectada y eliminada por el esquema de protección del GD, lo será cuando la protección del sistema actúe dejando al GD en isla.
- El **impacto de la conexión de la GD** en la protección ya instalada en la red, es: a) disparo incorrecto de alimentadores, b) insensibilidad de la protección, c) aumento o reducción de los niveles de falla, d) operación en isla no intencional, e) evitar el recierre automático y f) recierre fuera de fase.

Estudio de la corriente de cortocircuito

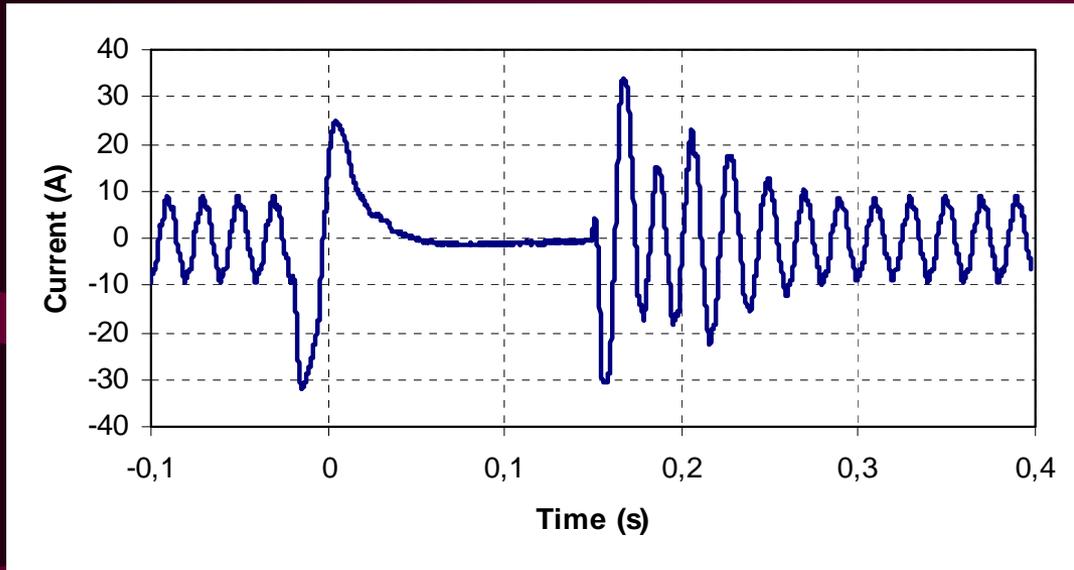


K y τ corresponden a:

- 1 – circuito de armadura,
- 2 – magnetismo remanente y
- 3 – caída de velocidad

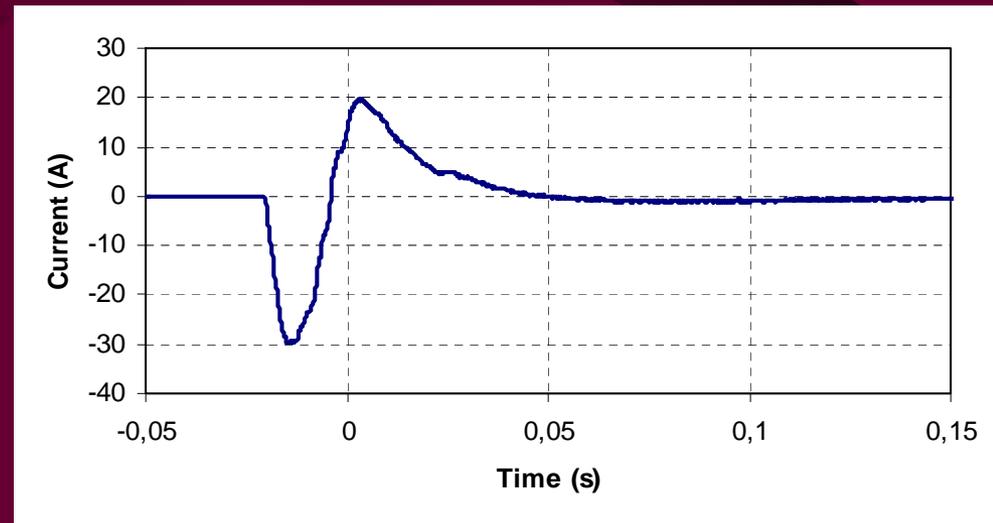


Corrientes de cortocircuito según el tipo de excitación I



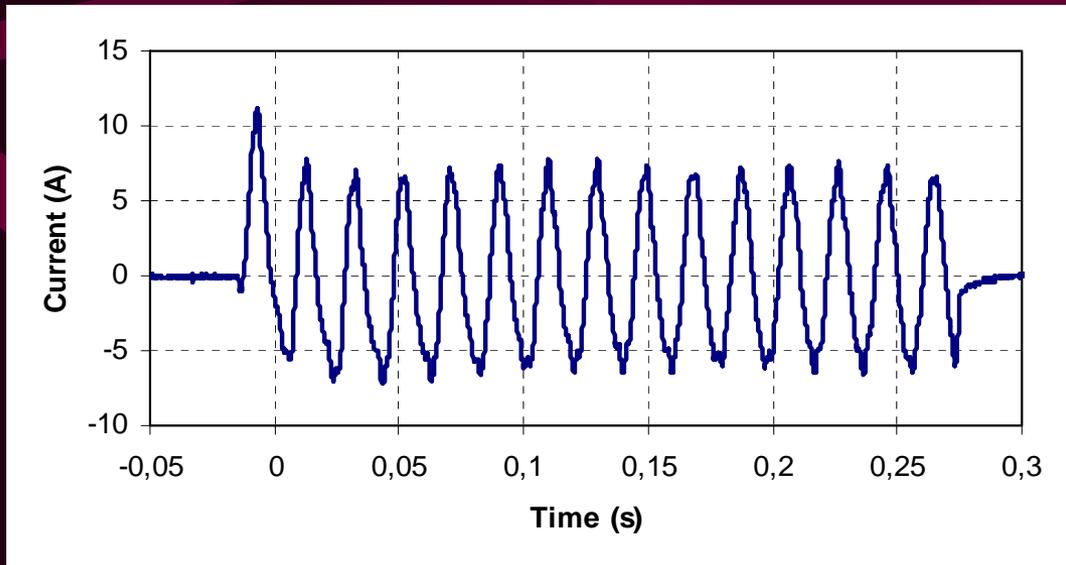
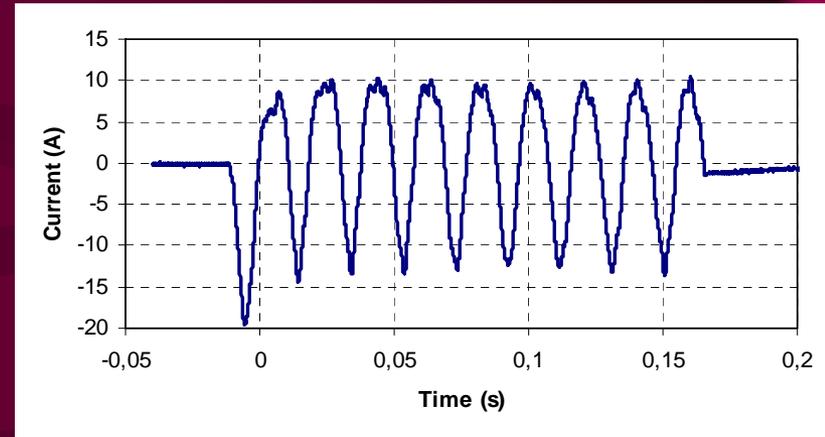
Rotor bobinado, excitación con magnetismo remanente

Rotor bobinado, excitación con capacitor

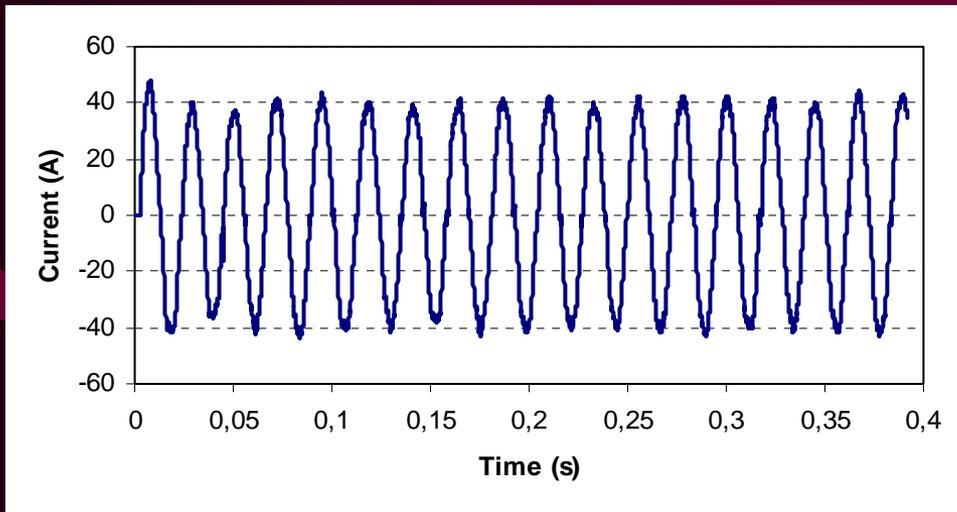


Corrientes de cortocircuito según el tipo de excitación II

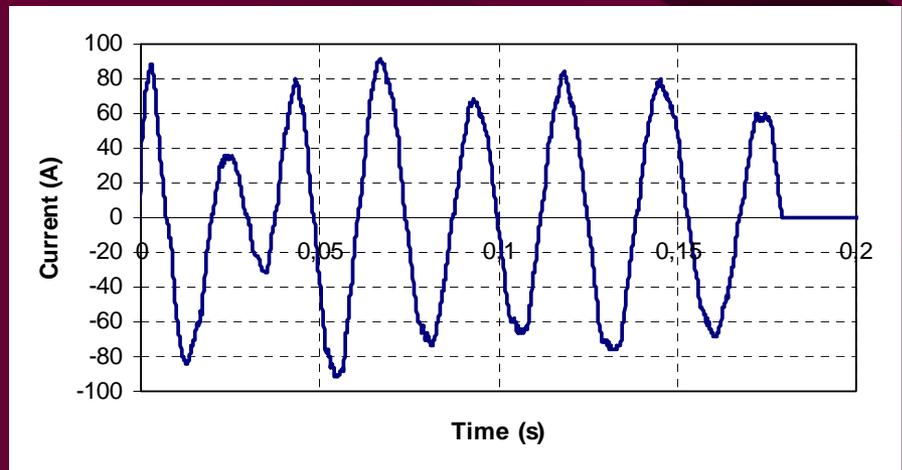
Rotor bobinado, excitación con corriente continua por rotor (generador síncrono)



Corrientes de cortocircuito según el tipo de excitación III



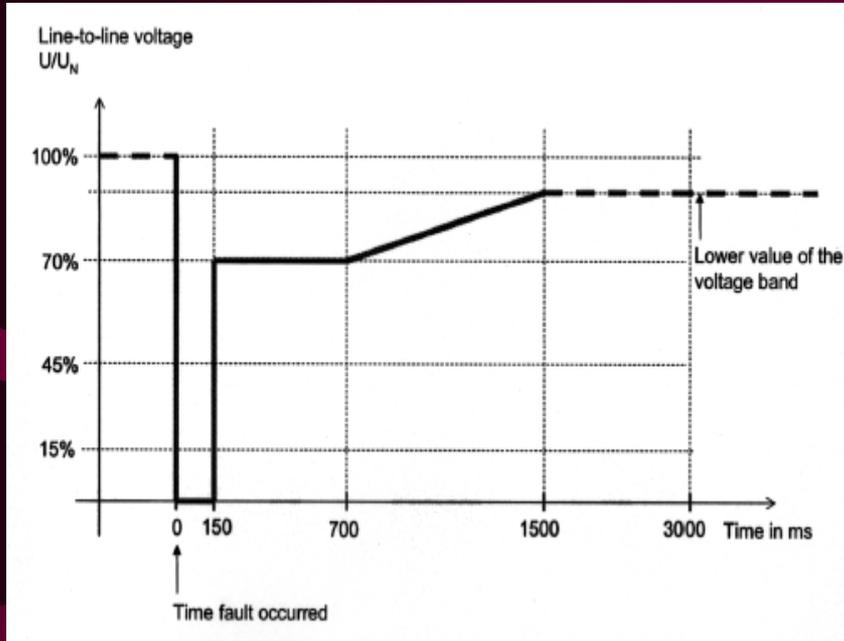
Rotor bobinado, excitación con corriente alterna por rotor (generador inducción con doble alimentación)



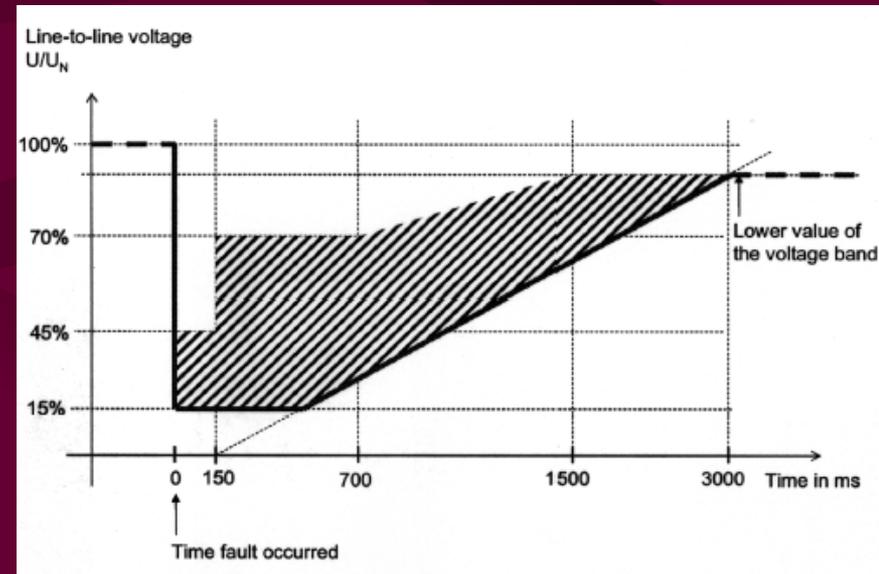
Requerimientos de la protección

- Operando en isla, frente una falla, la protección debe **actuar rápidamente**, minimizando el riesgo y el daño.
- La **contribución de la GD a la falla** es mucho menor que la de la red, del orden de la mitad, lo que requiere de ajuste especial en la protección.
- Como la operación en isla es poco frecuente, puede permitirse la **pérdida de selectividad** (la falla saca toda la isla), ya que la posibilidad de repetir la falla es remota, situación que debe re-estudiarse si la operación en isla es frecuente.
- Además de la protección tradicional de sobrecorriente de fase y tierra, debe agregarse **sub-sobretensión, sub-sobre frecuencia y pérdida de red**.
- No se pueden emplear los ajustes tradicionales, debe considerarse la **capacidad de soportar huecos de tensión**, cuando está en red.
- A fin de garantizar la efectiva protección contra sobrecorriente, se recomienda el agregado de la función de **sobrecorriente con control de tensión**.
- Las protecciones deben poseer **doble ajuste**, para operar en red y en isla, pasando automáticamente de un tipo de operación al otro (adaptiva).
- La protección por falta de red debe ser sumamente confiable, a fin de evitar la operación en **isla no intencional**.
- Se emplean en gran medida eslabones de comunicación GD-red, que debe ser mantenido frente a fallas y a operaciones de la protección, la **redundancia** es fundamental.

Interacción GD – hueco de tensión

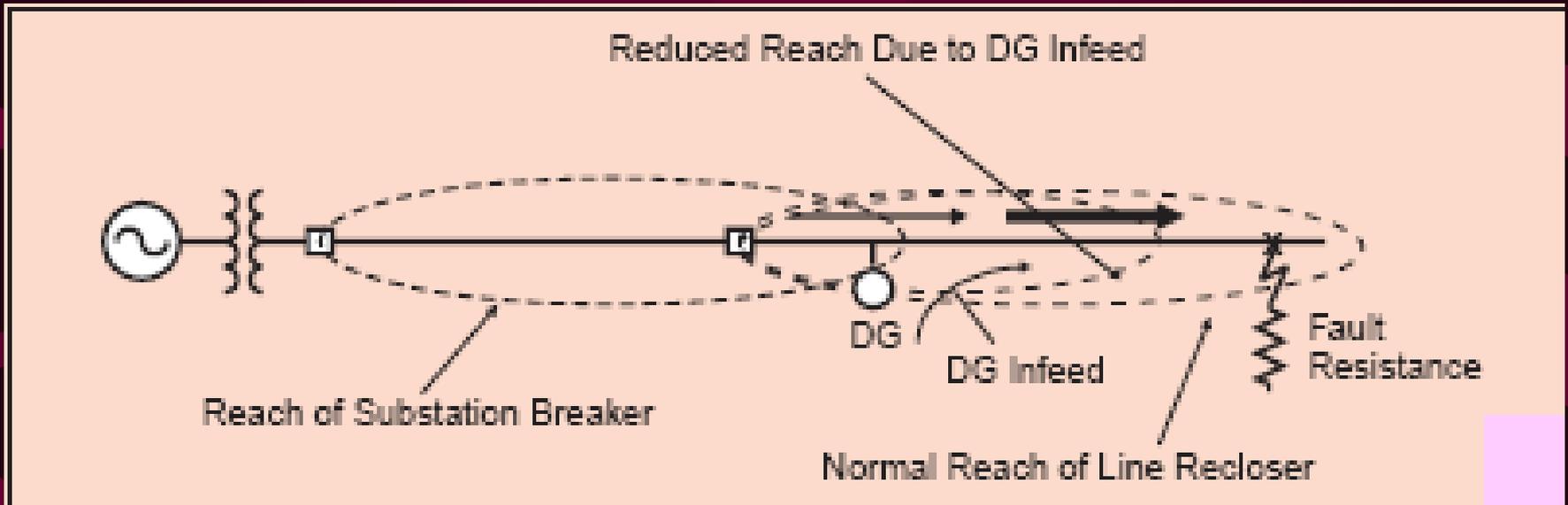


Voltage limit curve of a network fault for generators with high symmetrical short circuit current component (large thermal plant)

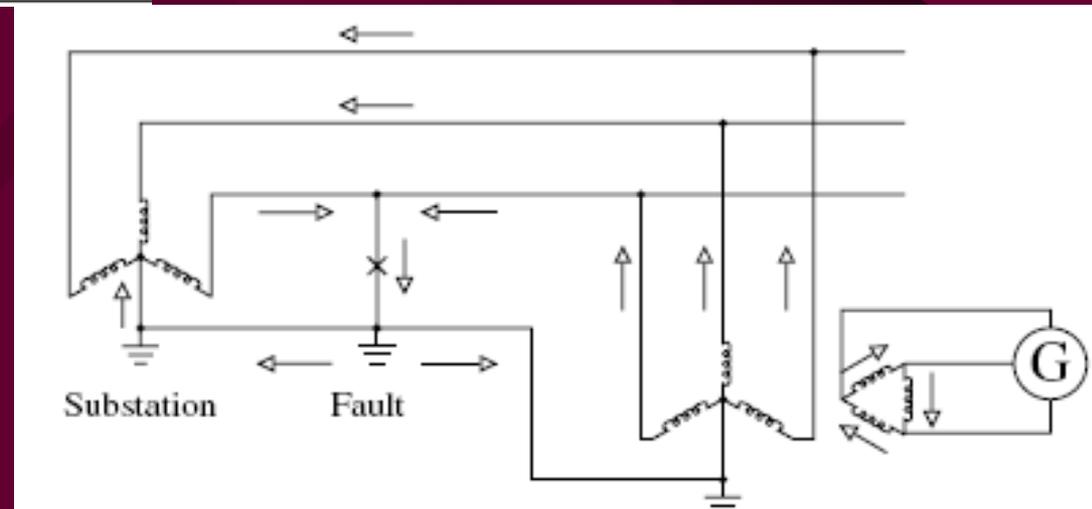
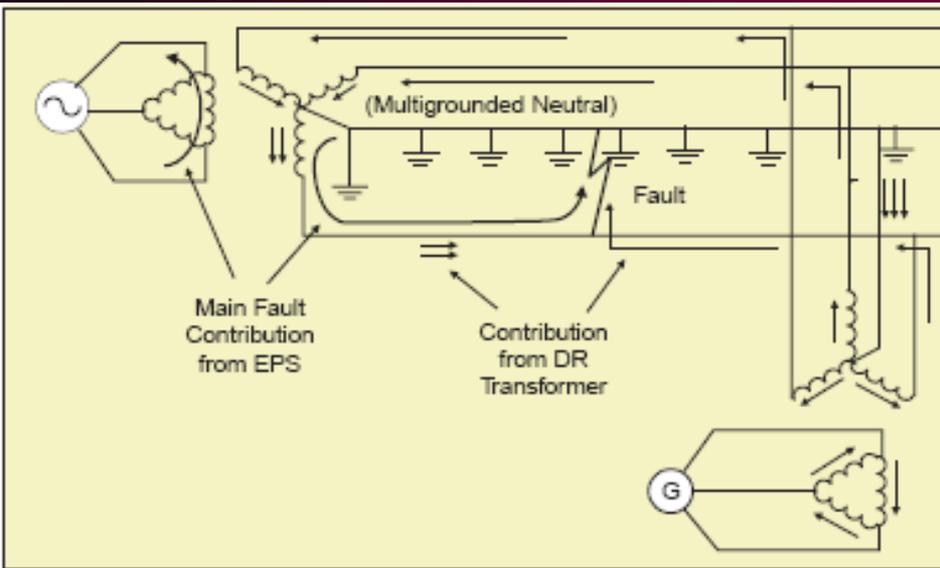


Voltage limit curve of a network fault for low symmetrical short circuit current component of a generator (wind generator)

Comportamiento frente a fallas: límite en el alcance



Comportamiento frente a fallas: reducción de sensibilidad

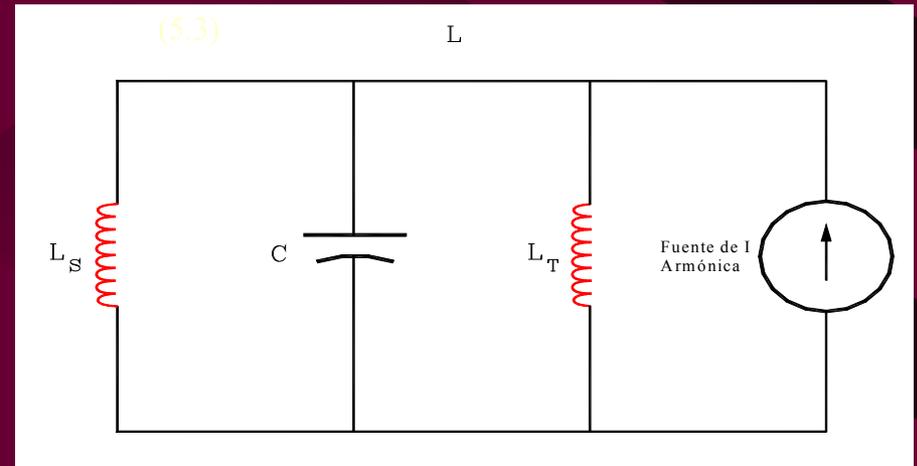
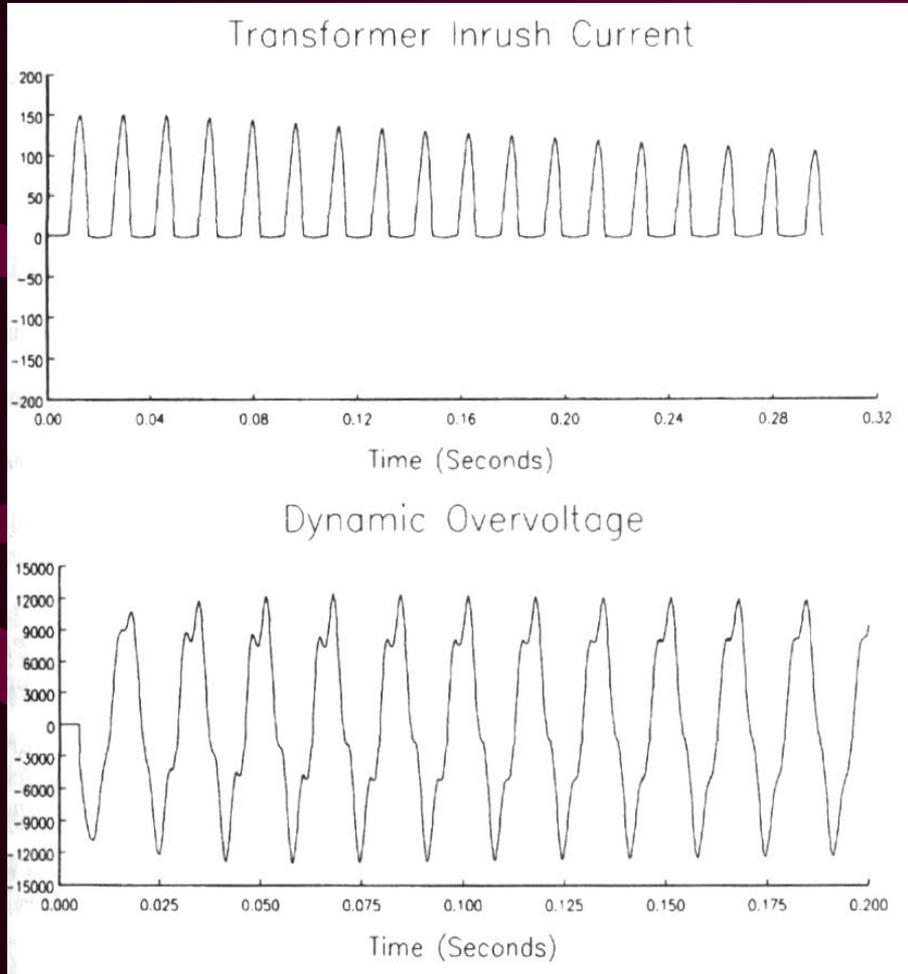
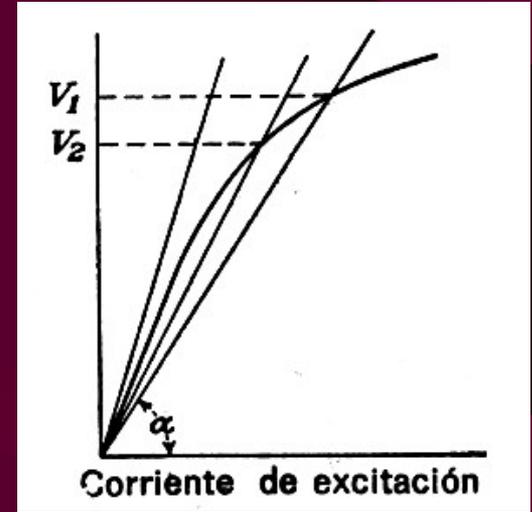
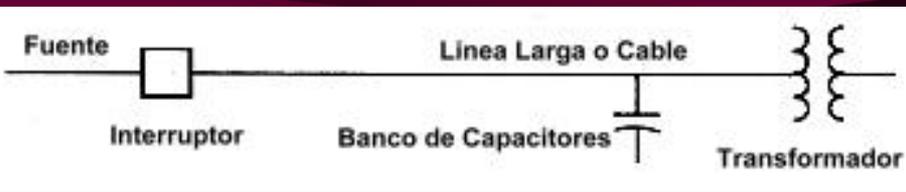


Esquema de conexión del transformador de interconexión

Los principales factores son: sobretensiones por desplazamiento de neutro, fenómeno de sobreexcitación y ferroresonancia.

- **Desplazamiento de neutro**: problema bien conocido
- El fenómeno de **sobreexcitación** o ferroresonancia balanceada, se presenta tanto para generadores sincrónicos como asincrónicos. La presencia de bancos de capacitores concentrados, de potencia acorde al sistema, son de valor suficiente para generar la auto-excitación del GD. La solución se alcanza desconectando el generador, inmediatamente se detecta la falta de potencia del sistema.
- La **ferroresonancia desbalanceada**, se presenta por la interacción de capacitores o conductores largos y transformadores saturados, falta de una o dos fases, transformador subcargado y conexión flotante. Fenómeno que desaparece inmediatamente se estén alimentando las tres fases.
- Las características del fenómeno de ferroresonancia, son **rápidamente cambiantes**, bajo ligeras diferencias de condiciones, siendo muy influenciado el tipo por las condiciones iniciales al fenómeno, que pasan rápidamente de un tipo a otro. Existen cuatro tipos: fundamental, sub-armónica, quasi-periódica y caótica.

Ferroresonancia balanceada

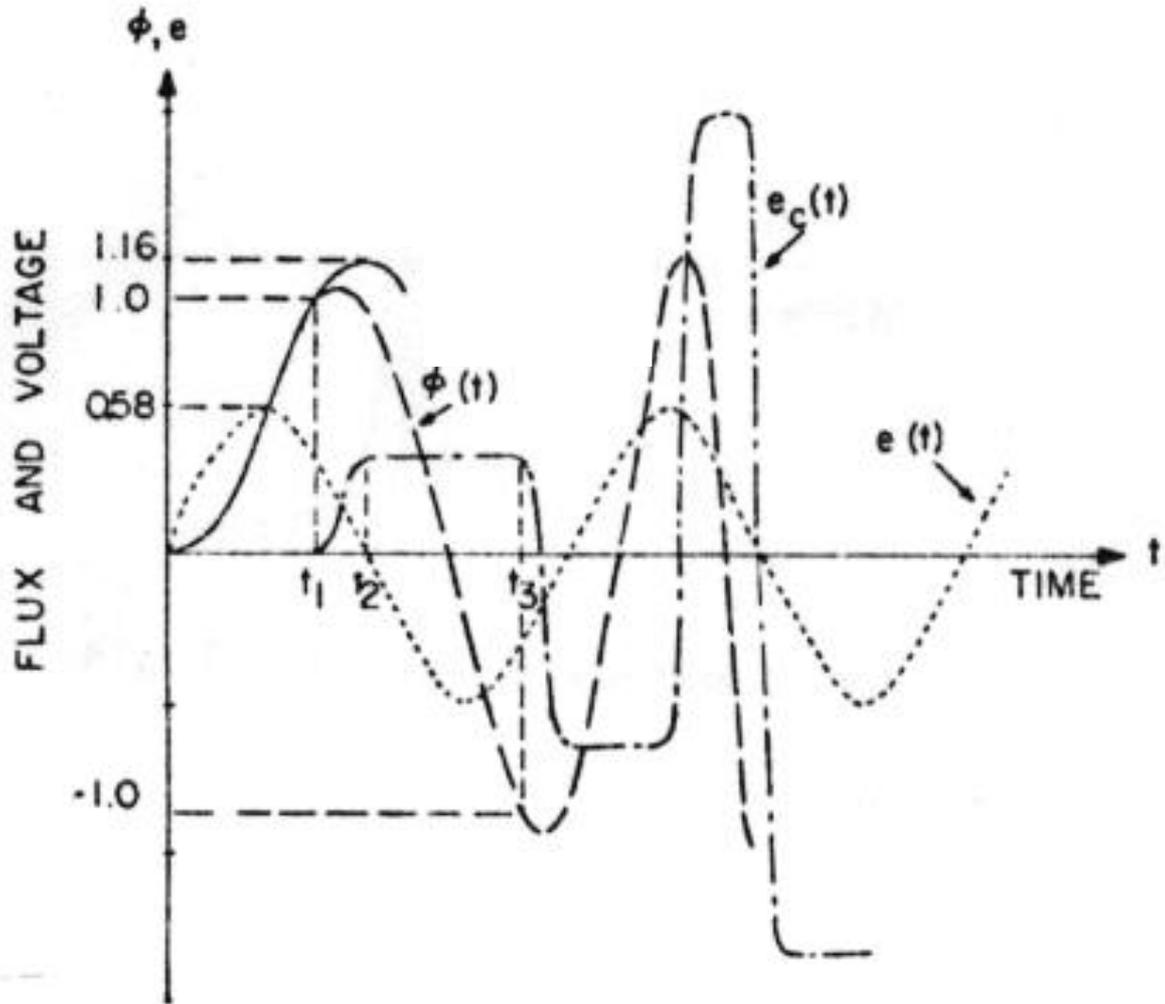
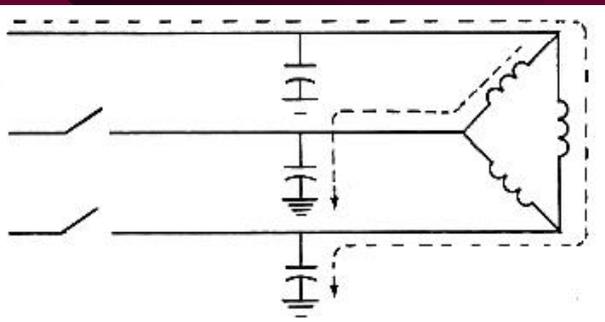
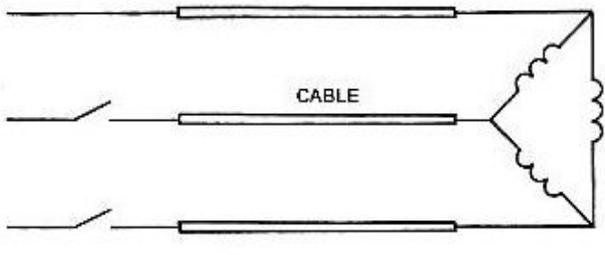
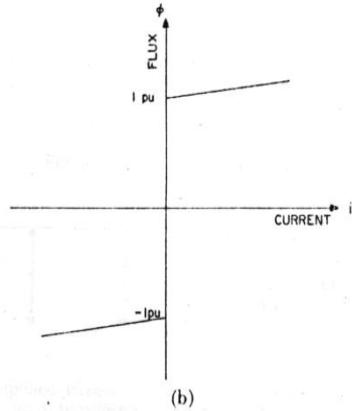
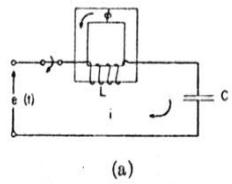


$$L = L_S \cdot L_T / L_S + L_T$$

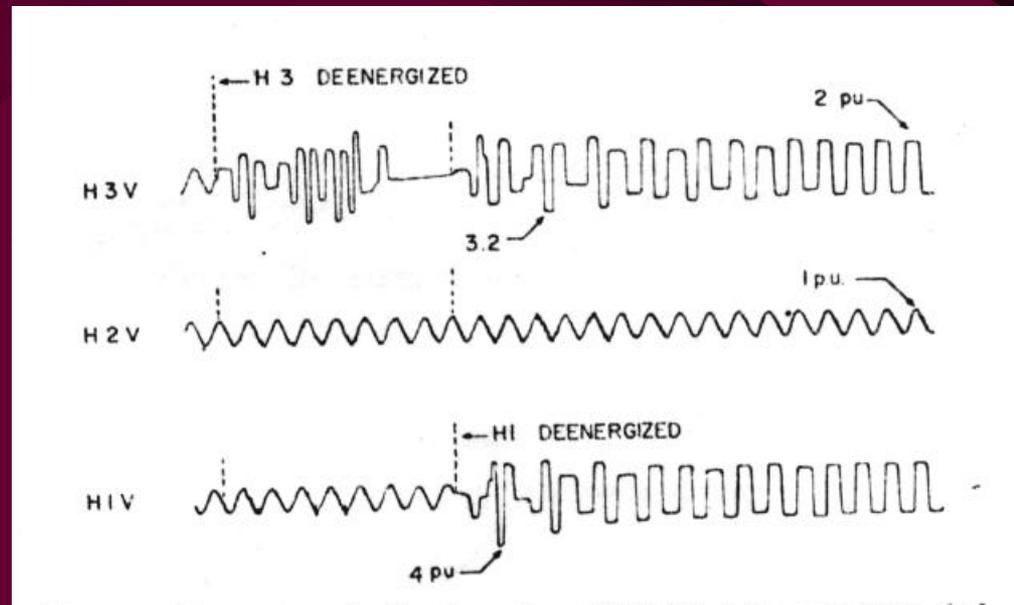
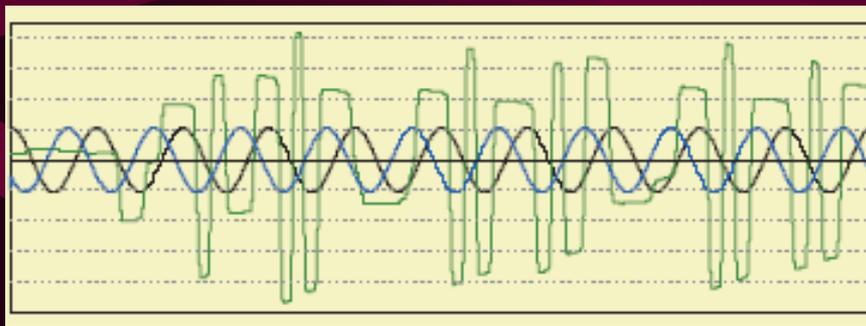
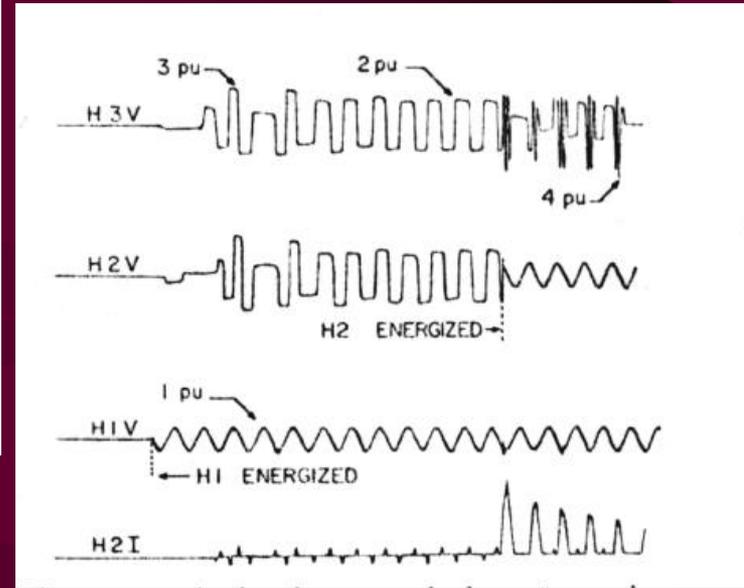
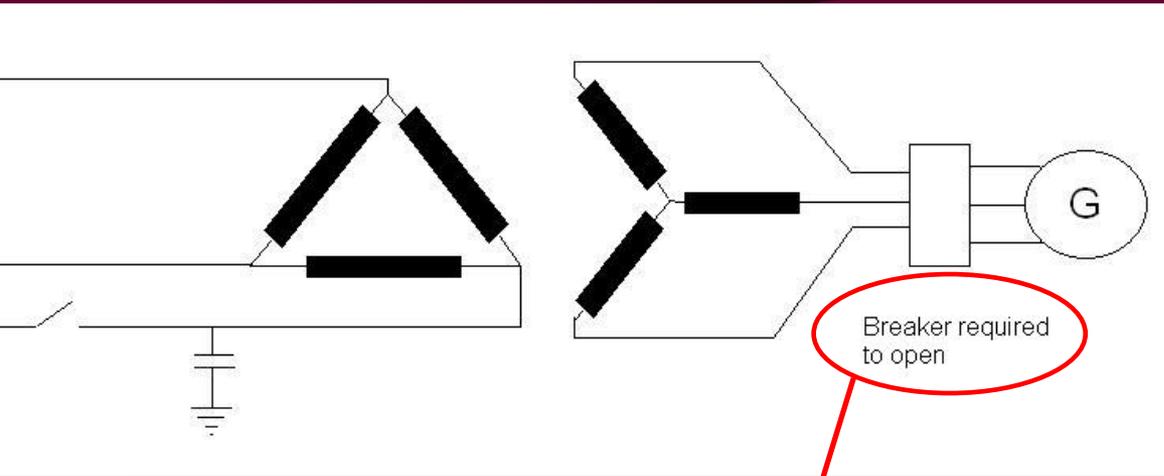
$$f_r = 1 / 2\pi \sqrt{LC}$$

Resonancia con 2^a y 5^a

Ferroresonancia

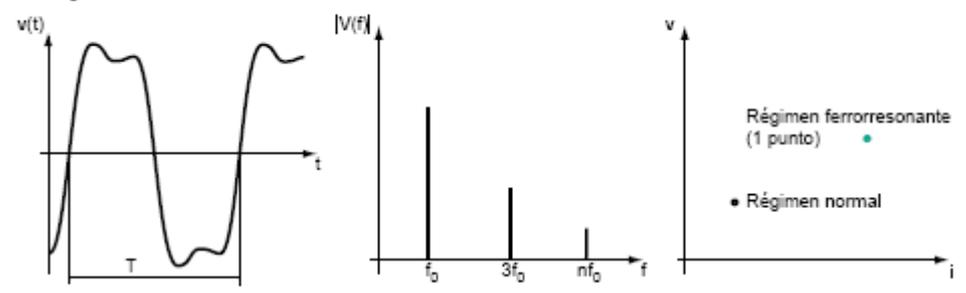


Ferroresonancia

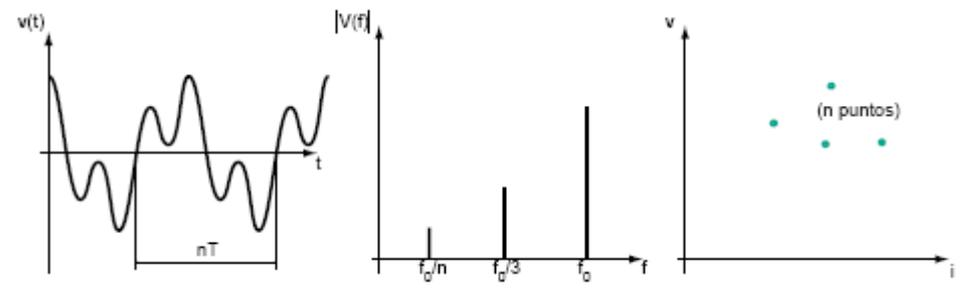


Diversos regímenes de ferresonancia

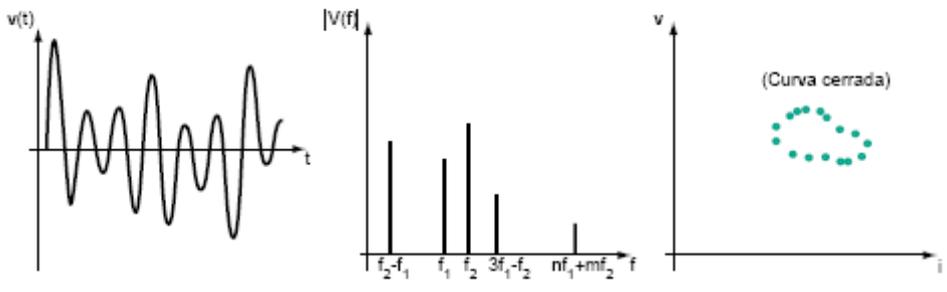
a - Régimen fundamental



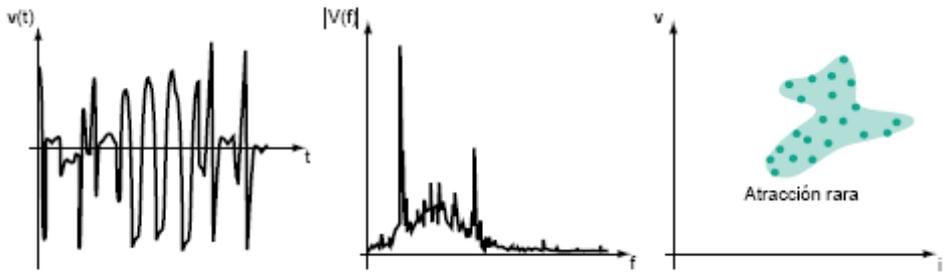
b - Régimen subarmónico



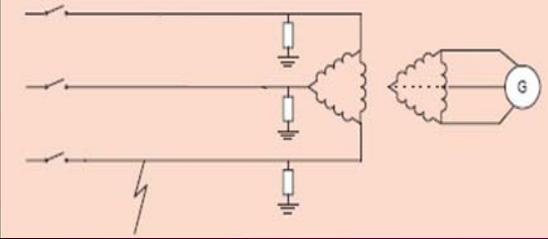
c - Régimen casi-periódico



d - Régimen caótico

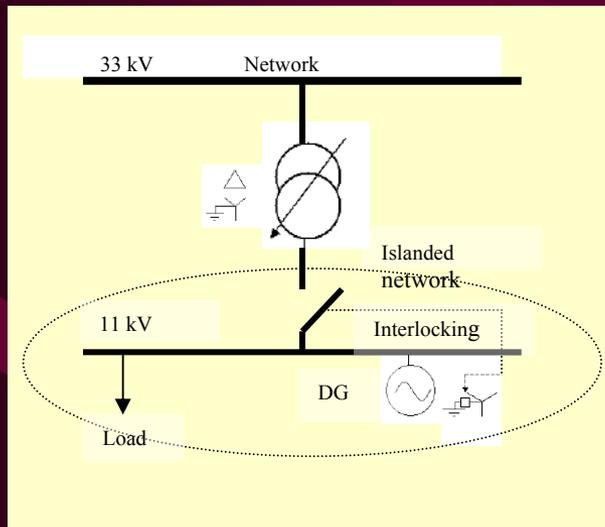


Puesta a tierra del transformador

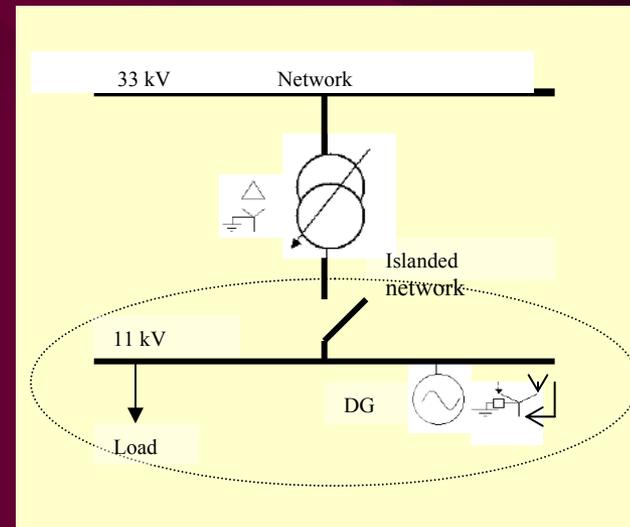


- Las normas exigen a todas las empresas generadoras o distribuidoras, que aseguren en sus sistemas, que: “la red esté siempre conectada a tierra en la fuente de alimentación o tan cerca a ella como sea posible, pero si hay más de una fuente, solo debe conectarse uno de esos puntos”
- Existen varias alternativas técnica para resolver el problema de la puesta a tierra única y segura, mostrando solo dos de ellas.

Conexión del neutro del generador a tierra



Conexión a tierra del neutro de un transformador

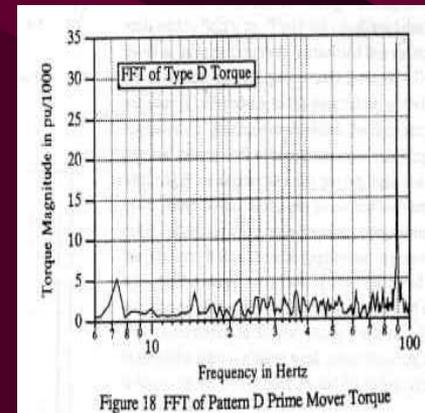
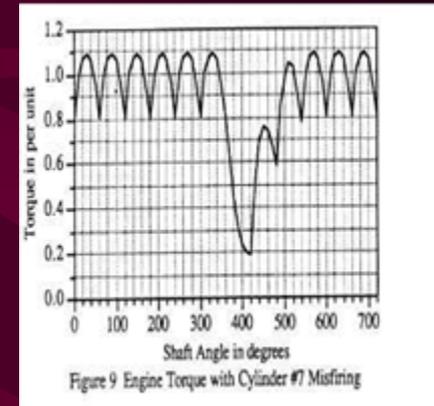
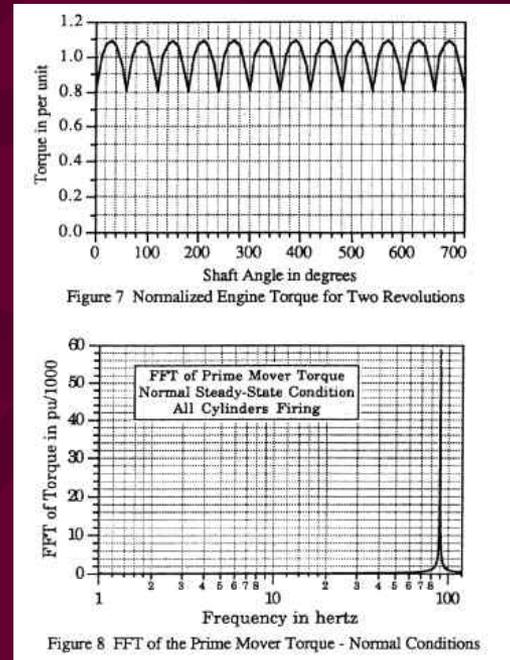
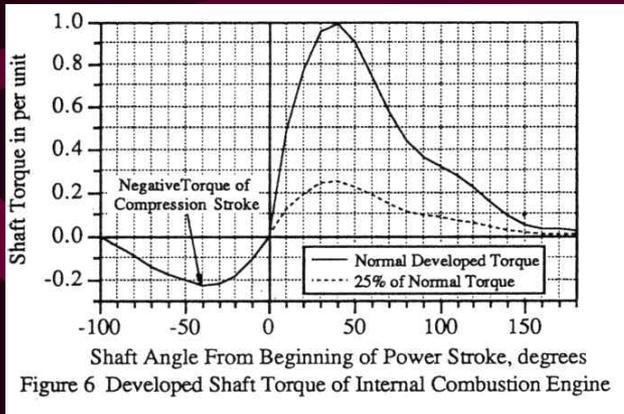
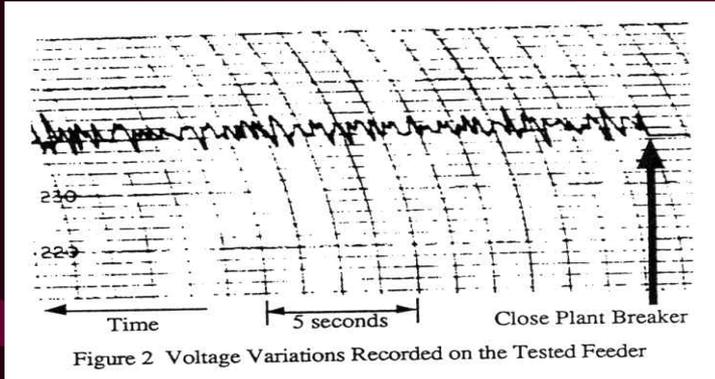


Calidad de potencia

- Cuando se **fracciona un sistema de potencia**, la porción “en isla” comienza a regular tensión y potencia usando el regulador automático de tensión (AVR) y el regulador de velocidad de la máquina de impulso (governor).
- Las **cargas también participan en la regulación de potencia**, categorizándose como :
 - Regulación de potencia **activa**: los motores cambian la velocidad y por ello la potencia, las resistencias consumen menos potencia cuando la tensión cae y algunas cargas pueden autodesconectarse.
 - Regulación de potencia **reactiva**: la operación de los reguladores lentos como los cambiadores de tomas de los transformadores, reducen o incrementan la demanda de reactivo.
 - La operación en isla bajo **condiciones de emergencia**, permite una ampliación de tolerancia de tensión y frecuencia, fundamentalmente debido a la corta duración de la situación. Situación que es totalmente distinta al caso de operaciones en isla frecuentes y por extensos períodos de tiempo.

Flicker causado por generadores impulsados por motor a explosión

Grupo Electrónico, 900 rpm,
6 cilindros, 4 tiempos.



Flicker causado por generadores impulsados por energía eólica

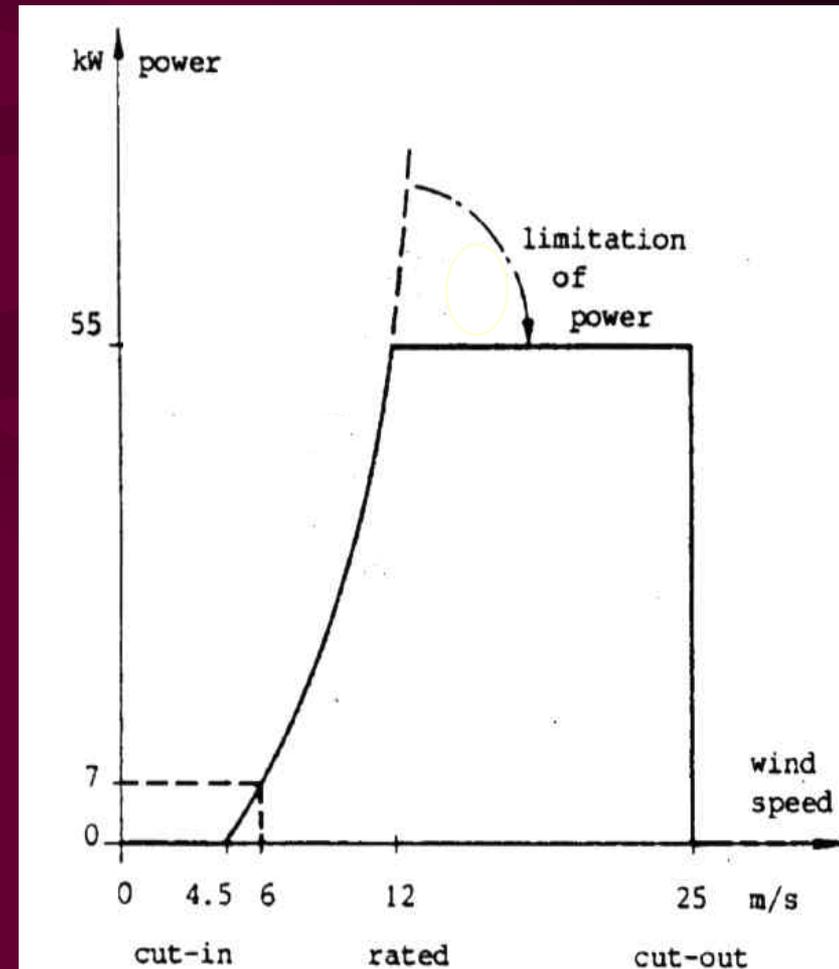
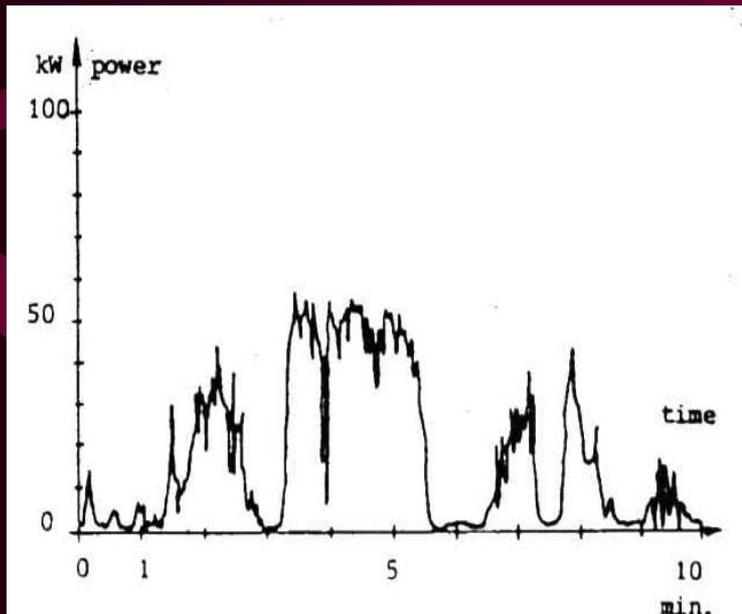
$$P_{ST} = [\cos \varphi_{sc} + dQ/dP \sin \varphi_{sc}] S_{wn} / S_{sc} I_w f_w(W)$$

Donde

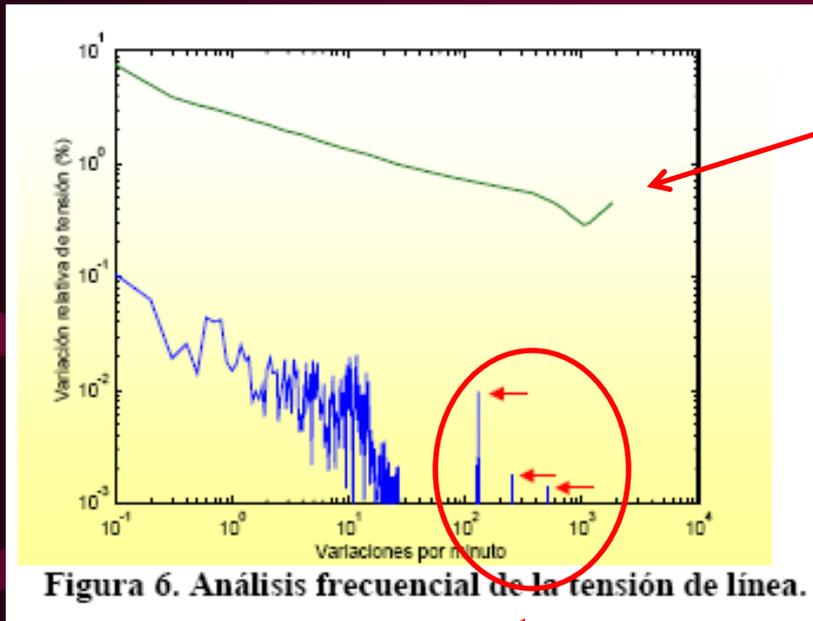
- φ_{sc} = Ángulo de corto circuito
- Q = Potencia reactiva
- P = Potencia activa
- S_{wn} = Potencia nominal de la turbina
- S_{sc} = Potencia de cortocircuito del sistema
- I_w = Promedio de la turbulencia del viento
- $f_w (W)$ = Coeficiente de flicker (función del viento)

Ejemplo de sombra de torre: 1000 rpm, 3 palas \rightarrow 5,5 Hz

1000 rpm, 3 palas \rightarrow 5,5 Hz

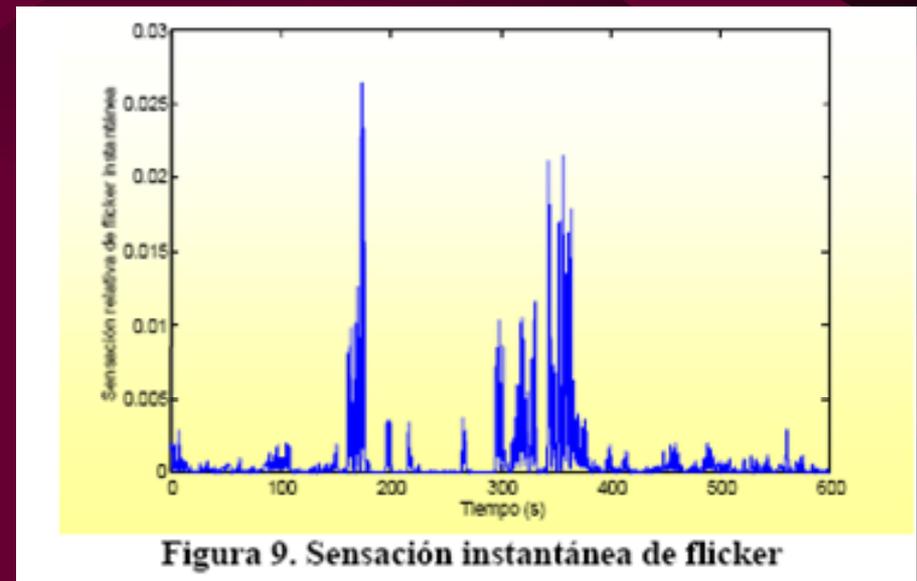


Variación de la tensión generada fuente eólica - generador asincrónico

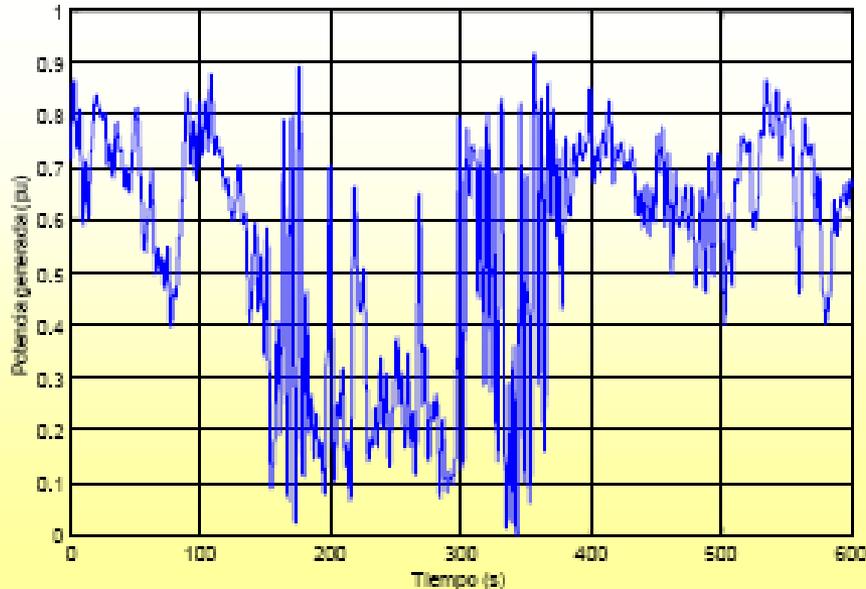


Curva de sensibilidad
Norma IEC 60868
con mínimo en 8,8 Hz

Efecto de sombra de torre
Corresponde a 2,3; 3,8 y 7,5 Hz

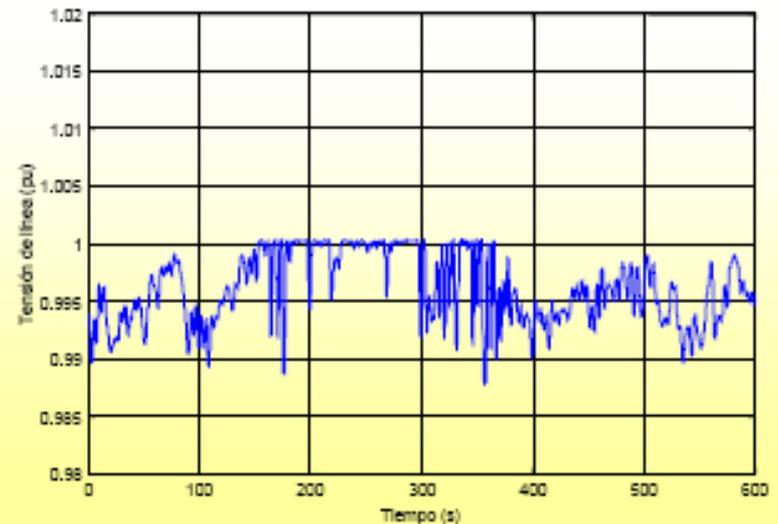


Potencia y tensión, fuente eólica, generador asincrónico



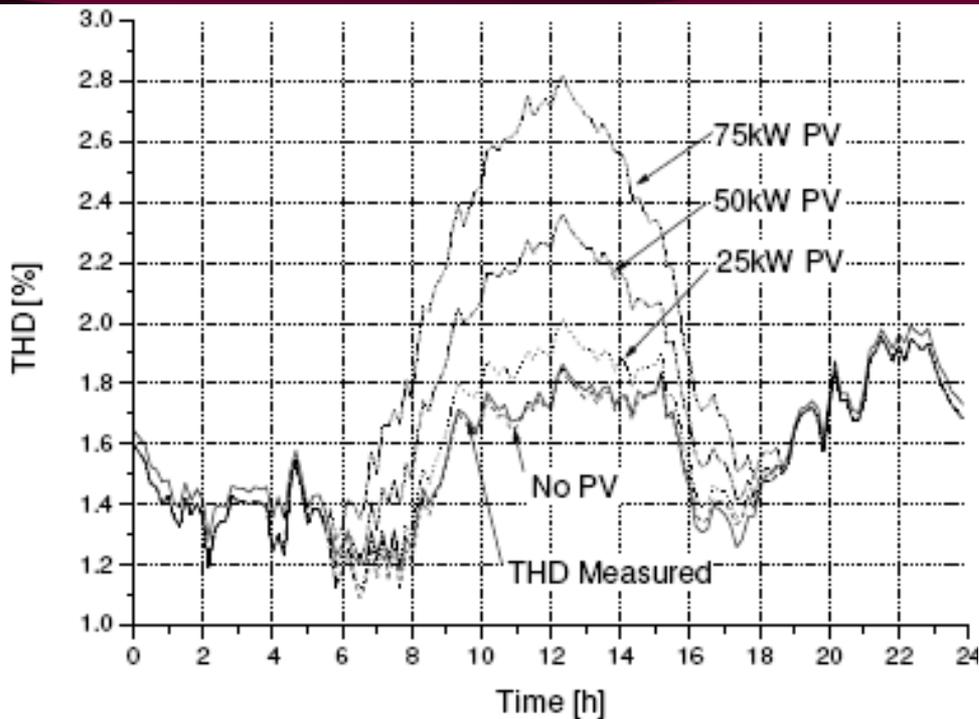
Necesidad de mitigar variaciones, agregando dispositivos de almacenamiento

Potencia generada

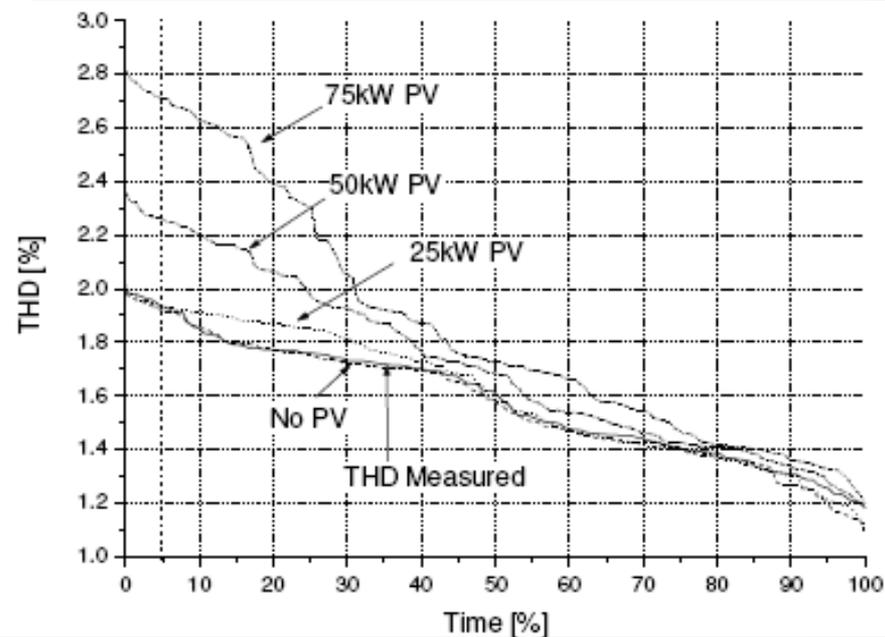


Tensión de línea

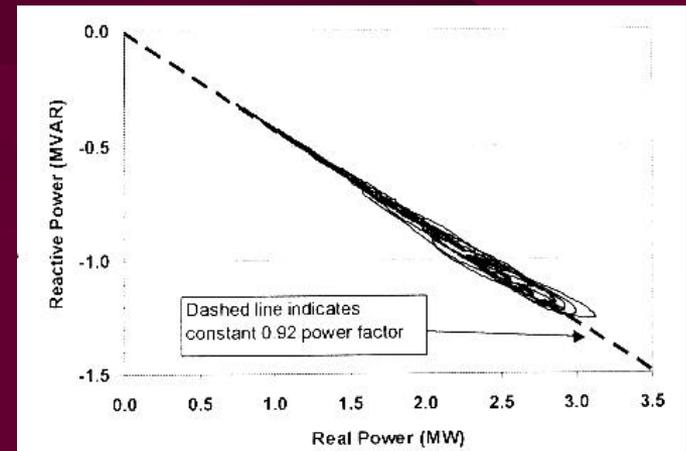
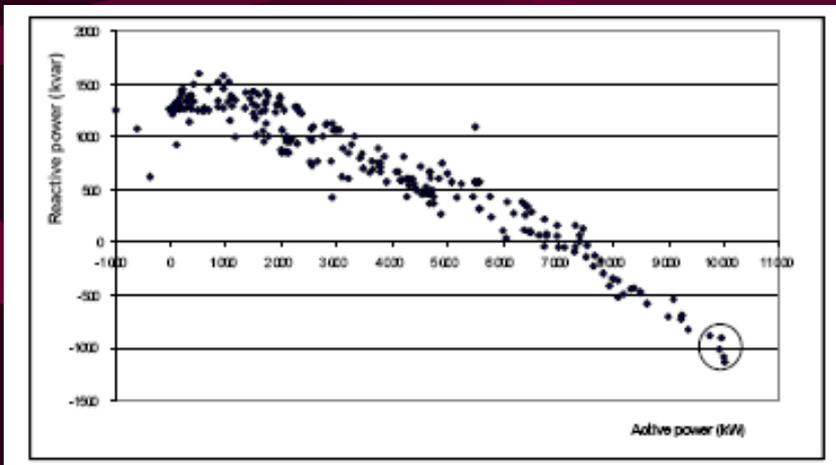
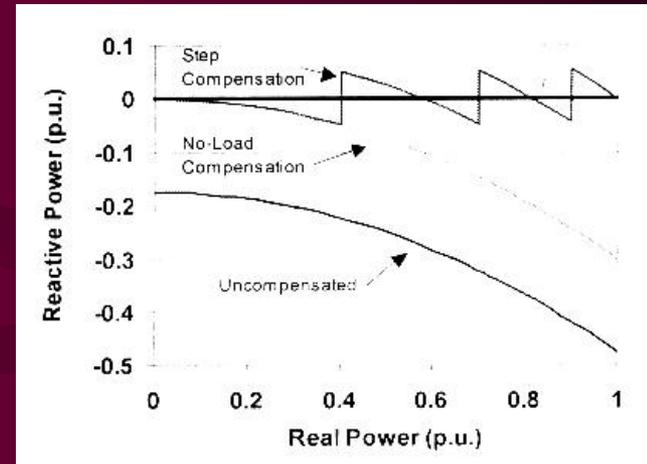
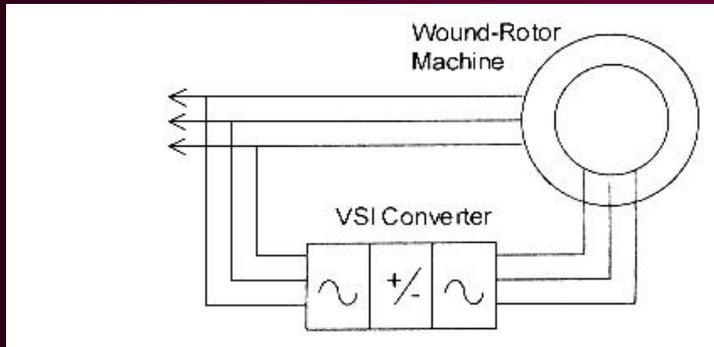
Generación de armónicas



Comparación del perfil diario de THD de tensión, con y sin inversor (PV) tipo PWM

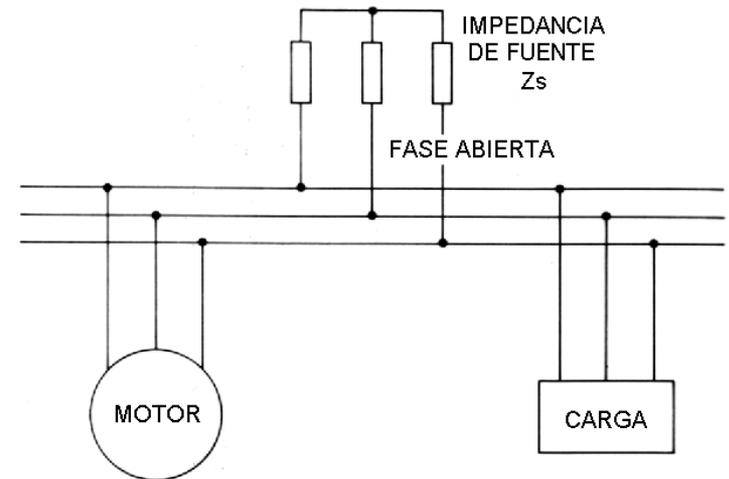
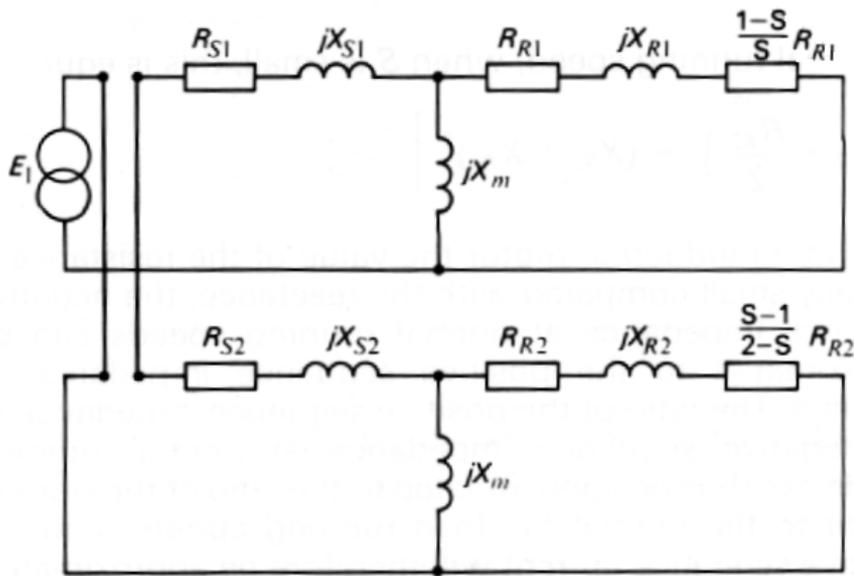


Factor de Potencia

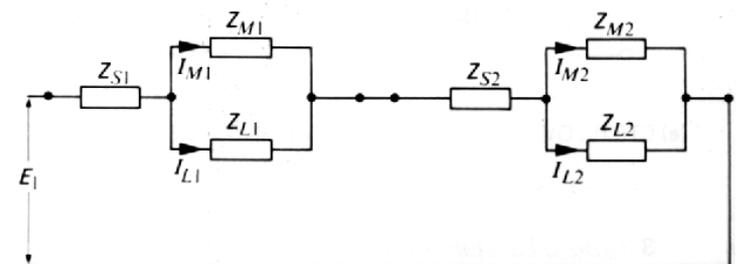


Potencia reactiva versus activa en un GI doble alimentado

Desbalance de cargas: circuitos de secuencia frente a presencia de secuencia negativa



(a) Diagrama del circuito

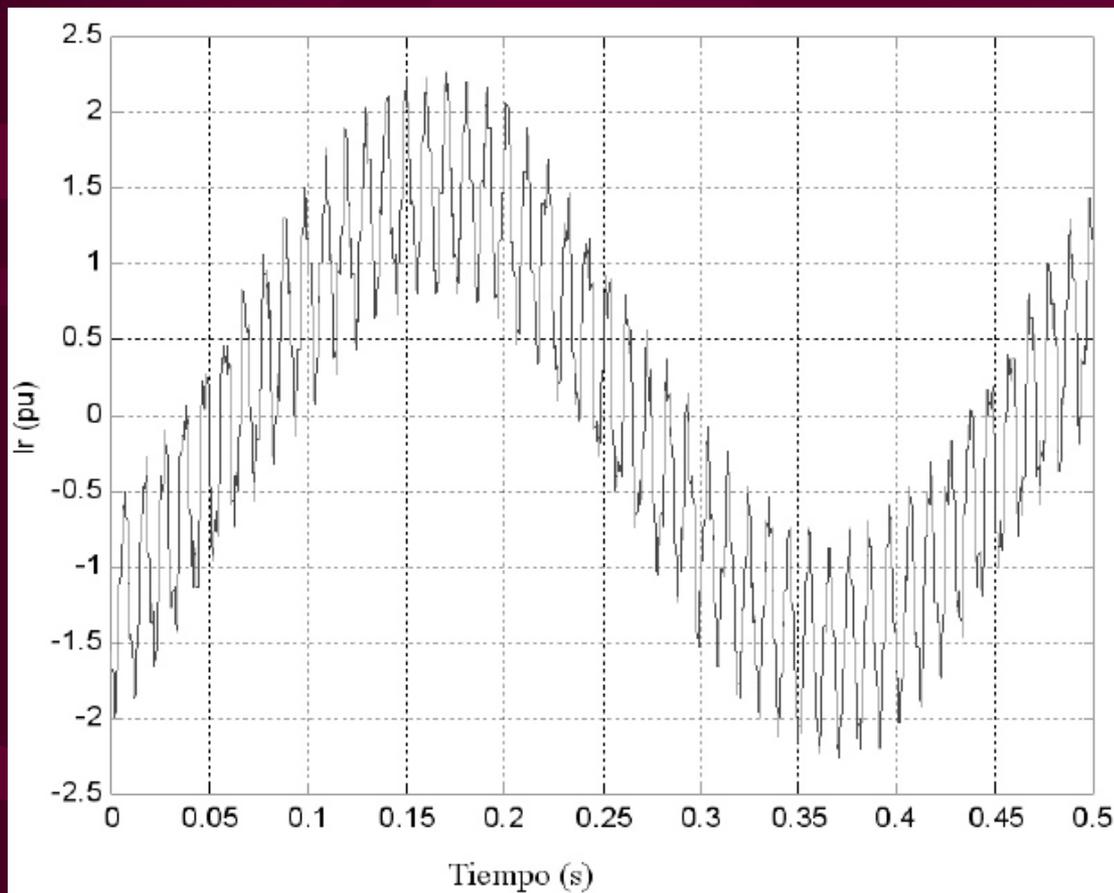


Desbalances

BOBINADOS EQUILIBRADOS - TENSIONES DESEQUILIBRADAS

Corrientes del rotor

Corriente de rotor $K_v = 1.49$ y $\theta_v = 96.73$

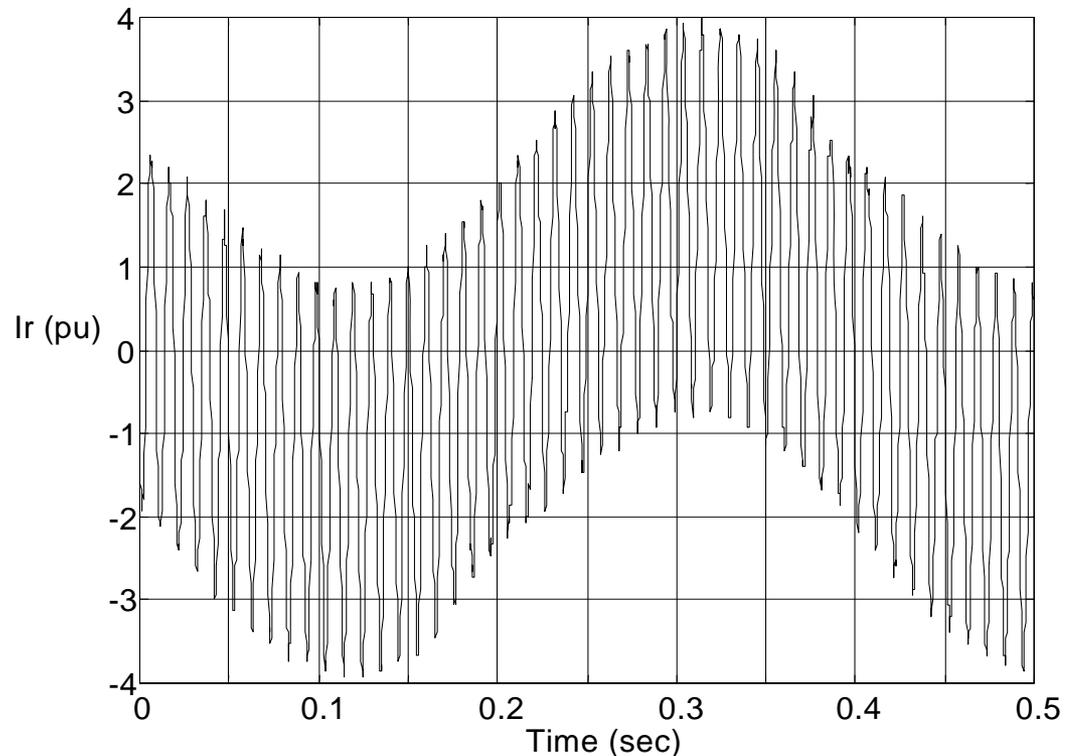


Desbalances

BOBINADOS EQUILIBRADOS - TENSIONES DESEQUILIBRADAS

Corrientes del rotor

Corriente de rotor $K_v = 5.37$ y $\theta_v = 90.83$

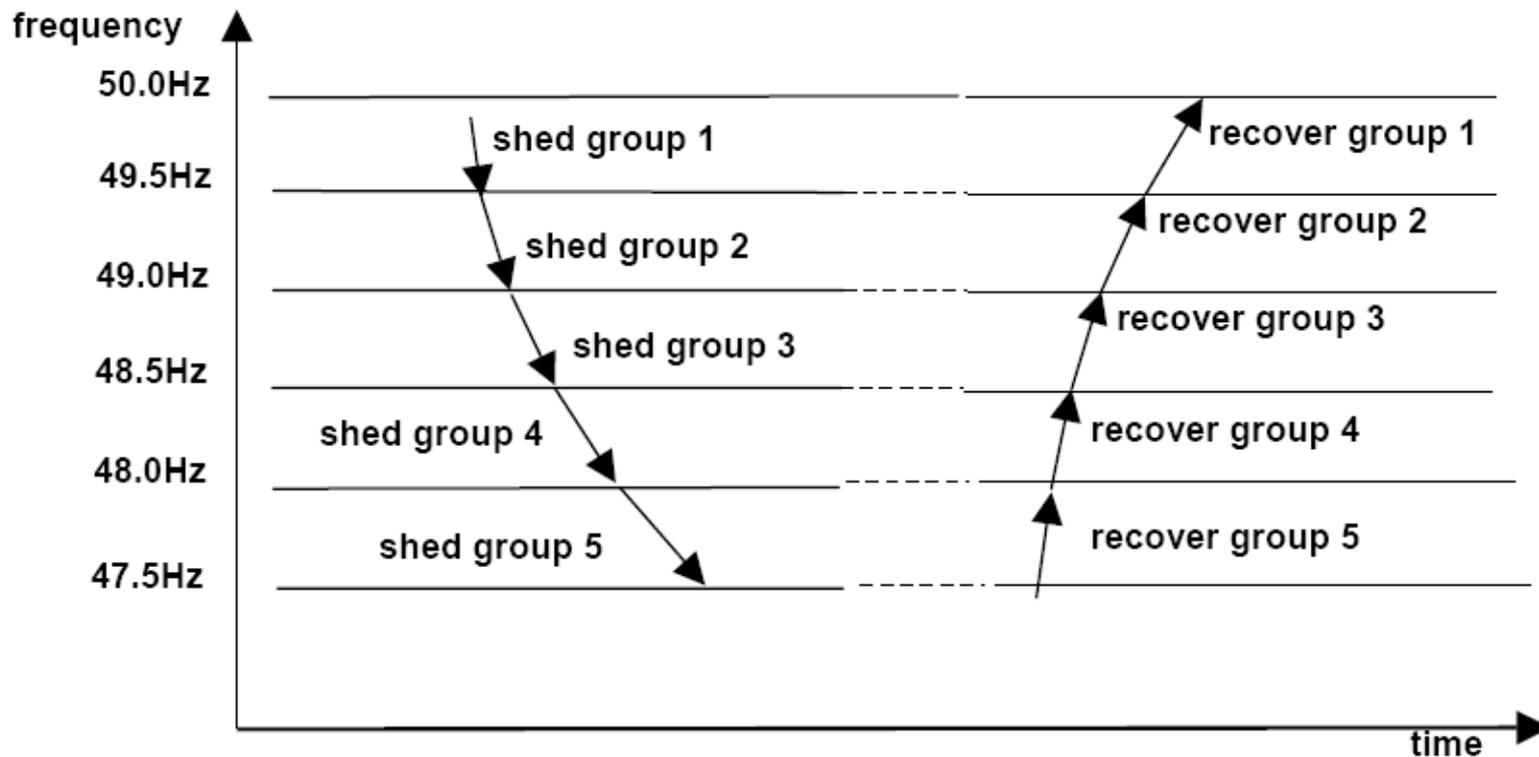


Condiciones para la operación en isla

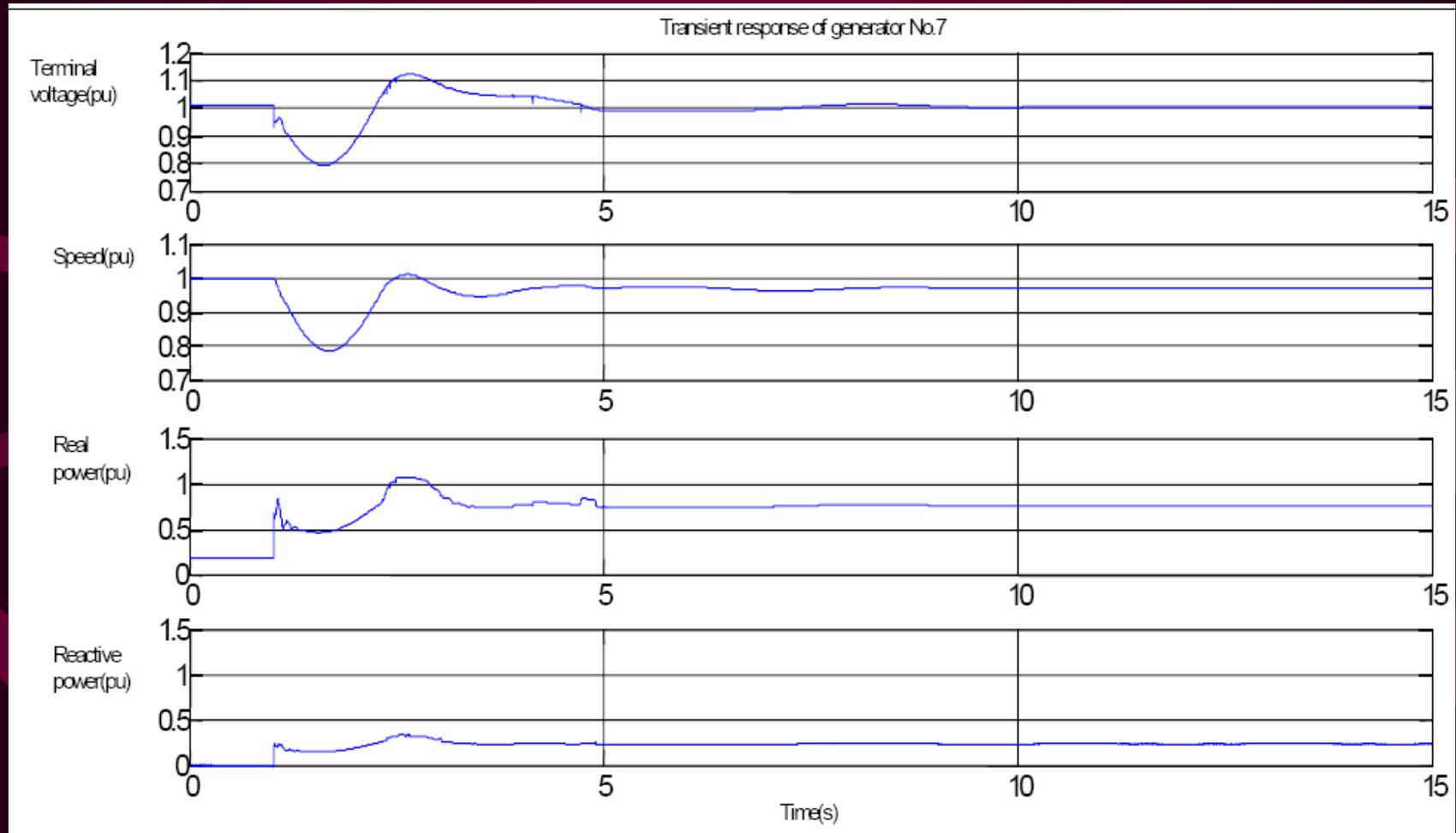
Para mantener valores consistentes de tensión y frecuencia, luego de la formación de la isla, deben reunirse las siguientes condiciones:

- **Carga total \leq generación total** (tanto para potencias activas como reactivas).
- Debe disponerse de un control estable de velocidad (frecuencia) ya sea por regulador automático (**governor**) o mediante interruptores rápidos (**SSCB**) que controlan cargas “colchón” (almacenan y retornan velozmente) o equipos almacenadores. Los dispositivos reguladores normales, diseñados para operación interconectada no son capaces de cumplir esta función.
- El regulador del generador (AVR) debe suministrar voltaje adecuado, de manera que la **tensión en todos los consumidores de la isla** se encuentre dentro de límites especificados, considerando las caídas internas de la isla.
- El AVR debe tener respuesta adecuada frente a cargas de **conexión brusca o de alta pendiente de aumento**, evitando variaciones excesivas de tensión.
- Debe limitarse el **tamaño máximo de las cargas individuales**, particularmente motores que trabajan durante la isla, evitando así variaciones de tensión elevadas.
- Durante la operación en isla, deben establecerse límites más estrictos respecto a equipos con elevada inyección de **armónicas** y generadores de **desbalance**, ya que al tener menor potencia de cortocircuito, se debe ser menos tolerante por falta de capacidad de “absorción”
- Debe disponerse de un sistema de desconexión de cargas (**shedding**), que se activa a medida que cae o sube la frecuencia.

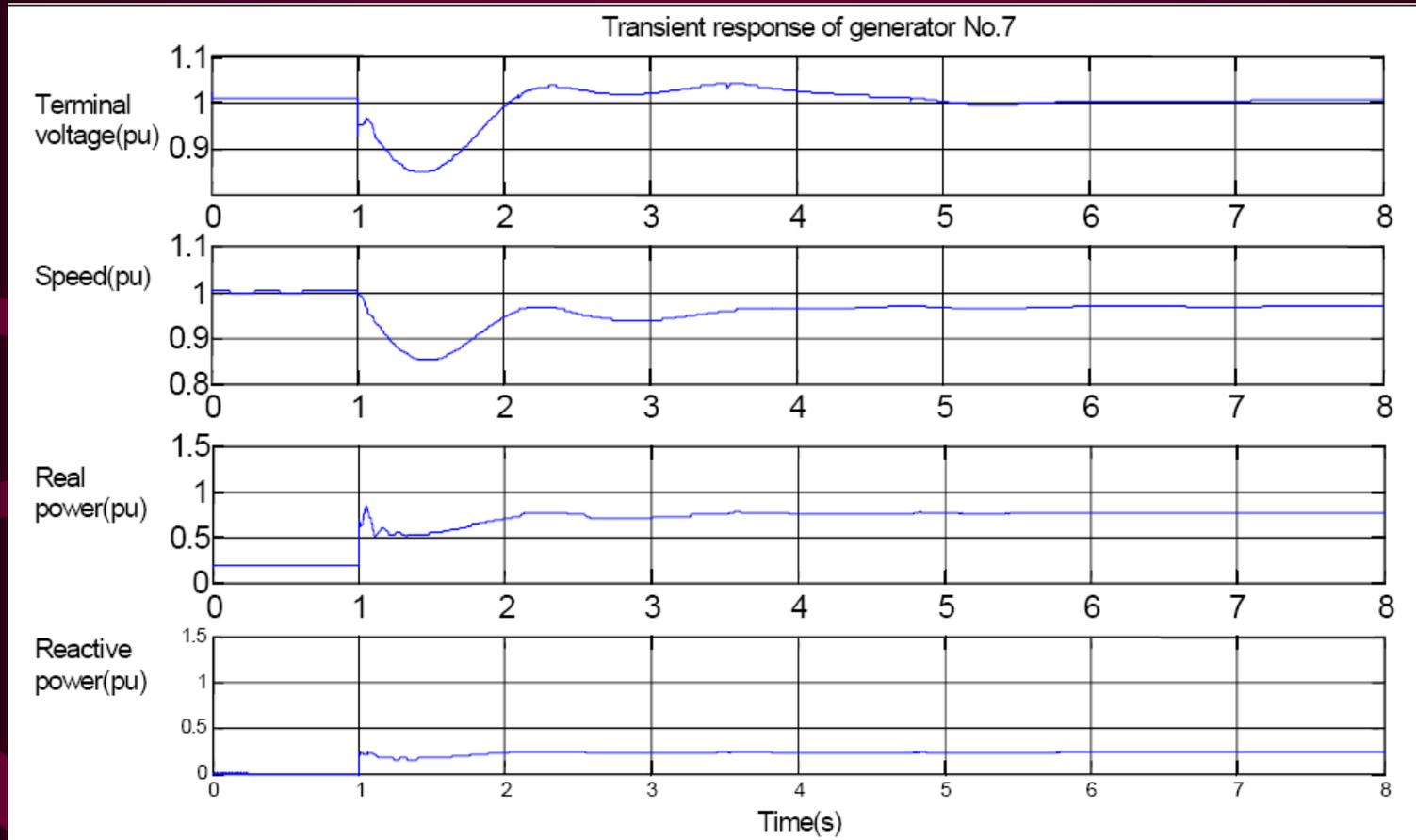
Esquema de conexión - desconexión de cargas (shedding)



Respuesta del generador con control dinámico de carga



Respuesta del generador con control dinámico de carga (doble velocidad)



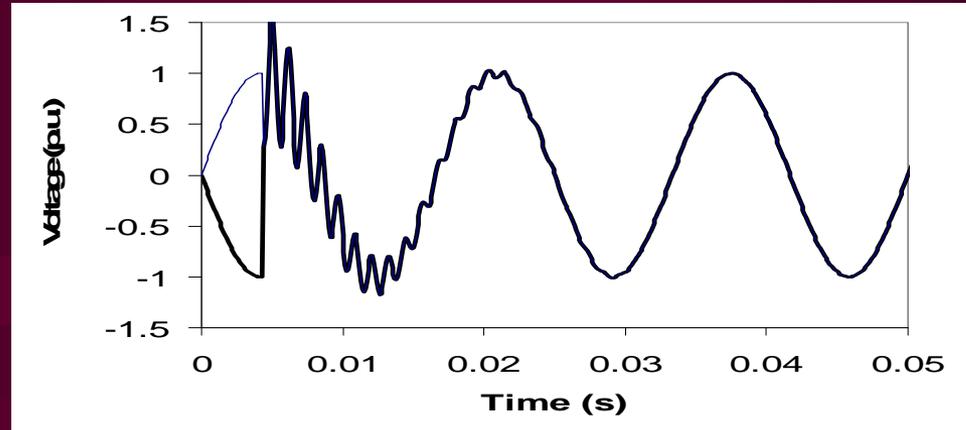
Desconectando el 20% de la carga, las caídas de frecuencia y tensión se reducen en 25 y 32%

Retorno a la operación normal

- La **sincronización** de dos porciones separadas de una red eléctrica, es una práctica bien establecida, que se efectúa mediante el cumplimiento de la igualdad de tensiones, de frecuencias y de secuencias.
- En la mayoría de los sistemas eléctricos, se emplea el **esquema de reconexiones** (al menos una vez), con el objeto de posibilitar la desionización de las fallas transitorias, abriendo tiempos de 500 ms a 2 s.
- Si una parte del sistema continúa operando en isla, es muy difícil evitar el **recierre fuera de fase**, debido al tiempo demandado para la detección de la isla y los tiempos del interruptor
- Los controles de los sistemas actuales de reconexión, están cambiando para disponer de más tiempo para la coordinación del GD, alargando el tiempo muerto y agregando **supervisión de tensión al recierre** (que se bloquea si hay tensión aguas abajo)
- La **conexión fuera de fase** es bien conocida como causante de grandes cuplas mecánicas y elevadas sobrecorrientes, que pueden dañar tanto al generador como a su máquina de impulso.
- Muchos GD utilizan **inversores de electrónica de potencia** en lugar de máquinas giratorias, los que no resultan dañados por la conexión fuera de fase, ya que disponen de protección limitadora de corriente de alta velocidad

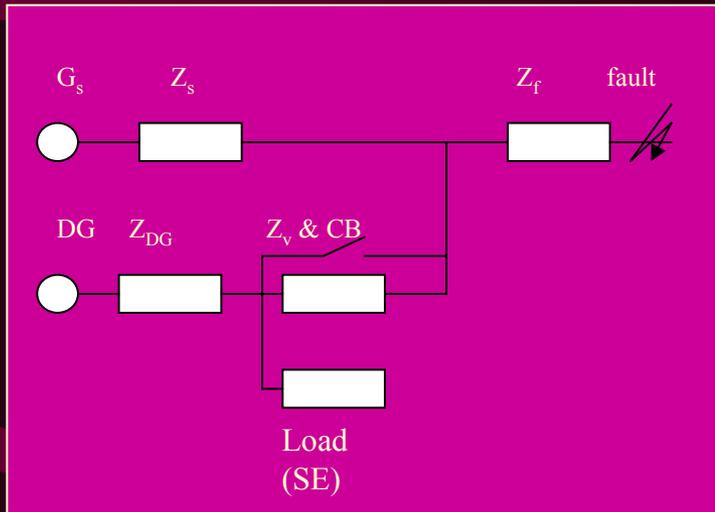
Retorno a la operación normal (continuación)

- Si se dispone de bancos de capacitores (suministran la magnetización del GI), se presentará un riguroso **transitorio de carga**, crítica si se conecta en el máximo de tensión, pudiendo alcanzar a 3 veces la nominal, con riesgo al equipamiento.



- El recierre fuera de fase produce problemas al sistema, como elevadas sobrecorrientes (tipo inrush) a transformadores y motores, que pueden provocar la operación innecesaria de fusibles e interruptores, tanto en el circuito de la empresa eléctrica como en los de los usuarios.
- Para garantizar **recierre sincronizado**, deben incorporarse dispositivos adicionales a cada interruptor de separación, cuyos **costos son inaceptables**.
- A pesar de que la operación en isla no es auspiciada por la empresa eléctrica, se **comienza a incentivar el uso de tecnologías de generación de pequeño tamaño** (microturbinas, generadores eólicos, fotovoltaicos, celdas de combustible, etc.), que pueden conectarse a la red por medio de interfases confiables y flexibles.

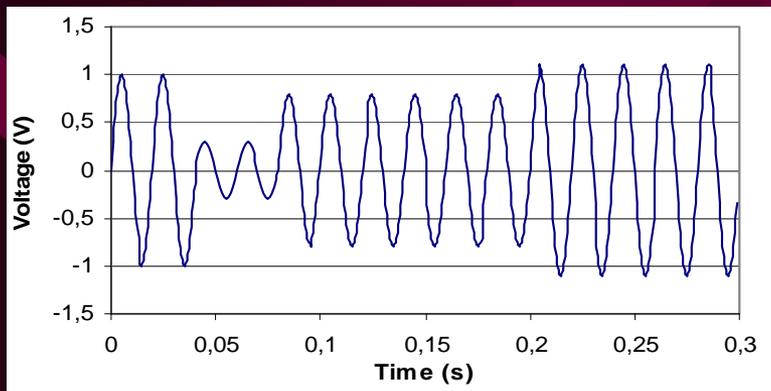
Concepto de conexión semi-rígida



Ejemplo: 13,2 kV; $P_{ns} = 30$ MVA,
 $P_{ngd} = 3$ MVA, $l_f = 10$ km, $t = 40$ ms

Impedancia	$I_{f\grave{a}lta}$	Déficit de energía específica con generación distribuida e impedancia limitadora	Déficit de energía específica sin generación distribuida e impedancia limitadora
ohm	% s-c	% ² s	% ² s
j 15.7	3	19.22	438.9
j 15.7	6	30.60	276.4
j 15.7	6	26.04	388.7
j 15.7	10	33.31	757.1
j 6.28	50	47.87	1062.6
j 3.14	100	60.83	955.5
j 31.4	100	64.80	952.2

- $EDr = (87 - 30\%)^2 0,16 \text{ s} = 520\% ^2 \text{ s}$.
- $EDnr = (87 - 30\%)^2 0,04 \text{ s} + (87 - 80\%)^2 0,12 \text{ s} = 136\% ^2 \text{ s}$.



Conclusiones

- La operación en isla es un **tema controversial** para el futuro.
- No obstante, existen numerosos escenarios donde la operación en isla puede jugar un importante rol, tales como:
 - **Cambios climáticos globales**, que por la existencia de condiciones climáticas severas, provoca inconvenientes cada vez más serios en los sistemas de transmisión y distribución.
 - Salidas de servicio de centrales generadoras debido a **escasez de combustible**.
 - Salidas de servicio debidas a **cambios de demanda**.
 - **Ataque terrorista** a la infraestructura del sistema eléctrico.
 - Operación en **isla planeada**, frente a apagones.
- El amplio espectro de posibilidades de generación en isla, conduce a la necesidad de su profundo análisis a fin de determinar sus impactos técnicos y económicos.