



ENERGÍA

PROYECTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

Estudio de Viabilidad Técnica y Económica de
Generación Distribuída en

“ZONAMÉRICA BUSINESS AND TECHNOLOGY PARK”

**Lorena DiChiara Bordenave
Ciro Mata Caetano
Daniel Pereira Pierce**

Instituto de Ingeniería Eléctrica
Facultad de Ingeniería
Universidad de la República

Montevideo – Uruguay



Este trabajo resulta del proyecto de fin de carrera del grado de Ingeniero Electricista de la Facultad de Ingeniería y fue finalizado el 22 de agosto de 2003.

Se emitieron cuatro copias en papel del presente trabajo, constando cada una de un total de 513 páginas.

Los autores,

Bach. Lorena DiChiara Bordenave

Teléfono: 709 1285
Correo: dichiara@adinet.com.uy

Bach. Ciro Mata Caetano

Teléfono: 401 3876
Correo: ciromata@adinet.com.uy

Bach. Daniel Pereira Pierce

Teléfono: 613 2104
Correo: dpereira@ieee.org

Los Tutores del Proyecto,

Ing. Prof. Ventura Nunes – IIE, Facultad de Ingeniería, UdelaR.

Ing. Prof. Rafael Hirsch – IIE, Facultad de Ingeniería, UdelaR.

Agradecimientos

A las personas que colaboraron con nuestro proyecto:

Ing. Yannuzzi – Director de Infraestructura Tecnológica en Zonamérica
Ing. R.Hofstadter – Proyectista para Zonamérica
Ing. S. Valle – Depto. de Estudios Técnicos, Gerencia de Distribución, UTE
Ing. R. Hirsch – Facultad de Ingeniería, IIE
Ing. R. Zeballos - Facultad de Ingeniería, IIE
Ing. G. Otero - Facultad de Ingeniería, IIE
Ing. M. Vignolo - Facultad de Ingeniería, IIE
Ing. I. Haim - Facultad de Ingeniería, IIE
Ing. G.Braga – Ingener S.A.
Ing. D. Kurys – CONECTA S.A.
Ing. E. Levbrero – DIPRODE

A las empresas u organismos que facilitaron material informativo:

Puget Sound Energy – Normas de Interconexión de Generadores
Entergy - Normas de Interconexión de Generadores
UTE –Información de la Red de Distribución
AWK – Generadores Sincrónicos
CAT - Turbogeneradores
General Electric – Turbogeneradores
Mitsubishi – Turbogeneradores
Rolls-Royce – Turbogeneradores
Schweitzer Electric - Protecciones
Groupe Schneider – Cuadernos Técnicos
Siemens – Turbogeneradores
ALSTOM – Turbogeneradores, Equipamiento eléctrico
GASEBA – Información Tarifas del Gas Natural
UREE (Uruguay)
ENRE (Argentina) - Normas de Interconexión de Generadores
REE (España) - Normas de Interconexión de Generadores

A los familiares que en los entretelones nos apoyaron,

Lorena DiChiara
Ciro Mata
Daniel Pereira

ÍNDICE

Sección 1. Introducción 1-1

Introducción al Proyecto Genergía. Presentación de Zonamérica. La matriz energética. La Generación Distribuida y sus posibilidades. Contrapunto de tecnologías. Medio Ambiente vs. Rentabilidad.

Sección 2. Diseño de Planta 2-1

Especificación de la Potencia Nominal de la Planta Generadora. Descriptivo de la Planta “Genergía”. Descriptivo del Diagrama Unifilar Tentativo. Ingeniería del Diseño. Criterios para la Interconexión de un Generador a la Red de Distribución. Protección de la Interconexión de Generadores. Protección de Generadores. Protección del Transformador. Protecciones de la Subestación del Generador. Puesta a Tierra de la Subestación del Generador. Protección contra Descargas Atmosféricas. Contaminación ambiental.

Sección 3. Simulación Digital. 3-1

Introducción. Aspectos teóricos. Aplicación concreta. Parámetros de la Simulación digital. Modelos de los elementos de la red. Equivalente de Thèvenin de las redes de UTE y Zonamérica. Operación interconectada. Proyecciones de demanda de Zonamérica y de la Red de UTE. Flujo de Carga. Elementos del Flujo de Carga. Diferentes escenarios para el Flujo de Carga. Estudio del Flujo de Carga tradicional. Flujo de Carga en SIMULINK. Análisis de defectos en un S.E.P. Potencia de cortocircuito. Cortocircuitos equilibrados trifásicos. Modelado de los componentes de un SEP en presencia de un cortocircuito trifásico. Métodos de cálculo de la corriente de cortocircuito trifásico. Dimensionado de los Disyuntores de Zonamérica. Cálculo teórico de las corrientes de cortocircuito. Impedancia del neutro como limitador de la corriente de cortocircuito. Transitorios Electromagnéticos en redes Eléctricas de Potencia.

Sección 4. Estudio Económico 4-1

Introducción al estudio económico. Teoría de Escenarios. Indicadores de interés. Fundamento Teórico. Tablas y gráficas del Estudio Económico. Anexo: Dinámica del mercado Spot.

Sección 5. Resultados y Conclusiones. 5-1

Ventajas y aprendizajes respecto a la Simulación. Conclusiones finales acerca del Estudio Económico. Crítica general al Proyecto.

Apéndice A. Tablas y Diagramas A-1

Esquema de la Planta Genergía. Diagrama Unifilar General. Red monofásica equivalente en Media Tensión. Red trifásica en Media Tensión. Registros eléctricos de la entrada a Zonamérica. Tarifas de UTE. Tarifas Conecta. Diagrama de Gantt. Base de datos de los elementos de la Red.

Apéndice B. Hojas de Datos B-1

Hojas de datos de los cables de distribución eléctrica. Especificaciones técnicas de los turbogeneradores Cat. Especificaciones técnicas de Interruptores Merlin-Gerin. Especificaciones técnicas de las celdas de corte. Especificaciones técnicas del Sincronizador automático. Especificaciones técnicas del transformador de máquina. Especificaciones técnicas de la protección diferencial para transformadores. Especificaciones técnicas de las protecciones del generador.

Apéndice C. Anexos. C-1

Método de Newton-Raphson. Teoría de cálculo de la corriente de cortocircuito. Fundamentos de Acústica.

Apéndice D. Glosarios D-1

Definiciones reglamentarias de interés. Códigos de los dispositivos de protección – Norma ANSI.

Apéndice E. Programas de Matlab. E-1

Programas para el flujo de carga. Resumen de las Funciones desarrollados en Matlab para la realización del Flujo de Carga Cálculo del equivalente de Thevenin de la red de UTE y Zonamérica. Programas de Cálculo de Cortocircuitos.

Apéndice F. Normas aplicables. F-1

Listado de normas aplicables: IEC, IEEE, ISO, UNE-EN

Apéndice G. Referencias. G-1

Bibliografía. Cronograma de reuniones y contactos por correo.

SECCIÓN 1

INTRODUCCIÓN

Introducción al Proyecto.....	1
Áreas temáticas.....	2
Una visión al futuro.....	4
Presentación de ZONAMÉRICA.....	5
La Matriz Energética	6
Introducción.....	6
La Matriz energética Uruguay: presente y futuro	6
I. Energéticos autóctonos.....	6
II. Energéticos no autóctonos.....	7
Organización del sector energético en el Uruguay.....	7
¿Qué podemos esperar de la evolución de las innovaciones en el sector eléctrico?.....	9
Estructura de la generación energética en el Uruguay.....	10
La Generación Distribuida y sus posibilidades	10
Introducción.....	10
Concepto de Generación Distribuida	10
Niveles de penetración previstos - Impactos en la red.....	12
Barreras a la implantación de la Generación Distribuida.....	12
Posibilidades de la Generación Distribuida en el Uruguay.....	13
Aspectos positivos de la GD	14
Aspectos negativos de la GD	14
Conclusión.....	15
Contrapunto de tecnologías	15
Introducción.....	15
Centrales generadoras convencionales vs. Generación Distribuida.....	15
Desempeños desiguales.....	16
Aspectos positivos de la GD	16
Aspectos negativos de la GD	19
Generación Distribuida con Turbinas a Gas	20
Introducción	20
Conclusiones	23
Medio Ambiente vs. Rentabilidad: un debate ineludible	24
Aspectos de la planificación a largo plazo	24
Actualidad.....	25

Introducción al Proyecto

Las modificaciones producidas en los últimos años en el Mercado Mayorista de Energía Eléctrica (MME), las cuales tienen por objeto liberalizar dicho sector en un futuro no lejano, el desembarco del Gas Natural (GN) en el Uruguay, así como la evolución tecnológica que ha permitido a centrales de pequeña capacidad de generación, o lo que en el lenguaje comercial se conoce como Generación

Distribuida (GD), obtener rendimientos similares a las centrales de mayor envergadura, han sido los factores que motivaron la realización del Proyecto de fin de carrera ‘Genergía’.

Si bien ‘Genergía’ presenta ciertas particularidades dada su índole de tesis de grado, producto del desarrollo de los hechos se puede, dentro de un margen admisible de tolerancia, encuadrar como un estudio preliminar acerca de las posibilidades de inserción de ciertas tecnologías, así como también su eventual competitividad dentro del MMEE.

Para la realización de nuestro proyecto fue necesario disponer de una planta física que diera sustento al estudio. En nuestro caso particular elegimos el complejo Zonamérica (ZA) como nuestro escenario de trabajo. Si bien al delimitar un área de trabajo tácitamente se está perdiendo generalidad, al no ser nuestro estudio un trabajo dedicado, las características del desarrollo del proyecto permiten con cierto margen de certeza extrapolar los resultados obtenidos hacia ámbitos más genéricos. En otras palabras podemos decir sin miedo a equivocarnos que ‘Genergía’ representa un estudio de la realidad del MMEE en el Uruguay de aquí a los próximos años.

Áreas temáticas

El proyecto está dividido en sí en cinco grandes áreas temáticas, las cuales pueden considerarse independientes.

- 1) Estudio del ámbito reglamentario y legal en el cual se desarrollará el proyecto.
- 2) Estudio de la interacción de la planta generadora con el sistema.
- 3) Diseño y cálculo de la instalación de la planta generadora y anexos.
- 4) Estudio de viabilidad económica de la inversión.
- 5) Desarrollo del Pliego de Condiciones

1) Estudio del ámbito reglamentario y legal en el cual se desarrollará el proyecto.

El estudio del ámbito reglamentario es piedra angular de nuestro proyecto. Pese a parecer algo completamente ajeno a los temas relacionados con la ingeniería, el conocer las reglas con las cuales se regirá el mercado permiten desarrollar criterios que permitan definir límites y restricciones a nuestro estudio.

Un estudio adecuado de la reglamentación condiciona los puntos 2) y 4) y pauta el 3), dado que como es de público conocimiento, tanto la calidad del servicio como la actividad comercial están delimitadas por la parte reglamentaria.

Luego de un detallado y pormenorizado estudio hemos arribado a las siguientes restricciones que pautarán nuestro proyecto:

- a) Generación Distribuida
- b) Régimen de Autoproducción
- c) Venta en el Mercado Spot

2) Diseño y cálculo de la instalación de la planta generadora y anexos.

El diseño de las instalaciones y anexos abarca temas tan variados como ser el diseño de la subestación generadora, elección del punto de interconexión eléctrico, selección de equipamiento destinado a la protección del mismo, la puesta a tierra, protección contra descargas atmosféricas, así como también todo lo referente a las condiciones actuales de la planta eléctrica existente de Zonamérica y el impacto de una eventual instalación de un equipo de las características mencionadas anteriormente.

En esta área, serán presentados el Plano de Planta y el Diagrama Unifilar tentativos que ilustrarán las resoluciones adoptadas, así como también documentación que justifique y muestre las razones y criterios elegidos.

3) Interacción de la planta generadora con el sistema.

Esta área temática incluye todos los aspectos relacionados con la simulación computacional del funcionamiento de la planta generadora aislada e interconectada con la red y el estudio primario de su comportamiento tanto en condiciones de régimen como durante transitorios y anomalías.

Se dará especial importancia a la simulación como una herramienta valiosa para el estudio de sistemas proyectados, pudiendo comprobar su versatilidad y adaptabilidad frente a los múltiples pasos del diseño de la ingeniería de una planta generadora interconectada con una red.

Para la realización de dicha tarea se ha desarrollado software tanto por medio de esquemas eléctricos del paquete 'Power System Blockset' de Simulink – Matlab versión 5.3, así como también en planillas de cálculo electrónicas.

4) Estudio de viabilidad económica de la inversión.

Para finalizar se buscará dar a conocer, en un modo primario al menos, cuáles son las verdaderas posibilidades desde el punto de vista de rentabilidad económica en este tipo de emprendimientos, buscando a través de ello predecir si tendrán una repercusión en el Sistema Interconectado Nacional o si por el contrario carecen de la competitividad suficiente por el momento.

5) Desarrollo del Pliego de Condiciones

Para la realización de proyectos será siempre inevitable la necesidad de establecer contratos con proveedores tanto de equipamientos como de servicios. Básicamente hay dos estilos de contratos cuya naturaleza lleva a distintas implicaciones con respecto a las responsabilidades del Contratista frente al Contratante:

1. Contrato de suministro de equipamientos y servicios

Para el primer caso el Contratante contrata el suministro de equipamientos y servicios según su saber y entender. Implica un Proyecto y diseño propio, y un conocimiento detallado de las prestaciones de lo suministrado. La responsabilidad del buen desempeño y la adecuación de los suministros a lo proyectado depende exclusivamente del Contratante y las obligaciones del proveedor se limitan a cada equipamiento o servicio como unidad y no a nivel de integración.

Con una modalidad como ésta, todo el diseño y desarrollo resulta propiedad del Contratante y puede servir para futuros emprendimientos similares. La desventaja es que le puede resultar más costoso en caso de complicaciones resultantes del desconocimiento de las prestaciones del equipo o servicio adquirido.

2. Contrato de provisión “llave en mano”

En este caso el Contratante contrata el suministro de equipamientos y servicios ya integrado a medida para los requerimientos del Proyecto. La responsabilidad del buen desempeño y la

adecuación de los suministros a lo *pactado* depende exclusivamente del Contratista. A diferencia del tipo de contrato anterior, el tiempo insumido en el Proyecto es menor puesto que muchas sino todas las soluciones las proporcionará el Contratista. Pueden surgir graves pérdidas si lo proyectado y lo acordado difieren, pues esto es responsabilidad del Contratante y no del Contratista.

Con una modalidad “llave en mano”, todo el diseño y desarrollo no es fácilmente accesible al Contratante y solo mediante estudio y capacitación será posible aplicar los conocimientos para futuros emprendimientos similares. Una ventaja a esta modalidad es que si el desempeño final de lo realizado es satisfactorio, la instalación queda como modelo ejemplar en el caso de que hayan futuros proyectos similares.

Tener en cuenta que ésta es la opción más costosa pero a la vez la más segura.

3. Contrato híbrido de los dos anteriores

Mediante el tercer caso el Contratante logra una proporción a medida de qué parte del Proyecto implementa él y cuál otra garantiza el Contratista. Esto es claramente un compromiso en los aspectos arriba mencionados, permitiendo generalmente reducir costos de instalación.

Aplicación a nuestro Proyecto

Los contratos para los trabajos de realización de la Planta Generadora se podrían dividir de la siguiente manera:

- a) Contrato “Llave en mano” para el desempeño garantizado del turbogenerador a gas natural incluyendo servicios auxiliares, transformador de máquina, protecciones y automatismos.
- b) Contrato de suministro de equipamiento restante y materiales necesarios para la realización de la Planta Generadora y adaptaciones pertinentes a la red interna de Zonamérica.

Se pensaría que un contrato híbrido sería el más apropiado dadas las características de disponibilidad de tecnologías, recursos económicos, personal capacitado y la condición pionera respecto a la instalación de generadores distribuidos en el Uruguay.

No obstante, debido al alcance de nuestro Proyecto de Ingeniería Eléctrica, se desarrollará un pliego de condiciones “llave en mano” para toda la Planta salvo la turbina a gas y sus servicios auxiliares.

Una visión al futuro

En los próximos años, nuevas alternativas en lo referente tanto a la matriz energética como la estructura del Sistema Interconectado Nacional buscarán abrirse paso dentro de la realidad del sector.

El desembarco de estas nuevas ofertas puede traer consigo reformas tan amplias que van desde una eventual modificación en la composición de los agentes participantes del mercado, en el tipo de energéticos que se utilicen y hasta en la misma topología de la red eléctrica.

Nuestro estudio pretende ser un punto de partida en la búsqueda de predecir en forma bastante aproximada el impacto a corto y mediano plazo de estas innovaciones.

Presentación de ZONAMÉRICA

La moderna concepción de Zonamérica permite brindar una completa oferta de soluciones para empresas internacionales que operan en el área de Tecnología entre otras. La misma incluye instalaciones e infraestructura de alta calidad, tecnología de última generación, una moderna arquitectura y la más amplia gama de opciones 'a medida'.

Además, los usuarios de Zonamérica están comprendidos en un marco legal de incentivos fiscales que le permiten optimizar sensiblemente sus costos operativos.

Zonamérica cuenta con una infraestructura tecnológica de última generación, que le permite ofrecer a sus usuarios servicios de nivel internacional mediante la conectividad con los principales Carriers locales e internacionales de la región.

Tanto por su concepción de Parque de negocios y tecnología, como por los beneficios fiscales que ofrece el marco legal de Uruguay, Zonamérica ha concitado el interés creciente de empresas con operaciones internacionales y regionales.

Las compañías ubicadas en Zonamérica se benefician efectivamente de menores costos operativos y administrativos y una mayor calidad de servicios.

Además, el marco legal uruguayo hace que Zonamérica pueda ofrecer a sus usuarios un conjunto de incentivos fiscales (Ley 15.921) que representan una ventaja económica relevante para sus operaciones a escala regional.

- Amplias exoneraciones impositivas.
- Libre operación de todo tipo de actividad comercial, industrial y de servicios.
- Exoneración arancelaria para bienes e insumos.
- Exoneración de aportes sociales para personal extranjero.
- Insumos y servicios - energía, telefonía, enlace a Internet - con tarifas a nivel internacional.
- Garantía del estado uruguayo a través de un marco legal que asegura la permanencia de estos incentivos para los emprendimientos actuales y futuros.

Zonamérica se encuentra ubicada en Ruta 8, km 17.500 - Montevideo – Uruguay.

Referencias: [173]

La Matriz Energética

Introducción

El cometido del presente documento es brindar un panorama genérico al lector acerca de la realidad de la matriz energética en el Uruguay, presentando las diferentes alternativas que se consideran en la actualidad como solución al problema del abastecimiento de energía, el cual está estrechamente vinculado tanto al consumo como a la cadena productiva.

La Matriz energética Uruguay: presente y futuro

I. Energéticos autóctonos

Energía hidráulica

El recurso energético autóctono del Uruguay más significativo es la energía hidráulica.

Esta fuente de energía es la más importante en la actualidad para la generación de electricidad, pero a gran escala está prácticamente agotada. Los mini y micro aprovechamientos hidroeléctricos podrían ser factibles si se instalaran en presas asociadas al riego, cuyo número ha aumentado considerablemente en la última década.

En lo que se refiere a otras energías de origen hidráulico, el aprovechamiento del oleaje o de las mareas no resultan de relevancia. El nivel de mareas no es importante. En cuanto al oleaje, dos elementos conspiran contra la explotación de este recurso energético:

- la baja altura media de las olas
- el desarrollo de otras actividades económicas que poseen intereses encontrados con el recurso (el sector turístico principalmente).

Leña

La leña fue, históricamente, el energético más importante que disponía el país. En este momento, quedó relegado a prácticamente uso doméstico. Es de prever que en el futuro el valor del mismo disminuya dada la gran oferta que dispone el país en ese rubro.

La limitante para su uso es el costo de manejo y transporte. UTE ha evaluado la explotación industrial en el pasado y no resultó rentable una usina dendrotérmica de gran porte. Aparece como alternativa el uso de pequeñas centrales compatibles con el concepto de generación distribuida.

Residuos de biomasa

Los residuos de biomasa en forma similar a los residuos de la madera, están asociados a la generación de vapor. En el país, existen procesos agroindustriales productores de residuos de biomasa para los cuales la generación de energía puede ser una solución a mediano plazo. En particular, se destaca la cáscara de arroz. En el país, se producen alrededor de 200,000 toneladas de cáscara al año.

Otro residuo factible a ser utilizado es el follaje de las variedades de montes artificiales que se cultivan y explotan, para los cuales hasta ahora el único uso previsto ha sido la producción de esencias.

Energía Eólica

La Energía Eólica se aprovecha en forma autónoma, principalmente con molinos lentos orientados al bombeo de agua y aerogeneradores para la generación de energía eléctrica, desde hace largo tiempo.

Su aplicación a gran escala en nuestro país no se ha llevado a cabo, pero existe un potencial del recurso muy interesante.

En nuestro país la Facultad de Ingeniería de la Universidad de la República ha desarrollado experiencias en estos aspectos en el Cerro de los Caracoles con singular suceso.

Energía Solar Fotovoltaica

La energía Solar Fotovoltaica es una solución energética que se ha aplicado en zonas alejadas de la red eléctrica, en forma de sistemas autónomos y de muy bajo consumo de energía. Un programa llevado adelante por UTE permitió la electrificación de Escuelas Rurales, Puestos Policiales y dependencias del MSP.

II. Energéticos no autóctonos

Petróleo

Entre los energéticos provenientes del exterior se destaca principalmente el Petróleo. Es el energético de mayor relevancia en el país y es el que ha experimentado el mayor crecimiento. Su uso fundamental es el transporte y dentro de este rubro se destaca el transporte vehicular.

Los derivados del petróleo de principal uso son las naftas, el gasoil, el queroseno y el fuel-oil.

Gas Natural

El consumo de gas natural está en proceso de crecimiento debido a su próximo ingreso al país, considerándosele el combustible de la próxima década.

Es un combustible fósil que no contiene azufre por lo que su influencia sobre el efecto contaminante denominado “lluvia ácida” es prácticamente nula. (La lluvia ácida surge de la interacción de NO_x y SO_x con agua de lluvia. En la combustión de gas natural se produce NO_x , pero no aporta SO_x).

Se debe tener presente que el gas natural es el energético previsto para completar la matriz energética en los próximos 15 años.

Organización del sector energético en el Uruguay

El área de energía en Uruguay se caracteriza por una fuerte participación de empresas estatales de carácter monopólico: UTE en electricidad y ANCAP en petróleo.

La participación privada en el sector energético ha estado tradicionalmente restringida a la distribución y comercialización de derivados de petróleo y de gas licuado de petróleo y a la distribución de gas por cañería.

A partir de la aprobación en el año 1997 de la Ley de Marco Regulador del Sector Eléctrico (Ley 16.832), se introducen modificaciones en la estructura institucional tradicional del sector.

A continuación, analizaremos el sector eléctrico y el del gas natural, los cuales son los que están vinculados a nuestro proyecto.

Sector eléctrico

En el sector eléctrico a partir de la aprobación de la Ley de Marco Regulador del Sector Eléctrico se modificó la tradicional estructura vertical del sistema y se introduce la competencia de actores privados en la actividad de generación, en tanto se mantiene in cambiado el carácter de servicio público (monopolio natural) del transporte y distribución de energía eléctrica.

A los efectos de garantizar la competencia, se establece el principio de “libre acceso” de los generadores a la red de transmisión y un mecanismo de “libre contratación” entre generadores, distribuidores y grandes usuarios.

Paralelamente, se crea la figura de los grandes consumidores de energía eléctrica, que participan en el mercado mayorista, mientras que la figura del distribuidor fue creado en el Decreto-Ley N° 14.694 como suministrador del servicio público de electricidad.

La regulación del sistema en este nuevo esquema está a cargo de la Unidad Reguladora de Servicios de Energía y Agua (URSEA), la que debe controlar el cumplimiento de las normas fijadas, dictar normas en materia de seguridad, calidad y explotación comercial y asesorar al Poder Ejecutivo en el otorgamiento de concesiones, autorizaciones, contratos y fijación de tarifas.

Se encuentran presentados ante el Poder Ejecutivo para su consideración los anteproyectos de los reglamentos elaborados por URSEA que regulan el funcionamiento de las distintas actividades del sector: Reglamento de operación del Mercado Mayorista de Energía Eléctrica, Reglamento de Acceso y Remuneración del Sistema de Transporte y Reglamento de Distribución.

Hasta el momento, participan como generadores UTE, que tiene además contratos con generadores argentinos, y CTM Salto Grande que en los hechos provee a UTE. Se recuerda que además del Sistema Interconectado Nacional (SIN) existe en el país un sistema de generación autónoma, disperso y de dimensión completamente marginal.

Diversas propuestas de cogeneración con la red nacional no han prosperado a pesar de estar previstas por la ley. La falta de reglamentaciones y de un precio para la energía distribuida ha hecho abortar dichas gestiones.

Sector Gas natural

Desde el punto de vista del marco normativo, la industria gasífera actualmente se encuentra regulada a través de los contratos de concesión de transporte (Gasoducto Cruz del Sur) y distribución (Gaseba Uruguay - Montevideo y CONECTA - Interior) y un conjunto de decretos del Poder Ejecutivo que regulan la actividad de importación, transporte, almacenamiento y distribución de gas natural.

El sector no cuenta aún con un marco general de regulación contenido en una única ley que establezca el marco Regulador del sector, existiendo un conjunto de leyes y decretos que regulan la actividad.

Sector Energías Renovables no Convencionales

El uso de las energías renovables no convencionales se ha extendido en todo el mundo en los últimos años, debido principalmente a sus ventajas medio ambientales, a su carácter de autóctonas y a ser económicamente más competitivas en diversas aplicaciones.

El país dispone de un potencial interesante y explotable en energía eólica y en energía solar y dispone de residuos de biomasa cuya combustión podría utilizarse con fines energéticos.

En las leyes y reglamentos vigentes no aparecen consideradas estas fuentes energéticas ni existen disposiciones que contemplen sus características peculiares para hacer posible su inserción en el mercado.

La posibilidad de cristalizar una viabilidad a la incorporación efectiva de estas fuentes a la matriz energética nacional, implicaría el dictado de leyes y reglamentos específicos por parte de las unidades de regulación y de dictado de políticas en términos energéticos que correspondan.

En la actualidad, si bien están vigentes leyes que parcialmente se ocupan del mercado energético, no se ha logrado desarrollar el mercado de la energía en la nueva concepción que se observa en el mundo, continuándose esencialmente con la organización monopólica. En parte, esta falta de desarrollo podría deberse a que no se ha implementado lo previsto por la ley para el mercado eléctrico, a pesar de que han vencido los plazos fijados.

Se señala que la ausencia, hasta el presente, de reglas de mercado y de políticas de fijación de precios de los distintos energéticos, que se apliquen efectivamente, es una permanente preocupación de todos los involucrados en el área.

¿Qué podemos esperar de la evolución de las innovaciones en el sector eléctrico?

En la región y el mundo existe una amplia experiencia sobre el funcionamiento de los mercados energéticos. El éxito de los mismos depende fuertemente de las reglamentaciones que se dicten y del estado inicial del mercado sobre el que se aplican, en particular de su infraestructura física.

Según algunos destacados técnicos en la materia, como ejemplos exitosos de la aplicación de reglamentaciones pueden ser citados Inglaterra, en donde se ha dado entrada a la administración privada y además el usuario selecciona de entre los proveedores de energía y en Sudamérica Chile. En general los movimientos que se están registrando en el mercado de la energía apuntan a una reducción del control del gobierno y hacia un aumento de la competencia y el nivel de elección de los clientes (si el lector lo considera del caso se recomienda leer en la sección 4 “Dinámica del Mercado Spot”, en el cual se detallan las concepciones de las diferentes doctrinas respecto al funcionamiento de los mercados en general). Sin perjuicio de ello, existen experiencias negativas tales como el colapso del sistema eléctrico de California o la crisis de desabastecimiento de Brasil, experiencias que deberían ser tenidas muy en cuenta al organizar el mercado energético nacional. Se debe destacar que estos fracasos pueden deberse a tanto un inadecuado diseño del mercado como a fallas en la implementación del mismo.

Un aspecto en el que debe hacer hincapié el regulador, evitar que los usuarios sean rehenes de políticas o promociones de los distintos actores del mercado sin continuidad en el tiempo y sin garantías que perjudiquen sus intereses.

Cabe recordar aquí que las obras de infraestructura energética del lado de la oferta requieren en la mayor parte de los casos importantes inversiones y tiempos de ejecución prolongados por lo cual debe preverse con antelación su realización para evitar colapsos.

Desde el punto de vista de la demanda, también requieren instalaciones y derechos de conexión relativamente muy onerosos para los usuarios que no es posible adaptar a un cambio de fuente energética.

Al implementar este mercado, debe tenerse en cuenta la presencia de fuentes renovables no convencionales disponibles en el país y explotables según los estudios de determinación del potencial ya realizados.

Otro aspecto que la Unidad Reguladora debería considerar muy especialmente es la calidad de los servicios energéticos, de modo tal de favorecer una mejor calidad de vida para los usuarios.

Estructura de la generación energética en el Uruguay

La Generación de energía eléctrica en el Uruguay se realiza principalmente a partir de energía hidráulica. La potencia nominal instalada en el Uruguay en este tipo de centrales es 1578 MW, mientras que la potencia nominal de las centrales térmicas resulta de 581 MW. La potencia nominal instalada en hidroelectricidad se integra en la forma que se establece en la tabla 1.

Central	Potencia Nominal (MW)	Año de finalizada	Rendimiento máximo (%)
Gabriel Terra (Rincón del Bonete)	155	1948-1997	97
Rincón de Baygorria	108	1960	
Salto Grande	945 (1890)	1979	94.5
Constitución (Palmar)	330	1982	

Tabla 1 – Potencia nominal hidroeléctrica

En caso de existir régimen hídrico favorable, el 100% del consumo de energía eléctrica se podría satisfacer con esta fuente energética. Al aparecer déficit en el régimen hídrico se debe comenzar a generar con las centrales térmicas, lo cual implica la compra de energía en el exterior, pues en el Uruguay no existen yacimientos de combustibles fósiles (petróleo o gas natural) como los que utilizan las centrales térmicas. Al profundizarse el déficit hídrico, la generación del parque térmico no resulta suficiente para satisfacer la demanda y por lo tanto se hace necesario la importación de energía, ahora en la forma de energía eléctrica desde la Argentina.

En el presente del Uruguay las centrales térmicas funcionan básicamente a fuel oil o a diesel oil.

Referencias: [149]

La Generación Distribuida y sus posibilidades

Introducción

El presente documento tiene por finalidad acercar al lector a la realidad de la GD tanto en el Uruguay, la región y el mundo.

En éste se evaluarán los diferentes pautas que pueden regir a un Mercado Eléctrico, y las posibilidades de esta tecnología dentro de ese contexto, la regulación y los recursos naturales disponibles.

Concepto de Generación Distribuida

Como principio tienen las cosas, parece importante situar al lector en el tema a abordarse y parecería necesario para ello, definir claramente qué es la GD.

A continuación presentaremos algunas de las definiciones en para diferentes instituciones o unidades reguladoras:

- i. La Comisión de Energía de California define la GD: "Generación Distribuida son sistemas de almacenamiento que están situados dentro o cerca de los centros de carga. Tales sistemas son pequeños (hasta unos 10 MW), modulares y pueden ser instalados en:
 - ✓ Los locales de los consumidores, bien en el lado de compañía del contador o bien en el lado de consumidor
 - ✓ En cualquier otro punto del sistema de distribución, por ejemplo en una subestación de distribución de una compañía.

En el primer caso, los generadores pueden interconectarse con la red o bien alimentar a uno o varios consumidores como grupos de generación aislados. Cuando están conectados en el lado de consumidor del contador, la generación puede dimensionarse de forma que la carga absorba toda la potencia generada o bien que se tenga un exceso de generación para ser vendida inyectándola en la red.

- ii. Una definición muy conocida es la del IEEE (*Institute of Electrical and Electronic Engineers*): "Generación Distribuida es la producción de electricidad con instalaciones que son suficientemente pequeñas en relación con las grandes centrales de generación, de forma que se puedan conectar casi en cualquier punto de un sistema eléctrico. Es un subconjunto de recursos distribuidos".

En esta definición, no se hace ninguna referencia al margen de potencias de los generadores, pero en general se acepta que va desde unos 3 a 5 kW los más pequeños, hasta 10-20 MW los de mayor tamaño. A este respecto, en la referencia [33] se consideran Generadores Dispersos los de 5 kW a 500 kW que se conectan a la red de distribución de BT y Generadores Distribuidos, desde 2 MW hasta 10 MW, estando conectados a la red de distribución de MT.

- iii. Por otra parte el Reglamento General del Mercado Mayorista de Energía Eléctrica define al generador distribuido de la siguiente manera:

“Generación Distribuida: Es la generación de Autoprodutores y Generadores conectados a instalaciones de Media Tensión del Distribuidor, cuya potencia instalada de generación no supera los 5.000 (cinco mil) kW”.

Tan vago parece el concepto que encontramos en dos organismos reguladores de diferentes países y una asociación de reconocimiento internacional definiciones que difieren una de la otra.

Una definición más genérica puede afirmar que *la Generación Distribuida, es la generación de energía eléctrica mediante instalaciones mucho más pequeñas que las centrales convencionales y situadas en las proximidades de las cargas.*

No existe aún una definición comúnmente aceptada para la Generación Distribuida, e, incluso, la propia denominación difiere según la fuente documental.

En ocasiones se utiliza el término Generación Dispersa o, aunque más raramente, el de generación "in situ".

Para realizar el estudio de viabilidad se considerará la definición del Reglamento General del M.M.E.E., porque es la que regirá dentro de nuestro escenario, *esta política será la que asumiremos de ahora en adelante.*

Niveles de penetración previstos - Impactos en la red

Futuro de la Generación Distribuida.

De acuerdo con los datos recabados por CIRED y CIGRE, el nivel de penetración de la Generación Distribuida en los sistemas eléctricos aumentará notablemente, siendo ya muy elevada en algunos países, Dinamarca y Holanda, donde alcanza el 40% en términos de potencia instalada. Un reciente estudio de EPRI (*Electrical Power Research Institute*) indica que de la nueva generación que se instalará hasta el año 2010 en EE.UU., el 25% será distribuida, siendo aún mayor esa proporción (30%) según un informe de la *Natural Gas Foundation* (CIGRE TF 38.01.10 - *Modelling New Forms of Generation and Storage*, nov. (2000)). En el informe CIGRÉ WG 37-23 [30] se apuntan hasta doce razones que apoyan estas favorables previsiones, razones que se justifican por las dos siguientes políticas estructurales:

- Apoyo de los gobiernos nacionales a las fuentes renovables de energía, basado en consideraciones medioambientales.
- Introducción de la competencia en el nivel de la generación, impuesta por la liberalización del mercado eléctrico.

Respecto a las energías renovables, la Unión Europea ha propuesto incrementar notablemente su participación en el mercado energético futuro.

A pesar de estas previsiones favorables para la implantación masiva de la GD, existen aún algunas barreras que podrían rebajar sustancialmente estas expectativas, especialmente en el sector residencial.

Impactos en la red: Para las compañías eléctricas la Generación Distribuida tiene bastantes aspectos positivos, especialmente los relativos a la limitación de las puntas de carga en la red de distribución, y para diferir o evitar totalmente el coste en ampliaciones de la infraestructura de distribución.

Por otra parte, la Generación Distribuida puede ser incorporada al sistema eléctrico mucho más rápidamente que las soluciones convencionales, presentando, además, la notable ventaja de su capacidad de ser implantada por escalones suficientemente pequeños de forma que puede ajustarse estrictamente al crecimiento de la demanda.

Sin embargo, existen también algunas desventajas, especialmente ligadas a las herramientas de planificación tradicionalmente utilizadas por las compañías eléctricas, herramientas que deben ser modificadas para adaptarlas a la nueva situación. Estos problemas afectan a ciertas áreas clásicas, por ejemplo la planificación de las ampliaciones de la red, y también a nuevos campos, como las herramientas de predicción de la generación y el control de ésta, que se encuentra distribuida en cientos de unidades dispersas.

Otro tema importante que puede condicionar el desarrollo de la Generación Distribuida, es la participación de ésta en los servicios complementarios (o servicios del sistema) de la red.

Los posibles servicios que esta nueva forma de generación puede proporcionar a la red al nivel de distribución incluye el soporte de tensión, la potencia reactiva, la liberación de congestiones, y el servicio de reserva de emergencia para restaurar el servicio en una zona limitada de consumidores. Estos servicios, en el nivel de distribución afectan también al nivel superior del sistema de transmisión, de forma que proporcionan también apoyo a este sistema.

Barreras a la implantación de la Generación Distribuida

Con una visión quizá muy parcial del problema, se acostumbra a considerar que el principal obstáculo a la penetración de la Generación Distribuida es el de los costos de los equipos. Esta apreciación, aunque es muy importante, tiende a ocultar otros aspectos que también van a influir decisivamente en la aceptación de estas nuevas tecnologías, especialmente:

- 1) Muchas de estas tecnologías se encuentran aún en la fase de demostración o en una fase incipiente de comercialización. Esto hace que no sea posible asegurar su éxito en el mercado, como ha ocurrido, en otro campo tecnológico, con los sistemas de enfriamiento con gas, que a pesar de su éxito técnico no pueden competir en el gran mercado con las unidades de accionamiento eléctrico.
- 2) La interconexión con la red, para la cual no existen actualmente normas específicas, aunque algún organismo de normalización (IEEE) está trabajando en esta línea.

La normativa referente a la interconexión se considera un hito de referencia para la penetración de la Generación Distribuida, ya que permitirá reducir los costos de este importante capítulo, garantizando además, su aceptación por todas las compañías eléctricas. Actualmente existen normas particulares de las diferentes compañías que atienden preferentemente al tamaño y el tipo de generador propuesto, y no a las características de la red de distribución a la que va a ser conectado. Las nuevas normas deben especificar los siguientes aspectos técnicos y funcionales:

- Funciones de los relés de protección para un funcionamiento seguro y fiable del sistema.
- Grupo de conexión del transformador y forma de puesta a tierra.
- Sistema de puesta a tierra.
- Coordinación con las protecciones y la regulación de tensión de la compañía.
- Utilización de los equipos adecuados para evitar problemas de calidad de servicio ("flicker", armónicas, etc.).
- Ensayos de conformidad con las normas de los convertidores de potencia.
- Monitorización, transmisión de datos, control remoto del grupo.
- Requisitos de verificación periódica, por la compañía eléctrica, de los relés, la aparamenta y los equipos de control y de comunicaciones.

Parece importante destacar que en el curso del pasado año y su predecesor (2002 y 2001), en los cuales las regulaciones tuvieron avances de suma trascendencia tanto en el Uruguay como en otras zonas del mundo, se han definido pautas y normas para interconexión de equipos, como ejemplos [49] y [34] los cuales fueron fuente inspiradora para el diseño de nuestro sistema.

- 3) Muchos de los grupos generadores tienen un tamaño inferior al nivel en que se aplican las limitaciones de emisiones contaminantes, de forma que si utilizan tecnologías basadas en combustibles fósiles, podrían empeorar las condiciones ambientales en ciertas zonas críticas.
- 4) Posibles cargos de las compañías eléctricas por la conexión a sus redes. Este es un tema controvertido, ya que los promotores de grupos de Generación Distribuida consideran que no debe existir ningún costo, salvo por los kWh que eventualmente puedan consumir de la red en caso necesario. Las compañías, por su parte, pueden argumentar que los costos asociados al mantenimiento y al funcionamiento de sus instalaciones no van a disminuir si un consumidor decide generar su propia energía, pero sigue manteniendo la posibilidad de obtenerla de la red en caso de parada programada o accidental.

Posibilidades de la Generación Distribuida en el Uruguay

El punto central del proyecto, o mejor dicho, el producto final que surge luego de hechas las conclusiones, y que cobra mayor relevancia, es conocer realmente cual o cuales son las posibilidades de la GD en el Sistema Interconectado Nacional (SIN).

Aspectos positivos para la GD

No es un detalle menor este resultado, porque en el caso que la GD poseyera poder de competición respecto a las centrales de gran porte de nuestro país, estaríamos siendo testigos de la segunda gran reforma topológica en la red.

Hablamos de reforma topológica, porque la GD por su propia definición está proponiendo una estructura diferente para la red eléctrica, dando una mayor preponderancia a la red de Distribución y postergando a un segundo plano la red de Transmisión, porque dejaría de ser esta tan necesaria, al no ser imprescindible el transporte de energía por distancias importantes.

A su vez estaríamos ante las puertas de un sistema con una mejor eficiencia desde el punto de vista de la calidad en el suministro, la GD otorga como ventaja de volcar la energía en el punto, o en su defecto en las inmediaciones del punto donde es requerida, si a ello añadimos que los generadores sincrónicos pueden mediante equipos de control, regular tanto la potencia activa como reactiva que inyectan a la red, los niveles de tensión y otros efectos, serán controlados con mayor facilidad.

Además de todas estas mejoras, una red con una fuerte penetración de equipos de GD, presenta una menor tasa de falla, dado que existen varias usinas de generación capaces de alimentar al mismo suscriptor, no dependiendo a veces de líneas de transmisión que pueden estar expuestas a inclemencias climáticas, vándalos, etc.

Otro aspecto importante es el hecho de la mejor utilización de la red, en el sentido de no hacer circular por ésta energía que será consumida en un punto remoto, la energía que pasa por una línea de distribución probablemente sea consumida en puntos cercanos, produciéndose de esta manera a un menor desgaste, y por lo tanto una menor necesidad de reposición del cableado en lapsos de igual duración.

Aspectos negativos para la GD

Si bien he enumerado unos cuantos aspectos positivos que tendría la inserción de la GD en el SIN, también parece justo, evaluar cuáles son las implicancias negativas que trae consigo.

En primer lugar debemos establecer que la GD es una tecnología, simplemente eso, y por tanto una opción que puede tomarse, considerando por parte de quien deba asumir la responsabilidad, las particularidades del SIN.

Las posibilidades de la GD en nuestro SIN están estrechamente ligadas hacia qué tipo de política energética adopta el país.

Otro aspecto que no se debe dejar de lado, es la idiosincrasia de la sociedad, en algunos países como los nombrados anteriormente (Dinamarca, Holanda, etc) existe un mercado de suscriptores dispuesto a abonar un precio mayor por unidad de energía en la medida que dicha energía sea “energía verde”, término acuñado en el hemisferio norte, que alude a la energía generada con fuentes no contaminantes del medio ambiente. Esta cultura no parece ajustarse a la realidad del Uruguay ni de la región, reforzando por lo tanto el concepto que un generador debe para participar en el mercado un servicio con calidad de acuerdo a los estándares de exigencia, pero dando una prioridad grande al precio de la energía.

Esta realidad, sumada al hecho que el Marco Regulatorio vigente *no contempla los beneficios que puede producir la GD en la red*, a través de tasas de reembolso para el generador (ya que este mejora la calidad en la tensión y aumenta la vida útil de las líneas de distribución), al encarecimiento de la energía eléctrica es bastante menor en la parte de transmisión que en distribución y una eficiencia más baja en los equipos de generación de menor tamaño, merman las posibilidades de imponerse en nuestro mercado.

Conclusión

A través de la observación, recopilación de datos, evaluación de los mismos, y un análisis de la situación, podemos concluir, con un grado de certeza medianamente razonable que *en la medida que prevalezcan enfoques que privilegien los aspectos económicos, la GD parece, dentro de las pautas reglamentarias vigentes, y la ya establecida estructura del SIN, correr con ciertas desventajas frente a la generación convencional.*

Todo hace pensar que sus posibles aplicaciones, se restringen a situaciones coyunturales, soluciones puntuales en lugares donde los costos de instalación de una red, para el servicio de un grupo reducido de suscriptores, hacen que la inversión no se justifique, dejando lugar a equipos de GD, como alternativa.

Referencias: [29], [30], [32], [33], [34], [52], [54], [55], [49], [150]

Contrapunto de tecnologías

Introducción

El presente artículo se enfoca hacia un debate ineludible para los mercados energéticos modernos, un contrapunto entre dos alternativas tecnológicas que en el día de hoy, son las ofertas que se presentan a la hora de evaluar la planificación de la expansión del parque generador.

Centrales generadoras convencionales vs. Generación Distribuida

El mercado avanza que se ha producido en los últimos años en cuanto a la eficiencia de los equipos de generación de menor porte, permitiéndoles alcanzar niveles de eficiencia incluso cercanos al de las centrales de mayor envergadura, ha puesto sobre la mesa el debate acerca de si es hora de replantearse la actual concepción de los Sistemas Eléctricos de Potencia (SEP), en la cual la energía es generada en grandes centros destinados a la generación, para luego ser transportada a los suscriptores, a través de las redes de transmisión y distribución respectivamente.

La tendencia histórica, ha estado estrechamente vinculada a un aspecto de índole económico, por dos factores que fueron decisivos en su momento, pero que al día de hoy, ya no tienen un peso tan preponderante, por el desarrollo tecnológico, el cual ha permitido modificar algunas condiciones que hasta hace poco tiempo eran privativas para otras alternativas. Los dos hechos que marcaron una tendencia a centralizar la generación fueron:

- Mejor eficiencia de equipos de mayor porte
- Menores costos de transporte de la energía en forma de electricidad, que en otra forma

La ostensible mejora en la performance de equipos más pequeños, ha llevado a hacerlos competitivos respecto a centrales grandes. El fenómeno cobra mayor relevancia en la medida que las centrales, por el mismo peso de su tamaño, tienden a tener una vida más prolongada para amortizar los costos de construcción, y por tanto, hoy por hoy, pueden verse frente a la situación de enfrentar tecnologías más modernas, con la desventaja que ello implica.

Sin perjuicio de la injusticia intrínseca al comparar dos tecnologías de diferentes épocas, lo cual perjudica notoriamente a la más antigua, esta poco equitativa visión del tema, no es la que asume el suscriptor a la hora de pagar por unidad de energía consumida, y en los mercados eléctricos libres, el costo de la misma es el factor decisivo.

Desempeños desiguales

Pese al desarrollo tecnológico, está claro que a igualdad de tecnologías, la economía de escala, y la física, le otorgan la derecha a las grandes centrales de generación.

La economía de escala lleva a que el equipo de mayor tamaño tenga una relación kW/U\$S menor a uno de más pequeño, incluso, la compra de insumos, en la medida que se haga en mayor magnitud, trae aparejada consigo una disminución en el costo unitario de éstos.

Sin perjuicio del razonamiento anteriormente mencionado, el avance tecnológico en generadores pequeños ha sido muy superior al de sus “hermanos mayores”. Mientras que en la década del 60’, la diferencia promedial alcanzaba el 60 %, en la actualidad, la misma no va más allá de un 30 %, siendo ésta una tendencia a no despreciar. La Fig. 1 nos ilustra gráficamente ésta realidad.

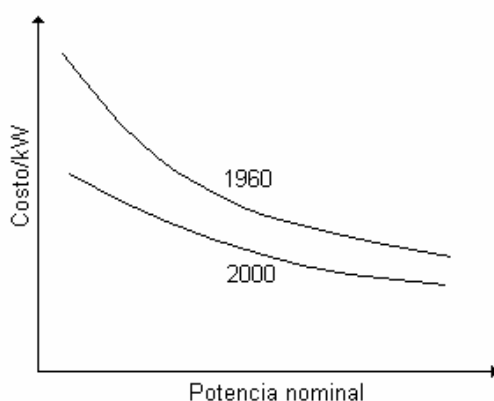
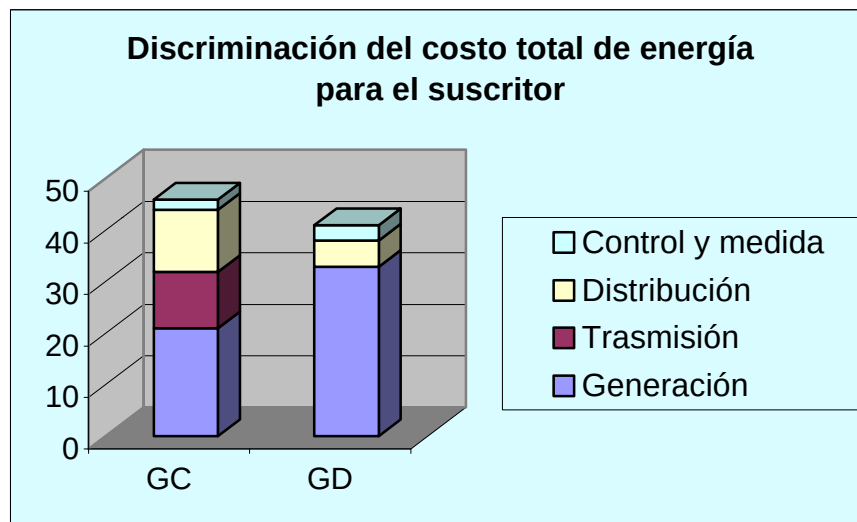


Figura 1

Aspectos positivos de la GD

En base a las argumentaciones expuestas anteriormente, la GD pareciera ser una tecnología condenada de antemano, mas este hecho no es tan así. Los promotores de la GD, basan su fundamentación, en las siguientes razones:

- Desde el punto de vista del suscriptor, una central de GD no compite en precios estrictamente con una convencional, lo hace con los costos de generación, los de transmisión, y parte de los de distribución, dependiendo del punto de interconexión de la misma (ver Fig. 1).
- Desde el punto de vista del o los encargados de diseñar la red, un SEP en el cual se produzca una mayor inserción de GD, repercute en menores costos de operación y mantenimiento en lo referido al transporte de la energía eléctrica.
- La GD otorga al suscriptor y al generador, la posibilidad de tener un despacho más flexible, permitiendo incluso poder balancear de mejor forma el compromiso confiabilidad -costo del suministro.
- Consideraciones de índole ambiental.



Los factores anteriormente mencionados, se ven aún agudizados en la medida que en los últimos años, los costos de transmisión debido a los derechos de paso y distribución han tenido una tendencia a incrementarse, y por contrapartida, los costos de GD una tendencia a reducirse.

El fenómeno mencionado es producto de los requerimientos en la calidad y confiabilidad de servicio solicitados por los estándares mundiales, los cuales han reducido drásticamente la cantidad de horas que puede existir cese en el suministro de energía (como ejemplo podemos comentar que en la actualidad, lo correcto está en el entorno de las dos horas anuales, mientras que hace 30 años, ocho horas era un valor típico), en procura de un beneficio para los suscriptores.

Un aspecto interesante de la GD, es su alta competitividad en situaciones extremas de lo que denominaremos el espectro confiabilidad – costo.

Una planta de generación convencional, diseñada de forma adecuada provee firmeza en el servicio del orden del 99.96 %, e incluso se llega a obtener mejores guarismos.

Incluso los mejores equipos de GD, en condiciones favorables, alcanzan valores cercanos al 98 %, siendo 95 % el valor promedio. Esta situación está relacionada al hecho que al equipo deben realizársele tareas de mantenimiento periódicas, e incluso se debe considerar posibles desperfectos del mismo, es decir, salidas de funcionamiento intempestivas.

Sin embargo existe una realidad insoslayable, es el hecho que la GD permite instalar redundancia en los equipos, incluso llegando a un 100 % del consumo, asegurando márgenes de confiabilidad que el SEP no puede garantizar, dado que si bien la generación tiene una alta firmeza, tanto los procesos de transmisión y distribución introducen aumento en la posibilidad de falla.

Por otra parte, en caso que el cliente, de una preponderancia singular al costo del servicio, en detrimento de su calidad y confianza, podrá también optar por un GD, dado que los costos de inversión pueden ser menores, y el servicio adecuarse a sus necesidades.

La conclusión a la que podemos abordar es que la GD permite ajustarse a las necesidades del consumidor, principalmente si éste se encuentra en alguno de los bordes del espectro confiabilidad – costo.

Como podemos observar en la Fig. 2, si las expectativas del suscriptor se ubican en los extremos, es decir, desde el primer punto verde a la izquierda, y desde el segundo punto verde a derecha, la GD es más beneficiosa :

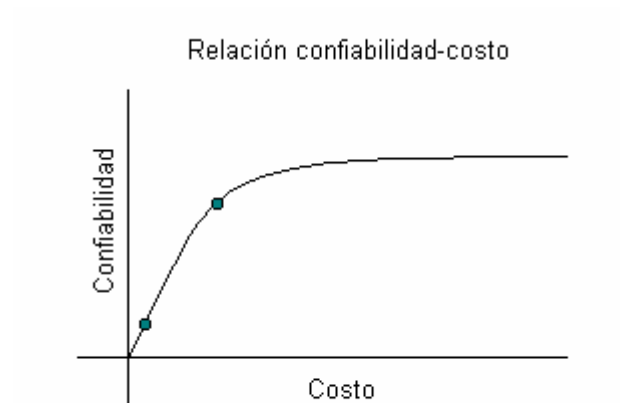
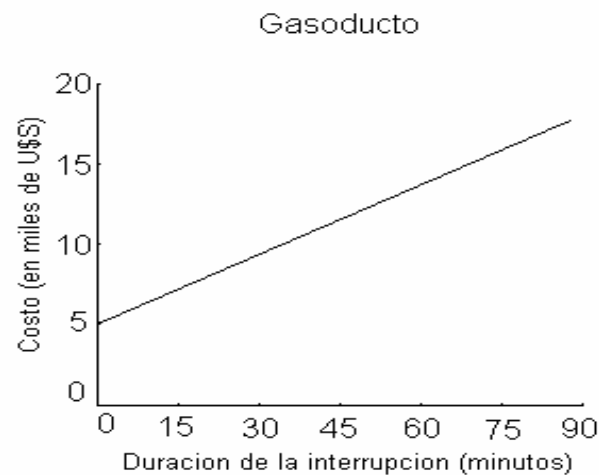


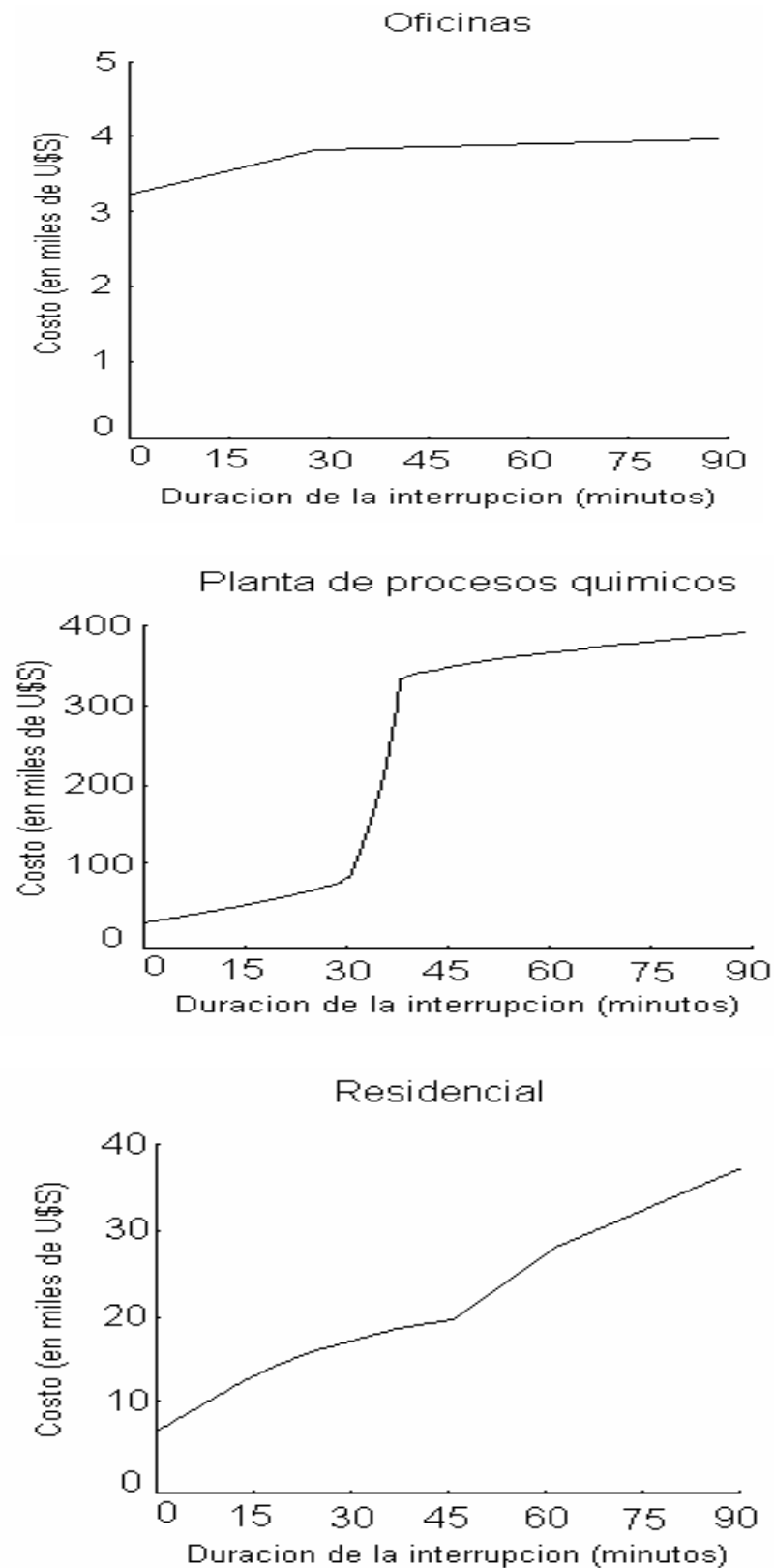
Figura 2

La necesidad de firmeza en el suministro está íntimamente relacionada con el tipo de suscriptor.

Las siguientes Figs. 3, 4, 5 y 6 nos muestran la evolución de las pérdidas por falta de suministro para diferentes escenarios.

El lector podrá apreciar con facilidad, la importancia que puede tener desde el punto de vista económico un confiable abastecimiento energético en algunos tipos de rubros.





Aspectos negativos de la GD

Si bien hemos enumerado los aspectos beneficiosos de una eventual renovación del parque generador, motivada por la generalización de centrales de GD, también parece justo destacar sus aspectos negativos,

que forman parte de ese contrapunto que debe realizar quien o quienes deban estar a cargo de la configuración de índole topológica del SEP.

Entre éstos encontramos:

- La instalación de una unidad de generación por parte de un particular, implica la responsabilidad de operación y mantenimiento de la misma.
- La independencia que se obtiene al dejar de estar dependiendo de la generación externa, tiene por contrapartida una dependencia del despacho del combustible por parte de la empresa encargada del suministro del gas, que trae aparejado el siguiente problema: si el pico en la demanda del gas se produce simultáneamente al pico en la demanda de energía eléctrica, dadas las prácticas comerciales generalizadas en los mercados, puede suceder que el abastecimiento en el combustible se vea afectado en cuanto al flujo del mismo, reduciéndose éste, lo que implica una merma en la capacidad de generación del equipo, o en caso de realizarse el abastecimiento de gas en un mercado spot, un encarecimiento en el insumo, y por consiguiente un aumento en los costos de generación.
- Incertidumbre por nueva tecnología: como es sabido, el advenimiento de una nueva tecnología, está contaminado por tasas de falla mayores a la que ésta tendría una vez asentada y generalizada dentro del mercado, habiendo sido sometida a un proceso de depuración y perfeccionamiento. En la actualidad en el Uruguay, instalar un equipo de estas características implica asumir riesgos tanto en lo relacionado a su correcto funcionamiento, así como también al suministro de combustible, el cual es también novedoso dentro de nuestra plaza.

Generación Distribuida con Turbinas a Gas

Introducción

Los generadores a turbina a gas tradicionales para las empresas suministradoras grandes (“utilities”) son demasiado grandes para aplicaciones de generación distribuida. Hoy día se dispone comercialmente de turbinas de tamaños más pequeños que se ajustan a los requerimientos de la generación distribuida tanto en tamaño físico, eficiencias, combustibles, etc.

Existen tres tipos de turbinas, la grande la mini y la micro; las cuales cubren un amplio rango de potencias y son utilizadas para aplicaciones domésticas (20 kVA) hasta para las empresas suministradoras grandes (100 MVA).

El tamaño que se ajusta a las necesidades de la Planta Generadora en estudio es la mini turbina, cuyas características se esquematizan a continuación:

Rango de capacidades	650 – 10000 kVA
Tamaño similar a	un camión grande
Diseño basado en	Aeronáutica
Combustible típico	Gas natural, Fuel-oil
Fuera de servicio cada	8 meses
Ejes	2
Generador	Sincrónico
Velocidad	3000 r.p.m. constante
Eficiencia de combustión máxima	30 %
Compra e instalación en	2 meses
Costo en origen	450 \$/kW

Como tal, la mini turbina no es tan eficiente, ni tiene necesidades de mantenimiento y costos favorables cuando se le compara con las grandes turbinas. Por otro lado, gozan de robustez y confiabilidad.

El mantenimiento del equipo se deberá realizar, según hoja de datos del fabricante de la siguiente forma:

- Cada 20000 hs un mantenimiento mínimo
- Cada 40000 hs un mantenimiento (profundo)
- Cada 80000 hs un desmantelamiento total del equipo, y posteriormente se rearma.

Extracción de calor para Co-Generación

Una turbina a gas correctamente ajustada en su funcionamiento libera grandes cantidades de gases calientes de escape si se lo compara con otras máquinas como ser las reciprocantes. Por un lado, esto es lamentable puesto que grandes cantidades de energía no pueden ser convertidas en energía eléctrica. Generalmente se trata de darle utilidad a esta energía liberada para otros usos no eléctricos, esto es, para la co-generación o bien recuperar parte del calor liberado y convertir parte en energía eléctrica: turbinas con ciclos combinado y Cheng, y recuperadores para las microturbinas. Estas soluciones son más costosas pero la eficiencia eléctrica de la turbina aumenta apreciablemente.

Extracción de calor para otras aplicaciones

Una opción para un proyectista de GD es utilizar el calor del escape para otra aplicación que no sea la generación eléctrica. El escape de gases calientes de la turbina puede ser utilizada para calentar mediante intercambiadores aire-aire a un edificio, o calentar mediante intercambiadores aire-agua un tanque de agua para uso industrial (vapor) o doméstico (calefacción). En algunas situaciones el dueño de la planta ve a la turbina como un medio de generación de calor con el aditamento de la energía eléctrica.

El trabajo útil o proceso desempeñado por los gases de escape pueden sustituir un gasto energético mediante otra solución, aumentando entonces apreciablemente la eficiencia energética global de la turbina. Por ejemplo, una turbina que tiene una eficiencia de a lo sumo 26 % cuya energía liberada en sus gases de escape es utilizada en un 24 % para calentar agua, calefaccionar o enfriar, lleva a tener una eficiencia neta de combustible de 50 %.

Inyección de vapor para aplicaciones de Generación Distribuida

Se ha comprobado que el concepto de ciclo combinado no es adecuado para aplicaciones de generación distribuida, puesto que involucra una turbina adicional, un generador eléctrico en paralelo adicional y una considerable complejidad mecánica. Esto se apartaría de la concepción de que el generador distribuido debe ser un sistema independiente en si y con baja supervisión.

Por otro lado, el ciclo de Cheng, el cual involucra calentar vapor y realimentarlo en la cámara de combustión junto con el gas combustible, podría ser una interesante propuesta para aumentar la eficiencia en un 5 %. Esto también mejoraría su competitividad por su economía de operación, respecto a la solución del ciclo combinado.

Variedad de combustibles

A diferencia de otras aplicaciones, para la generación de energía eléctrica los combustibles de preferencia son el gas natural y el Fuel-oil. El gas natural provee de una leve mejora en la eficiencia. Por otro lado es un poco más costoso al punto que sería más rentable utilizar el Fuel-oil si no fuera por la calidad pobre de las emisiones de escape de la turbina.

Muchas turbinas son construidas para poder quemar ambos combustibles, generalmente haciéndolo funcionar con gas natural, pero en caso de falla en el suministro del gasoducto se le alimenta desde un tanque de reserva de Fuel-oil, así preservando la alta confiabilidad del suministro.

Conversión Electromecánica

Las mini turbinas a gas casi siempre utilizan alternadores sincrónicos trifásicos para la conversión a energía eléctrica, con velocidades de sincronismo de 1500 o 3000 r.p.m. Dentro de la categoría de mini turbinas, las de menor capacidad giran a velocidades de 5000 a 15000 r.p.m., requiriendo una caja de conversión de velocidades para conectar la turbina con el generador. La caja de velocidades consume un poco de potencia debido a la fricción, generalmente un 3 %.

Los alternadores sincrónicos utilizados para esta aplicación son eficientes hasta un 97 %, durables, confiables, simples de mantener y producen una calidad de potencia excelente a condiciones de velocidad nominal. La velocidad constante no es difícil de mantener puesto que la turbina con su relativamente baja inercia con alto torque, hace que el control sea de rápida respuesta.

Principales ventajas de las Turbinas a Gas

Las turbinas a gas tienen inherentes varias ventajas sobre las otras máquinas de combustibles fósiles, como ser los motores de combustión interna, o las turbinas a vapor, con respecto a mover generadores eléctricos.

1. **Tamaño y peso**
La relación peso-potencia de las turbinas es muy reducida, en una relación de 1/10 con respecto a un motor Diesel.
2. **Confiabilidad**
La simplicidad de su diseño, la presencia de la rotación en todos sus mecanismos, y la mínima contaminación del sistema de lubricación llevan a un sistema de alta confiabilidad. Tiempos medios entre desmontajes de mantenimiento rondan en las 30000 horas (= 3.4 años) suponiendo correcto mantenimiento y operación continua.
3. **Desempeño**
Las turbinas tienen una respuesta superior a las máquinas reciprocantes frente a variaciones de carga y una excelente regulación en régimen.
4. **Capacidad multi-combustible**
Pueden operar con una variedad de combustibles, entre ellos el gas natural, Fuel-oil, propano, queroseno, metano y combustible de avión (J-5).
5. **Mantenimiento bajo**
Las turbinas a gas requieren menor mantenimiento que las máquinas reciprocantes porque no hay que mantener circuitos de refrigeración líquida y presentan una mínima contaminación del sistema de lubricación por sub-productos de la combustión, a diferencia de lo que sucede con motores reciprocantes.
6. **Calor recuperable y co-generación**
Como mencionado recientemente, las turbinas producen un suministro abundante de gases de escape calientes que, si insuficientes para potenciar una segunda etapa de un ciclo combinado tipo Cheng, pueden proveer de calor suficiente para procesos industriales, caldeo de agua y calefacción.

Usualmente los medios para utilizar el calor de escape de la turbina proveen un sistema de amortiguación sonora, a expensas de una leve disminución en la eficiencia, lo cual lo hace apropiado para su utilización en zonas densamente pobladas.

7. Bajas emisiones

El proceso de combustión dentro de una turbina tiene lugar en un exceso de aire y por lo tanto los productos de la combustión son inherentemente más limpios que los escapes de las máquinas reciprocantes. Las últimas tecnologías de reducción de emisiones han llegado a cumplir ampliamente con todos los requerimientos ambientales, aun los más estrictos.

Principales desventajas de las Turbinas a Gas

Las turbinas a gas también tienen debilidades, y sus principales desventajas respecto a otros motores primarios disponibles en el mercado van en la alta tecnología requerida para su construcción.

1. Costo inicial

Las turbinas a gas tienen un costo inicial mayor que sus contrapartes Diesel, aunque mucho más baratas que las celdas de combustible al presente. Esto se debe a las tecnologías de materiales de alta resistencia, alta temperatura y diseños de la talla de la aeronáutica militar.

2. Requerimientos de capacitación para el mantenimiento

A pesar de que gozan de requerimientos de mantenimiento bajos, éste debe efectuarse con personal capacitado no tan disponible como para las máquinas reciprocantes. Adicionalmente, los materiales utilizados y el maquinado de las piezas son sumamente costosos. Sin embargo, las máquinas reciprocantes de última generación tienen tecnologías comparables en complejidad con la de las turbinas a gas.

3. Consumo de combustible

Los generadores distribuidos con turbina a gas modernos tienen eficiencias que rondan entre el 28% y el 32 %. Estas son buenas eficiencias pero no lo suficiente si se las compara con las de las máquinas reciprocantes con 38 % y las celdas de combustible con 44 %.

4. Sensibilidad a las condiciones ambientales

Las turbinas a gas son particularmente sensibles si se las compara con la sensibilidad que tienen las máquinas reciprocantes frente a temperatura, presión y humedad ambiente. Éstas afectan directamente la potencia extraída y la eficiencia.

5. Ruido y vibraciones

El hecho de que las turbinas son más silenciosas y producen menos vibración que las máquinas reciprocantes no quiere decir que está resuelto el problema. Las turbinas producen ruido de altas frecuencias difícil de amortiguar sin perder desempeño en eficiencia y potencia de salida.

Conclusiones

En una primera aproximación se puede ver que la elección de una turbina a gas como motor primario para la generación de energía en Zonamérica es bastante acertada si se consideran las siguientes características:

- Presencia de un parque industrial y de servicios con requerimientos crecientes de energía de alta confiabilidad
- Exención de impuestos de importación y a los servicios de agua, gas, y electricidad.
- Gasoducto de gas natural muy próximo.

- Entorno natural y urbano con requerimientos de limpieza ambiental alta.
- Entorno de oficinas con requerimientos de acondicionamiento acústico altos.

Referencias: [23]

Medio Ambiente vs. Rentabilidad: un debate ineludible

Es indudable que en los últimos años a nivel mundial ha habido grandes cambios, destacándose entre ellos, el gran desarrollo en la esfera de las telecomunicaciones, y los avances en la tecnología. Todo ello lleva a una mayor necesidad de consumo de energía eléctrica, siendo éste en la actualidad uno de los bienes más preciados, y en algunos casos los daños causados por un corte en el suministro pueden ser invaluableles.

Dado que la población cada vez es más ‘voraz’ y las necesidades de este bien son mayores, la inversión en nuevas tecnologías y mejoras de las ya existentes, así como también la constante búsqueda de nuevos energéticos, son temas que no son ajenos a la realidad científica mundial.

En las últimas décadas en particular en paralelo al desarrollo de nuevas tecnologías, surge la problemática medio ambiental ocasionada por varios factores como ser la mala combustión de los derivados de petróleo, el uso de aerosoles, el mal reciclado de deshechos químicos, etc.

Nos encontramos ahora en el siglo XXI con la difícil tarea de encontrar un punto óptimo en que las necesidades energéticas mundiales puedan coexistir sin alterar en forma significativa al medio ambiente.

Aspectos de la planificación a largo plazo

La sociedad ve a los servicios energéticos como un bien al cual tiene en cierto modo derecho y no se preocupa demasiado de la prestación de los mismos hasta que éstos entran en crisis. Muchas veces, la sociedad rechaza o entorpece la realización de obras y la instalación por ejemplo de centrales eléctricas, refinerías de petróleo o líneas de transmisión de energía eléctrica aun que se consideren obras de relevancia, como manifestación del síndrome “not in my backyard”, cuyo significado apunta a describir como en un sinnúmero de ocasiones empresas relacionadas al sector energético encuentran trabas a la hora de realizar obras de expansión. En nuestro país UTE en más de una ocasión, ha visto alterado su cronograma de obras por motivos de demora en la expropiación de terrenos y a su vez muchas obras se han encarecido debido al pago a los propietarios de los mismos por alteraciones en éstos.

Las obras de infraestructura energética tanto del lado de la oferta como de la demanda requieren lapsos muy prolongados para concretarse e inversiones muy grandes para los actores, razón por la cual no pueden emprenderse cuando se ha llegado al colapso. Es decir que la concreción de las hipótesis implicará la realización de tales obras.

Esto debería conducir a una planificación por lo menos indicativa que en cierto modo se superpone a la libre competencia entre energéticos y entre los distintos actores del mercado. Se debería analizar la demanda en sus tendencias y en su crecimiento, fijando políticas de tarifación. Se destaca que a través de esas políticas y de una adecuada concienciación de los usuarios se contribuye a solucionar, por ejemplo, la curva de carga en el sistema eléctrico mejorando la utilización de la potencia disponible y retardando la necesidad de inversiones en infraestructura.

Asimismo, las distintas etapas relacionadas con los energéticos: explotación, producción, transporte, distribución y uso están estrechamente vinculadas con el ambiente y producen efectos sobre éste que deben ser cuantificados y atendidos.

El peso relativo que deberá tener el cuidado del medio ambiente y el énfasis en el crecimiento económico lleva a dos hipótesis de interés.

- La primer hipótesis con énfasis **ecológico**, destaca un alto cuidado del medio ambiente, con decisiones que lo preservan aunque esto pueda implicar una merma en la reactivación económica a corto plazo, o incluso un incremento de costos. Las características generales de la hipótesis que da prioridad al ambiente son: el incentivo de la conciencia ambiental, el uso racional de la energía y el ahorro energético manteniendo la calidad de vida, la productividad, la preservación de recursos y la seguridad de las personas.
- Una segunda hipótesis, de corte **económico**, destaca los aspectos referentes a la inversión productiva como prioritario y la reactivación económica se antepone a los cuidados ambientales que sería deseable realizar. Se atiende el medio ambiente en lo que limita directamente la realización de inversiones o la venta de productos en el exterior donde aparecen exigencias relacionadas al mismo. Las características generales del escenario que da prioridad al crecimiento económico son: fuerte integración regional, elevación de la capacidad de producción, mejoramiento de las capacidades comerciales del país preocupación por “el cliente” como consumidor pero librado a las fuerzas del mercado.

Actualidad

La tendencia en los países de Europa y Canadá es dar prioridad al medio ambiente, mediante la utilización de fuentes de energía denominadas ‘verdes’. Por otra parte la inversión en desarrollo de nuevas tecnologías más eficientes y uso de energéticos menos contaminantes es tema de interés en estos países.

Uruguay no se caracteriza por ser un país con tendencias ecológicas, los decretos nacionales y municipales en temas tales como emisiones atmosféricas son obsoletos en países europeos. Es de esperar sin embargo que en el caso de desarrollar nuevas centrales energéticas en nuestro país, éstas cumplan con los requisitos medioambientales recomendados por el Banco Mundial.

SECCIÓN 2

DISEÑO DE LA PLANTA

Especificación de la Potencia Nominal de la Planta Generadora	3
Descriptivo de la Planta 'Genergía'	4
Listado de equipamiento básico para la Planta Generadora.....	4
1. Turbogenerador	4
2. Transformador de Potencia	5
3. Interruptores	5
4. Dispositivos de Protección	5
5. Sala de Comando	5
Dimensionado de la subestación	6
Punto de Interconexión eléctrica.....	6
Anillo de Zonamérica.....	7
Descriptivo del Diagrama Unifilar Tentativo	8
Autorización de la Interconexión con la Red Eléctrica.....	11
a) Condiciones para la puesta en marcha.....	11
b) Autorización para obtención de licencia como generador	12
c) Requisitos generales a cumplir para obtener la licencia como autoprodutor	12
Contrato y suministro de Gas Natural	12
Protecciones del equipamiento.....	13
Malla de Puesta a Tierra.....	13
Descargas atmosféricas	14
Aislamiento acústico	14
Emisiones Atmosféricas	14
Ingeniería del Diseño	14
1. Criterios para la Interconexión de un Generador a la Red de Distribución	15
Introducción	15
1. Requerimientos de Calidad generales	15
2. Criterios Técnicos de Diseño	16
3. Aspectos sobre la Calidad de Potencia.....	23
2. Protección de la Interconexión de Generadores.....	26
Introducción	26
Protección de la interconexión versus Protección de Generadores.....	27
Pequeños Generadores de PIEEE Dispersos o Distribuidos	29
Impacto de la conexión del Transformador de Interconexión en la Protección de la interconexión.....	29
Métodos y procedimientos de Protección de la interconexión de Pequeños Generadores Dispersos.....	32
Aplicación al caso de estudio	38
Conclusiones	39
3. Protección de Generadores	40
Introducción	40
Generalidades.....	40
Falla a Tierra en el devanado del Estator.....	44
Consideraciones sobre la conexión a tierra del neutro	44
Fallas de Fases del Estator.....	46

Tierra en el Campo	46
Frecuencia Anormal.....	47
Sobreexcitación y Sobretensión.....	49
Pérdida de Campo.....	50
Pérdida de Sincronismo.....	52
Desbalance de Corriente	54
Respaldo del Sistema.....	55
Energización inadvertida del Generador	55
Disparo del Generador	55
Configuración típica para los Protecciones	58
Sincronizador automático	60
Límites Operativos de los Generadores Sincrónicos.....	63
Arranque del Turbogenerador.....	67
4. Protección del Transformador.....	67
Introducción.....	67
Distintos tipos de protecciones	68
Aplicación al caso de estudio.....	71
5. Protecciones de la Subestación del Generador	71
Introducción.....	71
Nuestro sistema.....	72
Distintas topologías de funcionamiento.....	73
Determinación de protecciones	73
6. Puesta a Tierra de la Subestación del Generador	76
Introducción.....	76
Seguridad a las Personas.....	76
Mallas de Tierra.....	79
Clasificación de los Sistemas de Baja Tensión según la conexión del neutro	79
Factores que intervienen en el diseño de un sistema de puesta a tierra.....	81
Pasos a seguir para el dimensionado de un Sistema de Puesta a Tierra.....	82
Malla de Puesta a Tierra.....	83
Aplicación a la Subestación del turbogenerador	85
7. Protección contra Descargas Atmosféricas	88
Introducción.....	88
Índice Cerámico.....	88
Densidad de Rayos	89
Evaluación de riesgo	89
Componentes básicos de una protección contra impactos directos.....	91
Determinación de la zona protegida	91
Evaluación de Riesgo en nuestra planta.....	91
8. Contaminación ambiental	93
Gas Natural	93
Conclusiones.....	94
Diseño del sistema de aislamiento acústico	94
Suelo	95
Techo	95
Paredes.....	96
Aplicación a nuestro caso particular	96

Especificación de la Potencia Nominal de la Planta Generadora

A partir de las proyecciones estimadas considerando un régimen de trabajo como Autoprodutor y las restricciones reglamentarias impuestas para este tipo de agente, definiremos la potencia nominal de la planta generadora.

Según Artículo 7 del Reglamento General del Marco Regulatorio del Sistema Eléctrico Nacional, se define Autoprodutor como:

“Es un Agente con una potencia instalada de generación superior a los 500 kVA y cuya energía anual generada vendida al MME no puede superar el 50% de su generación anual, que consume todo o parte de la energía que produce.”

Para determinar la potencia del equipo a instalar nos regimos por los siguientes criterios:

- Criterio 1: El equipo a instalar debe ser capaz de brindar un suministro permanente de energía para cubrir los servicios ininterrumpibles. Para estimar su potencia tomaremos como referencia el consumo diurno en los días no laborables, y las proyección estimada de crecimiento a 20 años de los mismos.
- Criterio 2: Utilizar el equipo disponible en plaza cuya potencia sea la menor más próxima, o en el mejor de los casos igual a la máxima establecida por la reglamentación vigente (ver Artículo 7) para cumplir con el requisito de Generación Distribuida.
- Criterio 3: Utilizar un equipo de potencia intermedia entre los dos valores obtenidos mediante los criterios anteriores.

El criterio 1 no brinda de acuerdo a nuestras predicciones de crecimiento, una sustancial mejora en la confiabilidad de abastecimiento energético respecto a la configuración presente de Zonamérica dado que en los próximos años la demanda de energía en horario laborable será muy superior a la potencia nominal del equipo elegido de acuerdo a este criterio. Por otra parte la capacidad de venta de energía será reducida. La ventaja de este criterio es que siempre se cumple las condiciones requeridas para ser Autoprodutor.

El transformador de entrada actual es de 3 MVA, cota máxima del flujo de entrada-salida de potencia del sistema. Por este motivo se hace imposible vender a una potencia mayor a la antes mencionada, y considerando que los horarios en los cuales hipotéticamente se vendería energía son en los que Zonamérica tiene un menor consumo interno (en los primeros diez años según nuestras proyecciones menor que 2 MW) el generador de 5 MW va a estar sub-utilizado en forma permanente, a menos que se adquiriera un equipamiento de entrada acorde a esta potencia, lo cual acarrearía un costo extra.

El último criterio apunta a potenciar los aspectos positivos y atenuar los negativos de los anteriores, por un lado buscando tener un margen más amplio ante la hipótesis de un crecimiento mayor en los servicios ininterrumpibles, y permitiendo mayores posibilidades de venta de energía. A su vez, se optimizará el despacho del equipo para su funcionamiento cercano a su capacidad nominal. Por estos motivos de ahora en adelante nos amoldaremos a la opción establecido en el criterio 3.

Los equipos que conocemos tales como el Typhoon (3.93 MWe) de Alstom, y Centaur 40 (3.515 MWe) de CAT son los cuales se ajustan de manera más adecuada a los criterios, eligiendo entonces el de 3.515 MWe por poseer mayor información.

Descriptivo de la Planta ‘Genergía’

Para la implementación de la planta de generación es necesario diseñar adecuadamente la subestación donde se alojará el equipo turbogenerador. Un correcto diseño debe contemplar varios puntos, destacándose entre ellos: el área necesaria para la instalación de los equipos, punto de interconexión, dimensionado de la malla de puesta a tierra de la instalación, las protecciones contra descargas atmosféricas, las protecciones del equipamiento contra defectos y anomalías.

Otros aspectos que debemos considerar son el punto de interconexión, la configuración del Anillo de Zonamérica, y los contratos para la generación de energía eléctrica y el suministro de gas natural.

Una vez instalada la planta se cumplan con todas las reglamentaciones nacionales e internacionales vigentes.

Listado de equipamiento básico para la Planta Generadora

1. Turbogenerador

Turbina a Gas

- Marca / Modelo: Centaur 40 Industrial, uniaxial
- Compresor axial: 11 etapas
- Cámara de combustión: Anular, 10 inyectores
- Combustible: Gas Natural

Caja de reducción

- Epicíclico a 1500 rpm

Generador

- Síncrono, con excitador sin escobillas
- Trifásico, seis bornes
- Tensión nominal 6600 V
- Conexión en delta
- Polos Salientes
- Cojinetes de manguito
- Carcaza a prueba de goteo
- Transductores de vibración
- Regulador de Tensión en estado sólido con generador de imán permanente
- Operación continua

Equipamientos y servicios

- Bastidor de acero con bandejas de goteo
- Arranque directo con C.A.
- Sistema de combustible para Gas Natural
- Sistema de Control
 - PLCs microprocesados
 - Control del generador
 - Monitoreo de Temperatura y Vibraciones
 - Sincronización automática
 - Regulador de potencia reactiva / factor de potencia

- Consola de control y visualización remota
- Terminal de programación
- Mapa de desempeño de la turbina
- Registrador histórico
- Sistema de Lubricación integrado
 - Bomba de aceite accionada por la turbina
 - Bomba de aceite de respaldo
 - Radiador de aire / aceite
 - Tanque de aceite con calentador
 - Filtro de aceite
- Servicios auxiliares
 - Sistema de carga de baterías 24 VCC
 - Sistema de Limpieza de Turbina
 - Polipasto
- Acondicionamiento acústico
 - Silenciadores para toma de aire y escape
 - Toma de aire con filtro autolimpiante
 - Paneles acústicos montables sobre las paredes del recinto

2. Transformador de Potencia

- Potencia nominal: 4 MVA
- Tensiones nominales: 22 / 6.6 kV

3. Interruptores

a. Disyuntor

- Tensión nominal: 22 kV
- Corriente nominal: 400 A

b. Seccionadores + P.A.T.

- 3 unidades
- Tensión nominal: 22 kV
- Corriente nominal: 630 A

4. Dispositivos de Protección

- Relés del Transformador
- Relés del Punto de Interconexión
- Incendio
- Pararrayos
- Malla de Tierra

5. Sala de Comando

- Tableros generales
- Equipamiento de control y supervisión
- Consola con equipamiento informático

Dimensionado de la subestación

El edificio donde se instalará el sistema de generación será un galpón de chapa corrugada acondicionado acústicamente, con las siguientes dimensiones 20 m x 15 m x 5 m

Dentro de la edificación se instalará el equipo turbogenerador, el transformador de máquina, el transformador de servicios auxiliares y todos los dispositivos necesarios para asegurar un adecuado funcionamiento del sistema.

La separación entre los equipos y paredes debe ser la suficiente para el desarrollo de tareas de mantenimiento.

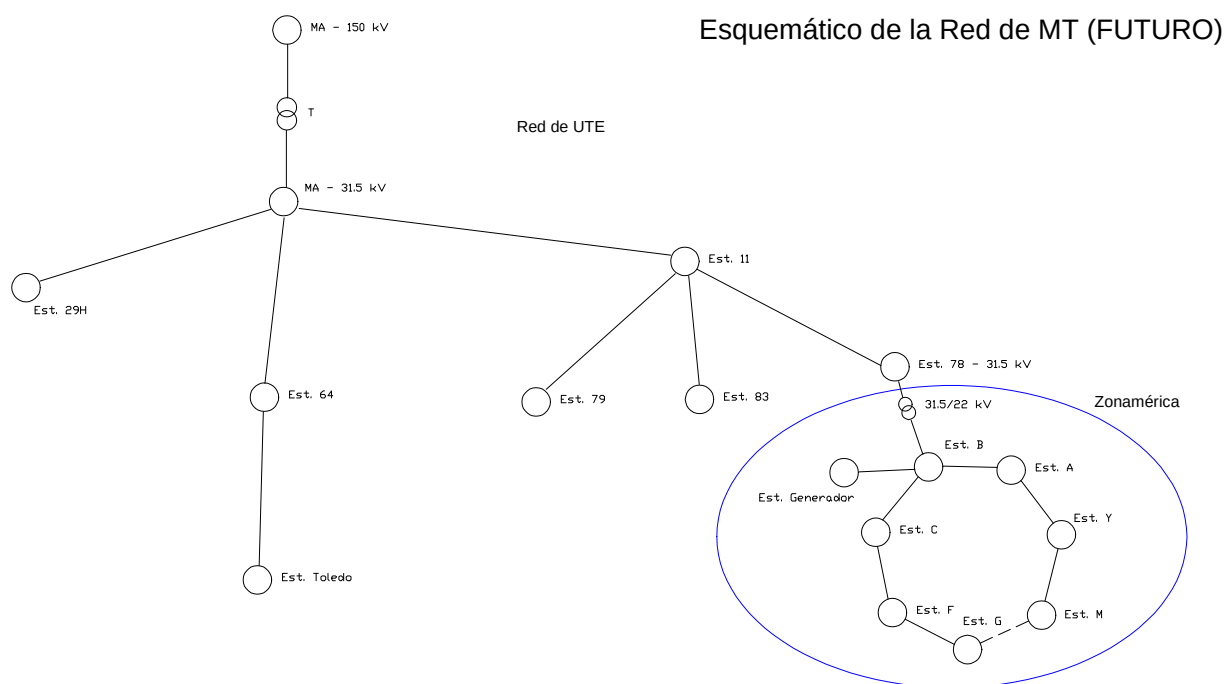
Contará además con una sala de comandos, desde la cual se podrá monitorear el estado de todos los componentes de la planta y del punto de interconexión y se prevé la existencia de un sanitario y de un depósito de materiales y herramientas.

Punto de Interconexión eléctrica

Conectaremos al sistema de generación en la subestación propia de entrada (S.E. B) a la Z. América, no sobrecargando las líneas de las subestaciones que están ubicadas aguas abajo. Debido a los cambios a efectuarse en el anillo interno de Z. América y el futuro cambio de nivel de tensión de distribución a 22 kV, es conveniente interconectar este sistema a esta nueva tensión.

Si lo conectáramos a 31.5 kV podríamos intercambiar un mayor flujo de potencia, pero eso significaría que en el momento en que se produzca el cambio de tensión proyectado por UTE se tuviera que invertir en un nuevo transformador de máquina para adaptar las tensiones.

A continuación se presentan un esquemático global del punto de interconexión:



Anillo de Zonamérica.

En la actualidad la instalación eléctrica en Zonamérica está implementada en dos niveles de tensión, un tramo de la instalación en el nivel de tensión de 31.5 kV y el otro en 22 kV.

Esta situación se verá modificada en breve, debido a que es intención de unificar los niveles de tensión, Zonamérica migrará en pocos años todas sus instalaciones al nivel de 22 kV con una topología de tipo anillo.

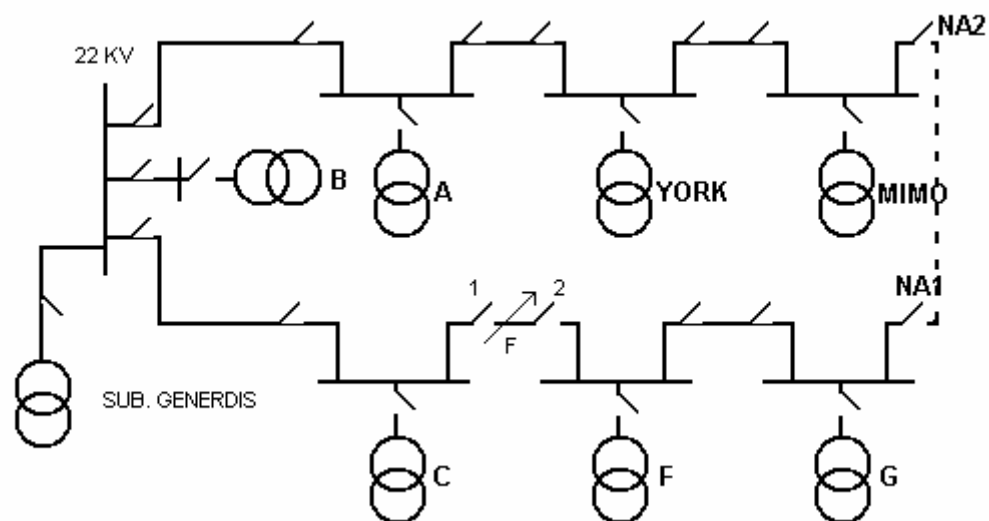
Distintos tipos de topologías de anillo:

- 1 – Anillo abierto
- 2 – Anillo cerrado

Anillo abierto

La ventaja que presenta es que el poder de corte de los disyuntores de línea son menores que en el anillo cerrado, esto se debe a que en el caso de anillo cerrado cuando se presenta un defecto en la línea, la impedancia vista por el defecto es el paralelo de los dos tramos de línea que quedan divididos por el defecto, provocando una impedancia resultante menor y por dicho motivo una corriente mayor.

A continuación se presenta un ejemplo de la topología de anillo abierto: Supongo en primera instancia funcionamiento normal, lo cual implica que NA1 y NA2 se encuentran abiertos y por ende la línea entre MIMO y G fuera de servicio. En determinado momento se produce un defecto en el tramo comprendido entre el disyuntor 1 y 2, lo cual trae consigo que se abran los disyuntores 1 y 2, quedando aislado el tramo de línea comprendido entre ambos. Posteriormente se cierran los disyuntores de NA1 y NA2, de esta forma el anillo queda dividido en dos tramos provisorios, y ninguna subestación sale de servicio.

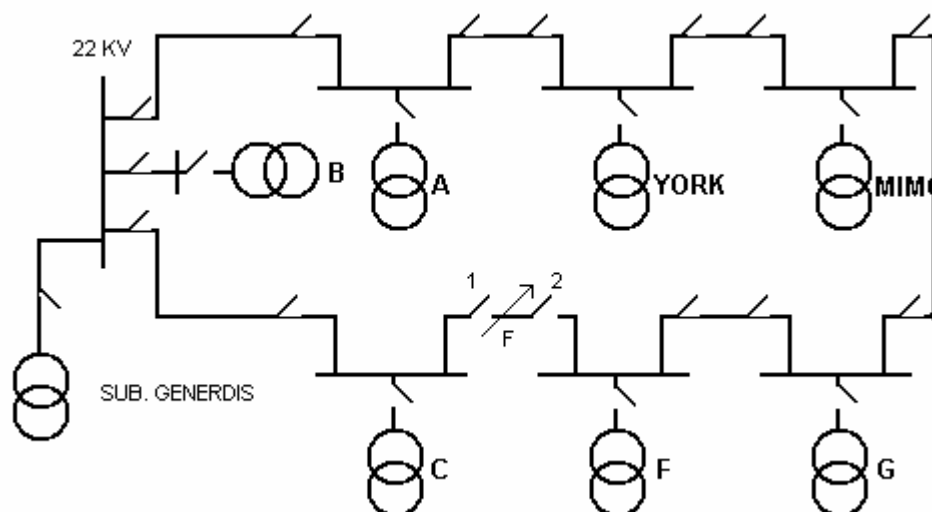


Anillo cerrado

La ventaja que presenta es que requiere conductores de menor sección que en el caso de un anillo abierto, debido a que la alimentación se realiza en forma bilateral.

En la figura a continuación se presenta un ejemplo de la topología de anillo cerrado: supongo en primera instancia funcionamiento normal, lo cual implica que todos los disyuntores se encuentran cerrados. En determinado momento se produce un defecto en el tramo comprendido entre el disyuntor 1

y 2, lo cual trae consigo que se abran los disyuntores 1 y 2, quedando aislado el tramo de línea comprendido entre ambos. El anillo queda abierto y ninguna subestación sale de servicio.



Observaciones

En nuestro estudio, basados en conversaciones con proyectistas de Zonamérica de ahora en adelante supondremos que la topología que se implementará será de tipo anillo abierto.

Para que los costos de la instalación eléctrica sean menores se utilizará por tramo de línea un disyuntor y un seccionador, en vez de dos disyuntores.

Descriptivo del Diagrama Unifilar Tentativo

El Diagrama Unifilar Tentativo en Media Tensión (ver Apéndice “Diagramas y Tablas”) surge del esquema eléctrico existente en Zonamérica, y se intentó desarrollarlo con los criterios y prácticas habituales de la ingeniería eléctrica. Principalmente atañe a la diagramación eléctrica de la Estación Generadora y su enlace con la subestación “B” de entrada a Zonamérica.

Los pormenores del equipamiento eléctrico principal a utilizar se encuentran en el Pliego de Condiciones.

Se describirán y citarán punto a punto del diagrama los equipamientos eléctricos proyectados.

1. Subestación B de Zonamérica

a. Protecciones de la entrada a Zonamérica

Las protecciones del Punto de Interconexión entre las Redes de UTE y Zonamérica discutidas en “Protecciones del Punto de Interconexión” obtendrán las señales de corriente y tensión trifásico por medio de transformadores de potencial y de corriente existentes colocados del lado de 31.5 kV del transformador.

La lógica de disparo estará coordinada con las protecciones de la Subestación generadora.

b. Barras de la Subestación B

No habrán cambios de capacidad puesto que las magnitudes del flujo de potencia no superará la existente.

c. Línea de enlace entre la SE 78 con la SE B

Ídem a.

d. Disyuntor de entrada a Zonamérica

Ídem a.

2. Punto de interconexión entre la Estación Generadora y el anillo de Zonamérica.

Se eligió el alimentador '22G1' de la SE B lado 22 kV como punto de enlace debido a que si hubiera sido en otro punto del anillo, el tramo recorrido por líneas hubiera sido mayor, aumentando la probabilidad de falla y la caída de tensión.

Desde el punto '22G1' habrá un disyuntor con disparo de sobrecorriente de línea y homopolar ajustados coordinadamente con el disyuntor de la planta generadora, así evitando alimentación de un cortocircuito por parte de la SE B. Se colocarán los seccionadores de cuchilla manuales de corriente nominal 630 A con puesta a tierra con enclavamiento a ambos lados del disyuntor por seguridad en las maniobras de mantenimiento.

3. Enlace entre la Estación Generadora y el anillo de Zonamérica.

Se implementará con cuatro conductores subterráneos de aprox. 140 m de largo de 95 mm² de sección en aluminio con XLPE de aislación para 24 kV. El cuarto conductor es de socorro. La elección de la sección* fue según la corriente nominal del generador con un margen de seguridad de 1.2 en caso de que trabaje en sobrecarga, multiplicada por dos para prever un futuro generador de similares características.

4. Estación Generadora**a. Barras 22 kV de la Estación Generadora**

De las barras está en el alimentador '22S1' la entrada de la línea de enlace con SE B, también hay una salida desde '22G1' para el alimentador del generador, una salida desde '22T1' para el alimentador del transformador de servicios auxiliares, una salida desde '22M1' para la medición de energía y una salida de reserva '22R1' en caso de futuro equipamiento.

b. Entrada de la línea de enlace con la SE B

Los conductores del exterior entrarán subterráneamente directo al celdario.

c. Barras en 22 kV en el celdario

El enlace entre seccionador y el disyuntor se hará por medio de un juego de barras de 35 mm². La elección de la sección ($I_n = 120$ A) fue según la corriente nominal del generador con un margen de seguridad de 1.2 en caso de que trabaje en sobrecarga.

En el punto '22S1' está la celda con el seccionador de cuchilla manual de corriente nominal 630 A con puesta a tierra que sería utilizado en las maniobras de mantenimiento.

d. Disyuntor de máquina

* Las secciones de los conductores fue obtenida de tablas normalizadas de IMSA - Argentina (ver Apéndice de Hojas de Datos)

El disyuntor del bloque generador-transformador será de corriente nominal 400 A y poder de corte 12.5 kA. Debido a la oferta del mercado ésta se encuentra sobredimensionada para el rango de funcionamiento del generador ($I_n = 1.2 \cdot 105 \text{ A} = 126 \text{ A}$).

Será comandado por las protecciones asociadas al bloque transformador-generador.

e. Enlace entre el Disyuntor de máquina y el transformador

Se implementará con tres conductores de aprox. 8 m de largo de 35 mm² de sección en aluminio con XLPE de aislación para 24 kV.

Los cables serán canalizados en disposición plana, separados un diámetro del resto y su superficie de apoyo será cemento.

f. Transformadores de medida

Los transformadores de medida serán dimensionados en su bobinado primario según las corrientes nominales con cierto factor de seguridad, y en su bobinado secundario en acorde a las requerimientos del equipamiento de protecciones asociado.

g. Transformador de máquina

Las protecciones del transformador discutidas en “Protecciones del Transformador” obtendrán las señales de corriente y tensión trifásico por medio de transformadores de potencial y de corriente colocados del lado de 22 kV del transformador.

Llevará del lado de alta tensión un descargador de sobretensión.

h. Enlace entre el Transformador de máquina y el generador

Se implementará con barras de aprox. 20 m de largo de 185 mm² de sección en aluminio con XLPE de aislación para 13.2 kV. La elección de la sección ($I_n = 407 \text{ A}$) fue según la corriente nominal del generador con un margen de seguridad de 1.2 en caso de que trabaje en sobrecarga. Las barras serán instaladas en aire por escalerillas y en disposición plana.

i. Generador

Las protecciones del generador discutidas en “Protecciones del Generador” obtendrán las señales de corriente y tensión trifásico por medio de los mismos transformadores de potencial y de corriente utilizados para el transformador de máquina y por medio de un transformador de corriente conectado en el neutro. Llevará cercano a sus bornes un descargador de sobretensión.

j. Conductor del neutro del generador

Se implementará con un conductor de 185 mm² de sección en aluminio con XLPE de aislación para 13.2 kV. La elección de la sección ($I_n = 407 \text{ A}$) fue suponiendo que la corriente de cortocircuito monofásico máximo del generador fuera reducido a un valor levemente superior al nominal del generador con el reactor en el neutro.

k. Impedancia del neutro del generador

Se implementará con un reactor cuyo valor será lo suficiente como para reducir la corriente de cortocircuito monofásico cercano al generador a un valor comparable con la corriente nominal del generador, así evitando daños en el estator.

l. Medidores de Energía

Por medio de transformadores de corriente colocados en la línea del alimentador al generador y transformadores de potencia en barras del lado de 22 kV se medirá la energía activa y reactiva para contabilización.

m. Transformador auxiliar

El transformador auxiliar de 22/0.4 kV será alimentado por medio de un disyuntor con protección por sobrecorriente. Éste alimentará al tablero en Baja Tensión de servicios auxiliares.

El dimensionado de los conductores figura en el Diagrama Unifilar.

Autorización de la Interconexión con la Red Eléctrica

Para la realización de una planta generadora de estas características será necesario cumplir ciertos requisitos y disposiciones vigentes. Las principales que atañen a nuestro proyecto se encuentran compendiadas en el Glosario. Sin perjuicio de lo cual haremos referencia a algunas importantes.

a) Condiciones para la puesta en marcha

Según Artículo 15 del Reglamento General del Marco Regulatorio del Sistema Eléctrico Nacional debemos considerar como parte actora en el mercado los siguientes puntos:

- Cumplimiento de las condiciones generales y especiales relativas a la concesión.
- Capacidad técnica y económica para cumplir metas y obligaciones respectivas.
- Adecuación técnica de las obras e instalaciones proyectadas para cumplir las metas y obligaciones respectivas.
- Factibilidad económico y financiación del proyecto.

El Artículo 16 del anteriormente citado Reglamento establece la necesidad de fijar las siguientes condiciones:

- Características y plan de las obras e instalaciones a realizar así como sus modificaciones y ampliaciones.
- El plazo inicial de duración de la concesión no podrá exceder los treinta años y se considerará prorrogado por periodos de diez años si ninguna de las partes denuncia el contrato correspondiente con una antelación no menor de dos años al vencimiento de dicho plazo.
- Plazo para la iniciación y terminación de las obras e instalaciones que fueran necesarias.
- Si correspondieren, las garantías que deberá prestar el concesionario (en nuestro caso Zonamérica) para asegurar el fiel cumplimiento de sus obligaciones.
- Las causales de caducidad y revocación.

b) Autorización para obtención de licencia como generador

Según Artículo 53 del Reglamento del Mercado Mayorista de Energía Eléctrica el ingreso de un generador conectado al Sistema Interconectado Nacional (SIN), incluyendo el caso del Autoproducer será necesaria la autorización del Poder Ejecutivo.

El Artículo 54 establece los requisitos para la autorización de generación, la misma se presentará en el Ministerio de Industria, Energía y Minería incluyendo:

- Identificación del peticionario.
- Memoria descriptiva y planos generales del proyecto.
- Cronograma de ejecución de las obras.
- Presupuesto del proyecto.
- Especificación de los terrenos fiscales y particulares que se utilizarán.
- Especificación de los bienes nacionales de uso público que se usarán.
- Autorización ambiental previa.

c) Requisitos generales a cumplir para obtener la licencia como autoproducer

Según Artículo 55 para ser considerado Autoproducer deben cumplirse los siguientes requisitos:

- Tener características y requisitos definidos por el Reglamento General.
- La energía anual generada que vende al Mercado Eléctrico (MME) no puede ser superior al 50% de su generación anual, debido que en caso contrario será considerado Generador.

El Artículo 56 establece que toda empresa que deseara participar como Autoproducer deberá presentar una solicitud de autorización al Regulador incluyendo entre otros puntos:

- Identificación.
- Proyecciones para los siguientes 36 meses, la potencia efectiva, consumo anual y demanda máxima.

Según Artículo 57, antes de la finalización de cada año se deberá presentar ante el Regulador la información anual de potencia efectiva, consumo, generación total propia, compras y ventas de energía en el MME y observaciones relevantes, siendo esta información la que verificará si se continúa cumpliendo con los requisitos establecidos para ser Autoproducer.

Según Artículo 58, dentro de los criterios, porcentajes y procedimientos que establece el Reglamento de Distribución, el Autoproducer cuya generación tenga la característica de Generación Distribuida podrá vender potencia y energía a su Distribuidor.

Contrato y suministro de Gas Natural

El suministro de gas natural se hará mediante un contrato con la empresa que posee la concesión del tramo de gasoducto cuyo recorrido es próximo a Zonamérica, lo que implicaría la ausencia de gastos extras en la acometida para la planta.

Los contratos tienen una duración de diez años, con opción a ampliación del caudal, estando éste vigente aún. Son dos los tipos de contrato:

- a- Firme

b- No Firme

El contrato Firme establece una venta constante y segura a lo largo del tiempo, con un precio fijado de antemano por ambas partes.

El contrato No Firme establece que durante el tiempo en el cual hay excedente de gas, se puede adquirir a un precio menor, pero no asegura la disponibilidad del combustible en forma permanente, siendo probable que en los períodos en los cuales el consumo de gas sea mayor, a vía de ejemplo los meses de invierno.

El precio del gas natural durante el año oscila en el entorno de 3 U\$\$/MBTU, teniendo fluctuaciones del 8% en períodos de mayor demanda con respecto a los de menor. Incluido en el precio se encuentra el costo del transporte, siendo aproximadamente la mitad del total.

Para satisfacer la condición de Gran Consumidor es necesario tener un consumo mayor o igual a 5000 m³/día.

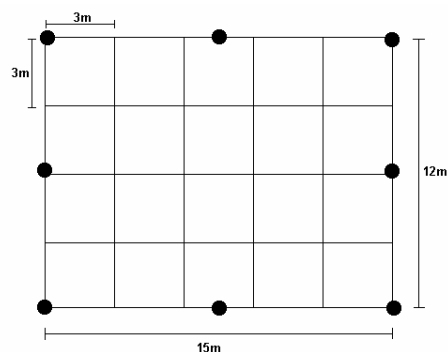
Protecciones del equipamiento

Se optó por razones económicas en proteger al grupo generador-transformador como si fuese una única entidad. Las protecciones que se emplearán luego de realizar un estudio exhaustivo de la planta en “Protección de la Subestación del Generador” fueron las siguientes:

<i>Números de los dispositivos</i>	
25	Sincronizador
50	Relé de sobrecorriente instantáneo
51	Relé de sobrecorriente temporizado
51N	Relé de sobrecorriente por el neutro
52	Disyuntor
87	Diferencial
32	Relé Potencia Inversa
46	Relé Secuencia Inversa

Malla de Puesta a Tierra

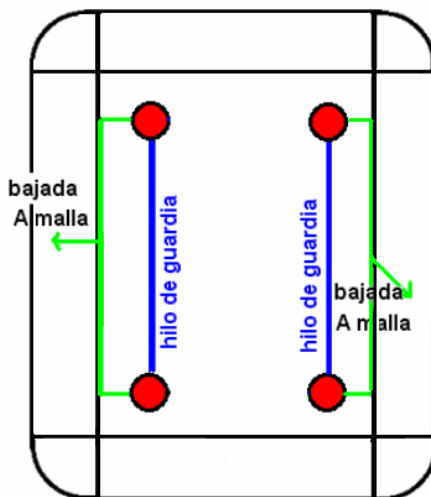
El dimensionado detallado de la malla de puesta a tierra será discutido en “Puesta a Tierra de la Subestación del Generador”. La malla se implementará de forma que su resistencia sea de 5 Ω . La malla estará enterrada 1.6 metros, estará formada por conductores de cobre y se agregaran en los bordes de la malla jabalinas. Todas las partes metálicas de la instalación serán puestas a tierra a través de conductores de cobre que estarán unidos a la malla. En la figura siguiente se presenta un esquema de la malla que se empleará, indicándose las dimensiones y los puntos de la malla donde se instalarán las jabalinas.



Descargas atmosféricas

El estudio y dimensionado detallado del sistema de protección contra descarga atmosférica fue desarrollado en “Descargas Atmosféricas”. El sistema de protección se dimensiono utilizando el criterio del cono con ángulo 45°. Como captores se utilizaran hilos de guardia con puntas Franklin tomando 2 bajadas por cada punta, que estarán unidas a la malla de puesta a tierra. Para proteger toda la instalación se utilizarán dos hilos de guardia instalados a 2 metros sobre el nivel del techo.

En la figura siguiente se muestra un esquema del sistema de protección contra descarga atmosférica propuesto.



Aislamiento acústico

Para cumplir con los requisitos municipales sobre emisión sonora, en la habitación donde se aloja el equipo turbogenerador se realizará un sistema de aislamiento acústico adicional de las paredes y techo; utilizándose para ello planchas de espuma de poliuretano. El estudio detallado de este sistema se indica en “Diseño Acústico de la Subestación”.

Emisiones Atmosféricas

Nuestro equipo cumple con todos los requisitos internacionales sobre emisiones permitidas a la atmósfera. El sistema de extracción de aire estará formada por una chimenea de 4 metros de altura sobre el nivel del techo más alto.

Ingeniería del Diseño

En el diseño de la Planta Generadora necesitamos abarcar una serie de criterios teóricos, técnicos y prácticos para llevar a cabo la ingeniería del diseño.

1. Criterios para la Interconexión de un Generador a la Red de Distribución

Introducción

El objetivo es establecer determinadas pautas que asumiremos como criterios a seguir en lo referente a las condiciones aconsejables para establecer el generador una interconexión con el Sistema Interconectado Nacional.

Dado que nuestro proyecto que en sus orígenes puede catalogarse como pionero dentro del futuro contexto del Mercado Eléctrico (M.E.), y que algunas disposiciones técnicas no habían sido aprobadas aún, fue necesario para el desarrollo del mismo buscar estas disposiciones vigentes en otros mercados en los cuales el proceso de regulación comenzara anteriormente. No es nuestra intención asumir estas pautas como las que regirán el funcionamiento de la planta generadora, sino simplemente considerarlas una guía para a partir de ellas establecer la topología y configuración del sistema en su conjunto.

Una vez aprobadas por el organismo competente (Regulador) las disposiciones técnicas en el M.E. uruguayo, todo agente generador deberá atenerse a las mismas.

1. Requerimientos de Calidad generales

- 1.1. Todo aquel que proporcione suministro eléctrico, tanto en generación, transporte o distribución, sea concesionario o no, será responsable del cumplimiento de los estándares de calidad de suministro que se establecen en el reglamento y las normas técnicas pertinentes.
- 1.2. La calidad de servicio es el conjunto de propiedades y estándares normales que, conforme a la ley y el reglamento, son inherentes a la actividad de distribución de electricidad concesionada, y constituyen las condiciones bajo las cuales dicha actividad debe desarrollarse.

La calidad de servicio incluye, entre otros, los siguientes parámetros:

- a) Las normas y condiciones que establezcan los decretos de concesión;
- b) La seguridad de las instalaciones y de su operación, y el mantenimiento de las mismas;
- c) La satisfacción oportuna de las solicitudes de servicio, en los términos y condiciones establecidos en este reglamento;
- d) La correcta medición y facturación de los servicios prestados, y el oportuno envío a los usuarios y clientes;
- e) El cumplimiento de los plazos de reposición de suministro;
- f) La oportuna atención y corrección de situaciones de emergencia, interrupciones de suministro, accidentes y otros imprevistos;
- g) La utilización de adecuados sistemas de atención e información a los usuarios y clientes;
- h) La continuidad del servicio;
- i) Los estándares de calidad del suministro.

La calidad del suministro es el conjunto de parámetros físicos y técnicos que, conforme a este reglamento y las normas técnicas pertinentes, debe cumplir el producto electricidad. Dichos parámetros son, entre otros, tensión, frecuencia y disponibilidad.

- 1.3. La responsabilidad por el cumplimiento de la calidad de servicio exigida en el reglamento, compete a cada concesionario.

- 1.4. La responsabilidad por el cumplimiento de la calidad de suministro será también exigible a cada propietario de instalaciones que sean utilizadas para la generación, el transporte o la distribución de electricidad, siempre que operen en sincronismo con un sistema eléctrico. Todo proveedor es responsable frente a sus clientes o usuarios, de la calidad del suministro que entrega, salvo aquellos casos en que la Regulador declare que ha existido caso fortuito o fuerza mayor.
- 1.5. La calidad de suministro deberá ser evaluada. La evaluación deberá certificarse por el Regulador o por organismos habilitados por dicha entidad para ello, y se realizará separadamente en los sistemas de generación, transporte, distribución, y en los propios del consumidor final.
- 1.6. Las mediciones de calidad se efectuarán bajo las siguientes dos modalidades:
 - a) En un punto específico de la red, para determinar el nivel de calidad del suministro entregado al usuario.
 - b) En un conjunto de puntos de la red o de usuarios, seleccionados de acuerdo a procedimientos estadísticos y al programa y metodología que determine la Regulador. Esta medición determinará la calidad global de suministro, considerando el nivel promedio de los parámetros de calidad de suministro y su distribución probabilística. En este caso, la calidad de suministro sólo podrá ser certificada en forma coordinada entre el operador y un organismo habilitado para realizar la medición.
- 1.7. Cabe señalarse además que el Regulador podrá amonestar, multar, o adoptar las demás medidas pertinentes, si la calidad de servicio de una empresa es reiteradamente deficiente.
- 1.8. Todos los equipos de generación deben ser diseñados de forma tal de ser capaz de sincronizarse con el Sistema Interconectado Nacional (SIN).
- 1.9. Toda la energía brindada por el equipo debe satisfacer los estándares de calidad establecido por normas internacionales.
- 1.10. El Regulador se reserva el derecho de aprobar la ficha técnica del equipo, generador, transformadores, protecciones, etc.
- 1.11. El Productor asumirá solamente responsabilidad por la protección de su planta de equipamiento.

2. **Criterios Técnicos de Diseño**

Como premisa fundamental se establece que *todo sistema de generación distribuida no debe provocar disminución en la calidad del servicio del resto del sistema.*

El productor se hará responsable del buen funcionamiento de su equipo de generación, tanto para tensión nominal, factor de potencia y distorsión armónica total, informando con la antelación establecida en los Reglamentos sus operaciones de mantenimiento.

Se detallan a continuación los requisitos a cumplir por el Productor interconectado al SIN para el equipamiento eléctrico siguiente:

2.1. **Generador**

- 2.1.1. Será capaz de suministrar la potencia nominal continuamente, cumpliendo con los requerimientos de calidad de potencia y confiabilidad vigentes.
- 2.1.2. La rotación de fases será en secuencia positiva (R-S-T). Se indicarán los nombres de las fases en toda barra y equipamiento de interconexión.

- 2.1.3. Para permitir la correcta sincronización, se requerirá la capacidad de mantener continuamente los parámetros de tensión y frecuencia de la red del Distribuidor dentro de ciertos márgenes de excursión. Estos márgenes de oscilación para la tensión de régimen en la cual se realizará la conexión a la red, estarán acotados en un rango de 1.05 p.u. a 0.95 p.u. medidos en el Punto de Interconexión. En caso de emergencia se extenderá el rango a 0.90 p.u. por cortos períodos de tiempo. La frecuencia se mantendrá dentro de un rango de 50 Hz +3% y -5% de la nominal.
- 2.1.4. Tendrá control automático de la generación de energía reactiva, suficiente para la regulación de la tensión y del factor de potencia en el Punto de Interconexión. Su valor operacional de factor de potencia deberá ajustarse a $\pm 1\%$ dentro del rango de 0.92 inductivo (referencia Distribuidor - generador subexcitado) y 0.95 capacitivo (referencia Distribuidor - generador sobreexcitado) para todo el rango de carga. La respuesta en el tiempo efectiva estará en el rango de 10 a 60 segundos. La potencia activa nominal será determinada según el 90 % del valor de potencia nominal aparente en MVA. Estas restricciones para la potencia reactiva en el punto de medida se aplican para todo momento de operación y toda condición del generador.
- 2.1.5. El desbalance de fases del generador se limitará a un máximo de 1% operando sin sincronización y 2% operando continuamente con la Red del Distribuidor.
- 2.1.6. Tendrá capacidad de aislarse del Distribuidor en caso de falta de energía por parte de éste, y alimentar a la carga local del Productor.
- 2.1.7. Se estudiará la estabilidad dinámica del generador asegurando oscilaciones amortiguadas frente a condiciones de falta, previniendo de un posible impacto negativo en la estabilidad tanto de la generación propia con la de la red del Distribuidor.
- 2.1.8. El sistema de excitación tendrá un limitador para la sobreexcitación coordinado con la capacidad térmica de la armadura de campo del generador. A mayor tiempo de operación sobreexcitada, menor tiempo de sobrecorriente. El limitador de sobreexcitación también estará coordinado con la protección de sobreexcitación para que esta protección sólo opere ante fallas en el limitador/regulador de tensión. El retorno al control automático de tensión después de un eventualidad de sobreexcitación será automático.
- 2.1.9. El limitador de sobreflujo Volt/Hertz estará coordinado con la protección Volt/Hertz.
- 2.1.10. Los limitadores de subexcitación estarán coordinados con las curvas de cargabilidad del generador en la zona de calentamiento del estator. Éstos también estarán coordinados con la protección por falta de excitación.
- 2.1.11. Los controles de sobrevelocidad estarán diseñados para prevenir desenganches o solicitudes innecesarias al generador frente a rechazos de carga producidos por situaciones anormales de frecuencia.
- 2.1.12. El control de frecuencia del generador (gobernador) operará en todo momento. El gobernador será operado en modo automático, prefijado con un decaimiento (droop)* de 5% y con un mínimo de banda muerta. Esto es aplicable tanto en modo interconectado como en modo aislado.

* Decaimiento (Droop): es el decremento en frecuencia a la cual un gobernador responde causando que el generador vaya de cero carga a plena carga. Esta definición de la respuesta de un gobernador es mejor expresada como "regulación de velocidad", expresada como un porcentaje de la frecuencia nominal del sistema.

2.1.13. El control automático de factor de potencia será inhibido en la eventualidad de disturbios eléctricos para absorber las necesidades de energía reactiva.

2.1.14. Los registros del desempeño del generador frente a disturbios eléctricos incluirán la medida de tensiones y potencias activa y reactiva. Adicionalmente se monitorearán la frecuencia y corrientes de línea. Estos registros de eventos se efectuarán a una frecuencia de muestreo y ancho de banda adecuada para captar significativamente la respuesta dinámica del generador.

2.1.15. El generador contará con las protecciones listadas en la siguiente tabla:

Protección	Apertura del Disyuntor de Máquina	Desexcitación del Generador	Alarmas de control del Generador
Diferencial	x	x	X
Sobrecarga	x		X
Cortocircuito	x	x	X
Falta a Tierra	x	x	X
Falta del AVR*	x	x	X
Temp. alta RTD* Estator			X
Falta a Tierra Rotor	x	x	X
Falta a Tierra relé Direccional	x	x	X
Sobretensión	x	x	X
Subtensión	x		X
Potencia Activa Reversa	x		X
Secuencia negativa	x		X

*Automatic Voltage Regulator

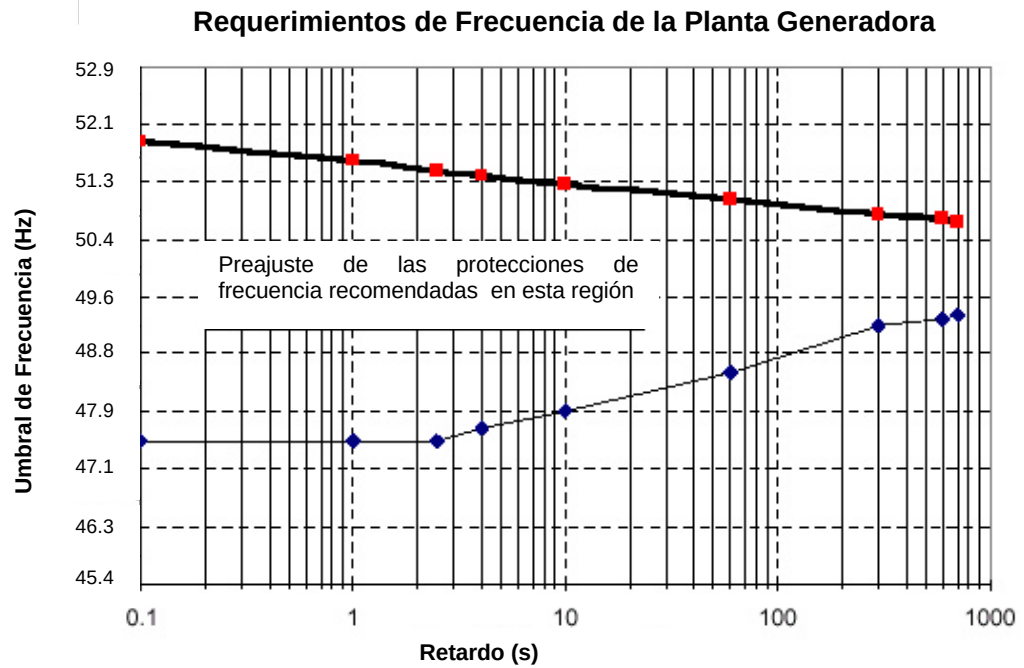
**Resistance Temperature Detector

2.1.16. Las protecciones permitirán excursiones temporarias planificadas en la frecuencia del sistema sin activar desenganches. Esto incluye a los relés de sobre/subfrecuencia además de las protecciones de la turbina.

2.1.17. Las protecciones permitirán excursiones temporarias planificadas en la tensión del sistema sin activar desenganches. Esto incluye a los relés de Volts/Hertz, de subtensión en los servicios auxiliares del generador, de pérdida de excitación, de distancia, de sobreintensidad en generador y transformador, y el de sincronismo.

2.1.18. Las protecciones de frecuencia empleadas en el equipamiento rotativo permitirán ante excursiones de frecuencia a corto plazo, la recuperación del sistema mediante la permanencia en funcionamiento del turbogenerador.

2.1.19. En la gráfica se ilustra la región de frecuencias en donde el generador debe ser capaz de permanecer en funcionamiento:



Nota: Estos criterios fueron establecidos por la NERC (EE.UU.) ante la necesidad de uniformidad entre proyectos de interconexión considerando las capacidades de desempeño y características de respuesta del sistema.

2.2. Transformador de Máquina

- 2.2.1. El transformador de máquina será de la potencia nominal del generador o superior. Su conexionado será Dyn con el delta del lado de la máquina para asegurar una reducción en los terceros armónicos y tensiones balanceadas en el secundario.
- 2.2.2. El conexionado permitirá la puesta a tierra del sistema eléctrico del Productor.
- 2.2.3. Será necesario un conmutador de derivaciones en vacío para la regulación anticipada de la tensión del sistema eléctrico interconectado.
- 2.2.4. Contará con las siguientes protecciones:

Diferencial de Corriente Trifásico (87)

Requerido para detectar fugas en los bobinados.

Sobreintensidad a Neutro (67G)

Detección de faltas a tierra por medio de la comparación de las corrientes residuales de los arrollamientos con la corriente a tierra.

Imagen térmica (49)

Requerido para el control de sobrecarga.

Expansión gaseosa (95)

El relé de Buchholtz detecta expansiones de gases generados por posibles arqueados en los bobinados.

2.3. Conmutación Automática y Protecciones

- 2.3.1. Las protecciones serán diseñadas y mantenidas para operar el sistema según los requerimientos de confiabilidad vigentes.
- 2.3.2. Ante una contingencia de falta de suministro, la planta contará con la posibilidad de conmutar automáticamente la conexión de la carga del Productor entre las fuentes de potencia del Distribuidor y del Productor.
- 2.3.3. El Productor contará en el Punto de Interconexión con un disyuntor con corte bajo carga y posibilidad de operación manual accesible al Distribuidor.
- 2.3.4. Todos los disyuntores serán del tipo modulares en SF₆ o en vacío.
- 2.3.5. Los tableros y disyuntores estarán encerrados en cubículos de metal normalizados. Los circuitos de baja tensión estarán en compartimientos separados en el frente del tablero.
- 2.3.6. Se estudiará y contemplará la posible sobrecarga de las líneas y equipamiento del Distribuidor.
- 2.3.7. Se estudiarán los niveles de cortocircuito para asegurar que los valores nominales de los dispositivos de corte del Distribuidor sean respetados. Se indicarán las modificaciones necesarias.
- 2.3.8. Luego de una desconexión del generador como resultado de un corte de suministro por parte del Distribuidor, éste permanecerá desconectado hasta que la tensión y frecuencia del Distribuidor se hayan recuperado a valores nominales por un mínimo de diez (10) minutos.
- 2.3.9. El sistema contará con disyuntores, seccionadores, puestas a tierra con enclavamiento y protecciones para: sincronización, secuencia inversa, sobreintensidades de línea y neutro, sobre y subtenensión, sobre y sub-frecuencia, balance de fases y alimentación inversa.
- 2.3.10. Los relés de protección serán de tecnología de microprocesadores de estado sólido, multifunción y programables. Tendrán la capacidad de comunicación de datos.
- 2.3.11. La planta contará con un sistema de respaldo por baterías que permitirá la operación y control ininterrumpida de los interruptores y protecciones.
- 2.3.12. En puntos donde la tensión pueda exceder el nivel de aislación se colocarán descargadores de sobretensión del tipo varistor de óxido metálico (MOV). Se instalarán para la protección del transformador de máquina y otros equipamientos vulnerables.
- 2.3.13. Se estudiará el sistema de protecciones contra descargas atmosféricas.
- 2.3.14. Se detallan a continuación las protecciones recomendadas para el Punto de Interconexión:

Subtenensión con Retardo (27)

Detecta condiciones anormales de tensión causadas por escenarios de operación aislada. Normalmente se prefija a 0.8 p.u. con 3.5 s de retardo.

Sobretensión con Retardo (59)

Detecta condiciones anormales de tensión causadas por escenarios de operación aislada. Normalmente se prefija a 1.2 p.u. con 2 s de retardo.

Sobrefrecuencia (81 O)

Detecta condiciones anormales de tensión causadas por escenarios de operación aislada. Normalmente se prefija a 51.4 Hz con 0.2 s de retardo.

Subfrecuencia (81 U)

Detecta condiciones anormales de tensión causadas por escenarios de operación aislada. Normalmente se prefija a 47 Hz con 0.2 s de retardo.

Relés de Sobreintensidad limitados por Tensión(51V)

Prefijado para coordinarse con dispositivos aguas abajo del Productor. Se verificará coordinación con las protecciones de fin de línea del Distribuidor.

Relés de Sobreintensidad de Fase y Tierra (51, 51N)

Prefijado por el Distribuidor para proteger el alimentador al sistema de generación distribuida. El 51N estará en el Punto de Interconexión verificándose coordinación con las protecciones de fin de línea del Distribuidor.

Relés de Distancia (21)

Requerido para detectar faltas de línea en el alimentador del Distribuidor y así eliminar la contribución del generador del Productor.

Relé de Sobreintensidad de secuencia negativa (46)

Requerido para aumentar la sensibilidad de detección de faltas y para la detección de operación de fusibles aguas arriba. Se verificará coordinación con las protecciones de fin de línea del Distribuidor.

Relé de Sobretensión de secuencia negativa (47)

Requerido para aumentar la sensibilidad de detección de faltas y para la detección de operación de fusibles aguas arriba.

Normalmente se prefija a 0.1 p.u. con 3.5 s de retardo.

Se verificará coordinación con las protecciones de fin de línea del Distribuidor.

Sincronismo (25)

Requerido en el disyuntor del generador para sincronizarse con el Distribuidor.

Normalmente se prefija a un máximo diferencial de tensión de 0.05 p.u., un máximo diferencial de frecuencia de 0.17 Hz y una ventana de desfase de 10 grados de diferencia máxima.

2.3.15. Las protecciones tomarán señal de transformadores de tensión y corriente cuya precisión será de $\pm 0.30\%$ en el rango de valores anticipado durante la operación del generador en toda situación de carga.

2.3.16. Los relés de protección contarán con la posibilidad de bloquear ciertas componentes armónicas por determinados períodos de tiempo:

- Máscara temporizada de 5ta. armónica para evitar desenganche durante operación normal del generador sobreexcitado.
- Máscara temporizada de 2da y 4ta armónicas complementada con la de continua para evitar desenganche durante la energización del transformador.

2.4. Puesta a Tierra

2.4.1. En el diseño se asegurará que el Punto de Interconexión esté correctamente puesto a tierra.

2.4.2. Se calculará la resistencia de la puesta a tierra considerando la resistividad del terreno futuro.

2.4.3. Según la norma IEEE No.142, un sistema efectivamente puesto a tierra requiere que $X0/X1 < 3$ y $R0/X1 < 1$.

2.4.4. Se estudiarán los potenciales máximos esperados de paso y toque. Se asumirá un tiempo de despeje de 20 ciclos para la determinación de los potenciales admisibles de paso y toque.

2.5. Conductores – selección y dimensionado

2.5.1. Se realizará un estudio de la selección y dimensionado de los conductores, utilizando los siguientes criterios técnicos:

- Corriente nominal.
- Caída de Tensión, estacionaria y transitoria según la tabla a continuación.
- Cortocircuito, cargabilidad térmica y mecánica.

2.5.2. La caída de tensión tomada desde el último tablero con capacidad de regulación (i.e. alimentado por un generador o por un transformador con derivaciones) no deberá exceder los valores recomendados en la siguiente tabla:

Tensión del sistema	Tipo de circuito	Caída de tensión estacionaria	Factor de Potencia Típico
22 kV	Alimentador	2%	0.8
	Ramal	4%	
	Total	4%	
Caída de tensión en los terminales de motores será de un máximo de 5 % (factor de potencia típico 0.8)			

2.6. Comunicaciones y Telemedida

2.6.1. Se contará con un panel de medidores de la potencia activa (kW) en base continua, energía activa (kWh) en base horaria, potencia reactiva (kVAr) en base continua y energía reactiva (kVArh) en base horaria.

2.6.2. Los medidores de energía no pertenecerán a los mismos circuitos secundarios de los transformadores de corriente de los relés de protección.

2.6.3. Los transformadores de potencial (TP) y los de corriente (TC) serán instalados del lado de baja tensión del transformador de entrada. Se compensarán por pérdidas en el transformador.

2.6.4. Se instalará una unidad terminal remota (RTU – Remote Terminal Unit) para la adquisición de datos a ser telemididos al Distribuidor. Estos datos revelarán el estado de la planta generadora.

2.6.5. Normalmente se requiere la telemidida de la potencia activa (kW) en base continua, energía activa (kWh) en base horaria, potencia reactiva (kVAr) en base continua y energía reactiva (kVArh) en base horaria. Se requerirá para los transformadores de medida una precisión de 0.30% y para los medidores 0.01%.

2.6.6. Un SCADA para tensión, corriente y el estado de los disyuntores del Punto de Interconexión y del generador pueden ser requeridos. Se requerirá para los transformadores de medida una precisión de 0.30% y para los medidores 0.01%.

2.6.7. Se contará con un teléfono dedicado las 24 hs entre el operador del generador y el Despacho Nacional de Carga.

2.7. Planta Eléctrica

La planta eléctrica será diseñada acorde a todas las normas, códigos, ordenanzas y prácticas industriales vigentes para subestaciones previo al momento de energización. Se observarán las normas de diseño y construcción de subestaciones eléctricas vigentes del Ente Regulador e IEC.

3. Aspectos sobre la Calidad de Potencia

3.1. Disturbios en la Tensión

3.1.1. Crecidas y Caídas

Las crecidas se caracterizan por aumentos en tensión r.m.s. de más de 1.1 p.u. de duración menos de un minuto. En sistemas de potencia las faltas a tierra causan crecidas de tensión en las fases sin defecto, con duración hasta su despeje. La magnitud de la crecida depende de la configuración del circuito de puesta a tierra y la relación entre la impedancia de secuencia cero con la de secuencia positiva.

Las caídas de tensión se caracterizan por disminuciones en tensión r.m.s. entre 0.1 y 0.9 p.u. de duración menos de un minuto. Las faltas de línea en alguna parte del sistema eléctrico son las causas típicas de las caídas de tensión. La magnitud de la caída depende de un número de factores como ser el nivel de tensión, localización del defecto, y el número de transformaciones Dy / Yd entre el defecto y el usuario. Debido a la coordinación de protecciones eléctricas en el sistema, la duración de estos fenómenos dura dos o más segundos. Usuarios conectados a mayores niveles de tensión verán menos cantidad de caídas de tensión con menores duraciones generalmente de 5 a 12 ciclos.

3.1.2. Transitorios

Los transitorios son desviaciones de corta duración de la onda sinusoidal, típicamente desde una fracción de microsegundo a pocos milisegundos. Los transitorios pueden ser divididos en dos categorías:

Oscilatorios: la mayoría de los transitorios en un sistema de potencia ocurren dentro de las redes de los usuarios y son de naturaleza oscilatoria. La conmutación en bancos de capacitores es la típica causa de estos transitorios oscilatorios. Otras causas pueden ser la conmutación de líneas o cables y conmutación de cargas. A pesar de que la magnitud de tensión del transitorio se puede aproximar a dos veces su valor de pico, la amortiguación natural del sistema de potencia los reduce en tensión a menos de 1.6 p.u. Estos transitorios ocurren en base diaria. Todo equipamiento sensible debe venir protegido con suficiente reactancia de línea en la entrada para evitar interrupciones innecesarias de las protecciones.

Impulsivos: Las descargas atmosféricas son la principal causa de estos transitorios, siendo la magnitud de la tensión muy superior al de los transitorios oscilatorios pero de mucho menor duración, así portando menor nivel de energía. Otras fuentes pueden ser la descarga electrostática y la conmutación en bancos de capacitores. Todo equipamiento

sensible debe ser protegido con descargadores de sobretensión para proteger de los efectos destructivos de las descargas atmosféricas y otros transitorios de altas frecuencias.

3.1.3. Ruido eléctrico

El ruido eléctrico consiste en señales eléctricas de contenido espectral dentro de los 200 kHz superpuesto en los conductores de fase o neutro. Este ruido puede ser causado por dispositivos con electrónica de potencia, circuitos de control, equipos de soldadura por arco, cargas con rectificadores de estado sólido, y fuentes conmutadas de potencia. El ruido usualmente es exacerbado por malas puestas a tierra. Otras fuentes de ruido son las no conducidas como ser la interferencia electromagnética, pudiendo tener efectos sobre equipamiento sensible.

Para reducir estos efectos se emplearán correctas prácticas de aterramiento, se instalarán filtros, transformadores de aislación y acondicionadores de línea. Se verificará que los conductores de potencia y datos estén debidamente separados y que los equipamientos sensibles estén alejados de las fuentes de interferencia electromagnética.

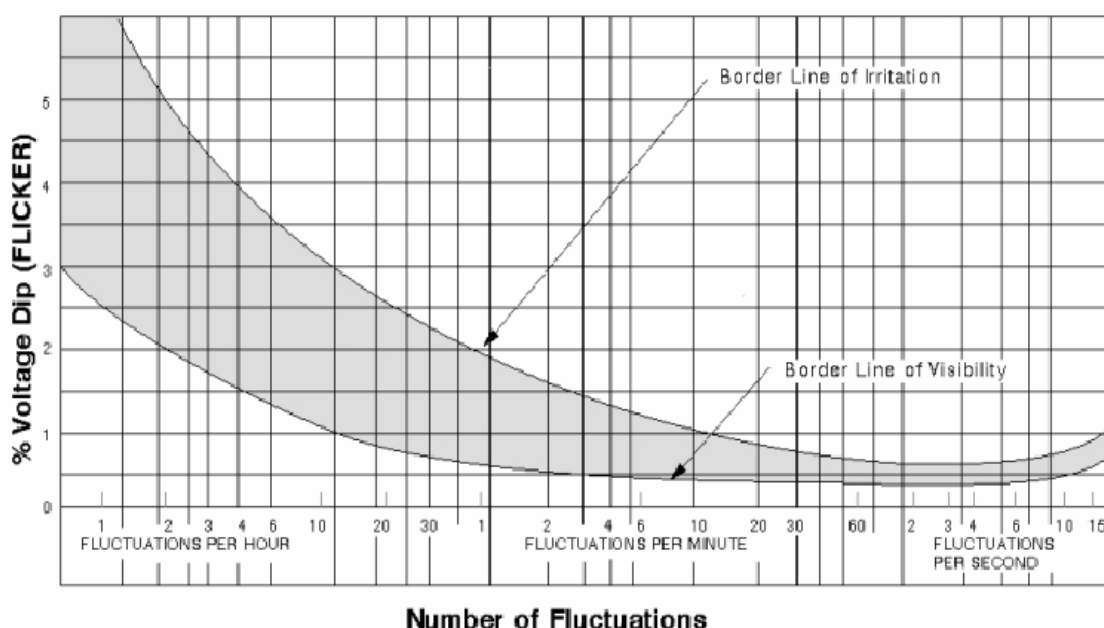
3.2. Límites de emisión individuales para fluctuaciones de tensión (Flicker).

Se define “flicker” o parpadeo como la impresión subjetiva de fluctuación de la luminancia ocasionada por una serie de variaciones estocásticas de tensión o por la variación sistemática o cíclica de la envolvente de la onda de tensión. La tensión es cuantificada por su valor r.m.s. expresada como un porcentaje de la fundamental.

Un índice utilizado para establecer los Niveles de Referencia según el Ente Nacional Regulador de la Electricidad en Argentina (ENRE) es el Índice de Severidad del Parpadeo de corta duración (Pst), el cual se define para intervalos de observación base de 10 minutos. Se considera $Pst = 1$ como el umbral de irritabilidad asociado a la fluctuación máxima de luminancia que puede ser soportada sin molestia para una muestra específica de la población.

Desde el punto de vista del usuario el Límite de Emisión Individual asignado a cada usuario conectado a la red, se determina en función de su potencia contratada y nivel de tensión.

El siguiente gráfico ilustra los límites adoptados por Puget Sound Energy de los umbrales de percepción e irritación del parpadeo:



Las siguientes condiciones fueron adoptadas por la General Electric Co.:

- i. Para cargas causantes de fluctuaciones en la tensión en el rango de frecuencia de 1 a 25 Hz, serán niveles inaceptables las que cumplan algunas de las siguientes condiciones: (a) la tensión de fluctuación r.m.s. acumulado excede 0.3 % durante 1.0 % para un período representativo, o (b) la fluctuación de tensión regularmente excede 0.45 % (esto es aproximadamente igual a la fluctuación de tensión r.m.s. acumulado de 0.45 % durante 0.01 % para un período representativo. (GE Flicker Limit Curve)
- ii. Independiente de la frecuencia de ocurrencia del parpadeo, las cargas conmutadas y los bancos de capacitores del cliente no producirán escalones de tensión mayores al 2.5 %.

Según la Norma Internacional IEC 1000-3-3, los Límites de Emisión Individuales para usuarios cuya potencia contratada sea superior a los 50 kW, no importando el nivel de tensión al cual estén conectados se adjuntan en la siguiente tabla:

Usuarios en MT y AT	Límite de Emisión Individuales (P_{st})
$K_2 < 0.005$	0.37
$0.005 < K_2 < 0.01$	0.46
$0.01 < K_2 < 0.02$	0.58
$0.02 < K_2 < 0.03$	0.67
$0.03 < K_2 < 0.04$	0.74
$0.04 < K_2$	0.79
Donde $K_2 = S_L/S_{CC}$	
S_L es la capacidad de suministro contratada (por cada banda horaria) por el usuario.	
S_{CC} potencia de cortocircuito en el punto de suministro del usuario	

Desde el punto de vista del Productor, éste se responsabilizará por reducir las variaciones de tensión incluso si éstas están dentro de los parámetros establecidos para los usuarios, de forma tal de no afectar el buen desempeño del sistema.

La tensión de parpadeo será medida en el punto que establezca el Regulador, generalmente en el Punto de Interconexión.

3.3. Armónicas

Se realizará un estudio de armónicas, computando en todas las barras relevantes la magnitud de las armónicas y la distorsión total de la tensión.

La Distorsión Armónica Total (THD) será sensada en el Punto de Interconexión. Los valores serán mantenidos dentro de los límites admisibles por normas internacionales (IEC 61000 o IEEE 519). La siguiente tabla basada en la lista los límites de distorsión para sistemas de distribución general.

Distorsión de corriente máxima como porcentaje de I_L						
	Número de armónica (impar)					
I_{sc}/I_L	<11	$11 \leq h < 17$	$17 \leq h < 23$	$23 \leq h < 35$	$35 \leq h$	TDD
$<20^*$	4.0	2.0	1.5	0.6	0.3	5.0
$20 < 50$	7.0	3.5	2.5	1.0	0.5	8.0
$50 < 100$	10.0	4.5	4.0	1.5	0.7	12.0
$100 < 1000$	12.0	5.5	5.0	2.0	1.0	15.0
>1000	15.0	7.0	6.0	2.5	1.4	20.0
Notas:						
Los valores límites de distorsión en corriente son un porcentaje de la corriente máxima promedio de carga.						
Las armónicas pares están limitadas a 25% del valor de las impares.						
Distorsiones de corriente que contienen continua no serán permitidos						
*Todo equipamiento de generación está limitado a estos valores de distorsión independiente del valores de I_{sc}/I_L .						
I_{sc} = Corriente máxima de cortocircuito en el punto de interconexión.						
I_L = Corriente máxima de carga demandada (componente fundamental de frecuencia) en el punto de interconexión.						
TDD = Distorsión Total de Demanda.						
Datos según IEEE 519						

Tensión en barras del Punto de Interconexión	Distorsión de Tensión por armónica* (%)	Distorsión Armónica Total THD* (%)
$< 1000 \text{ V}$	8.0	10.0
$> 1000 \text{ V}$	5.0	8.0
Notas:		
THD = Distorsión Armónica Total		
*Valores según IEC 61000		

Referencias: [34], [48], [49], [50], [65], [66], [67], [68], [69], [158], [160], [172]

2. Protección de la Interconexión de Generadores

Introducción

Es necesario proteger los generadores del Productor Independiente de Energía Eléctrica (PIEE) no sólo contra los cortocircuitos, sino contra las condiciones anormales de operación. Muchas de estas condiciones anormales pueden ser impuestas en el generador del PIEE por el sistema de la empresa eléctrica. Algunos ejemplos de dichas condiciones anormales: sobreexcitación, sobretensión, corrientes desequilibradas, frecuencia anormal y esfuerzo torsional del eje debido al recierre automático de un interruptor de la empresa eléctrica. Al estar sometidos a estas condiciones, los generadores pueden, en pocos segundos, sufrir daños o falla completa. Los daños a las máquinas debidos a estas causas son una gran preocupación de los propietarios de generadores del PIEE.

Las empresas eléctricas, por su parte, se preocupan porque la instalación de generadores del PIEE puede resultar en daños a sus equipos o a los equipos de sus clientes. Los generadores pequeños dispersos o

distribuidos están conectados al sistema de la empresa eléctrica en los niveles de distribución (< 72 kV). Estos circuitos de la empresa eléctrica están diseñados para alimentar cargas radiales. La introducción de generadores constituye una fuente indeseada de redistribución de corrientes de carga y de falla, así como una posible fuente de sobretensión.

La protección de la interconexión correctamente diseñada debe atender los factores que preocupan al propietario del PíeE así como a la empresa eléctrica, al menor costo posible.

La tecnología disponible para ofrecer protección a los PíeE ha evolucionado desde los relés electromecánicos de función única a los relés estáticos (electrónicos) y ahora a los relés digitales. La aparición de las tecnologías de microprocesadores de bajo costo ha posibilitado desarrollar los relés digitales de multifunción, que combinan numerosas funciones de protección en un conjunto único de relés. Las más importantes de dichas características son la funcionalidad seleccionable por el usuario, el autodiagnóstico, la capacidad de comunicaciones y el monitoreo oscilográfico. Esta tecnología de relés ofrece ventajas de importancia sobre los antiguos relés electromecánicos y estáticos.

Protección de la interconexión versus Protección de Generadores

La protección de la interconexión permite al PíeE operar en paralelo con la red de la empresa eléctrica. Típicamente, los requisitos de protección para conectar un PíeE a la red son establecidos por cada empresa eléctrica específica. Estas normas cubren por lo general generadores de menor capacidad.

Los pequeños generadores del PíeE (de 5 MW o menos) habitualmente se conectan a los sistemas de distribución de la empresa eléctrica. Estos circuitos de la empresa están diseñados para alimentar cargas radiales. Por ende, la incorporación del generador ofrece una fuente para redistribuir la corriente de falla y la carga del circuito alimentador, y es también una fuente potencial de sobretensión.

Típicamente, la protección de interconexiones para estos generadores se establece en el punto de acoplamiento común entre la red de la empresa eléctrica y el PíeE. Éste puede estar en el secundario del transformador de interconexión, como indica la Figura 1a, o en el primario del transformador, como indica la Figura 1b, dependiendo de los requisitos de interconexión de la empresa eléctrica y del propietario.

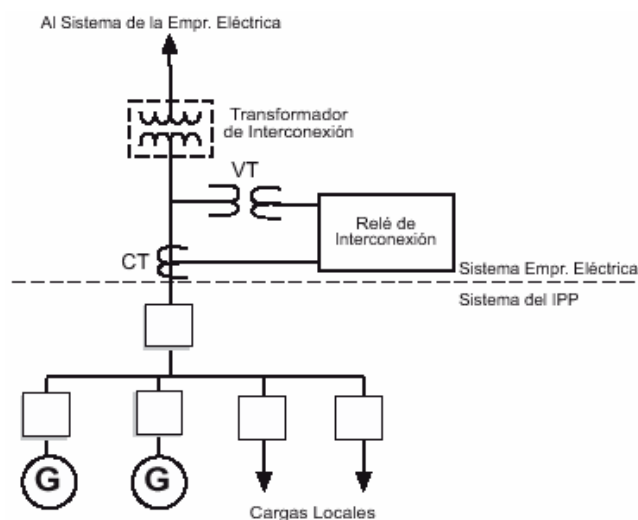


Figura 1a Protección de Interconexión Típica

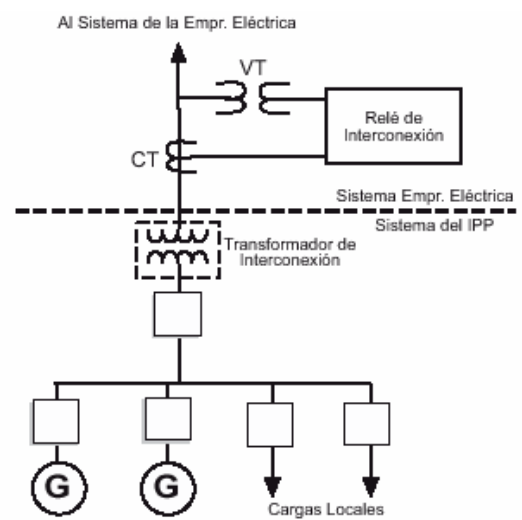


Figura 1b Protección de Interconexión Típica

En nuestro caso, el punto de interconexión natural es la barra en 31.5 kV de la subestación B de Zonamérica, respondiendo entonces al esquema de la figura b.

La protección de la interconexión debe satisfacer los requisitos de la empresa eléctrica para permitir que el generador sea conectado a la red. Su función es triple:

1. desconecta el generador cuando ha dejado de operar en paralelo con el sistema de la empresa eléctrica;
2. protege el sistema de la empresa eléctrica contra los daños ocasionados por la conexión del generador, incluyendo la corriente de falla que suministra el generador para fallas del sistema de la empresa y sobretensiones transitorias;
3. protege el generador contra daños producidos por el sistema de la empresa eléctrica, especialmente mediante el recierre automático.

La protección del generador típicamente se conecta en los terminales del generador, tal como se muestra en la Figura 2.

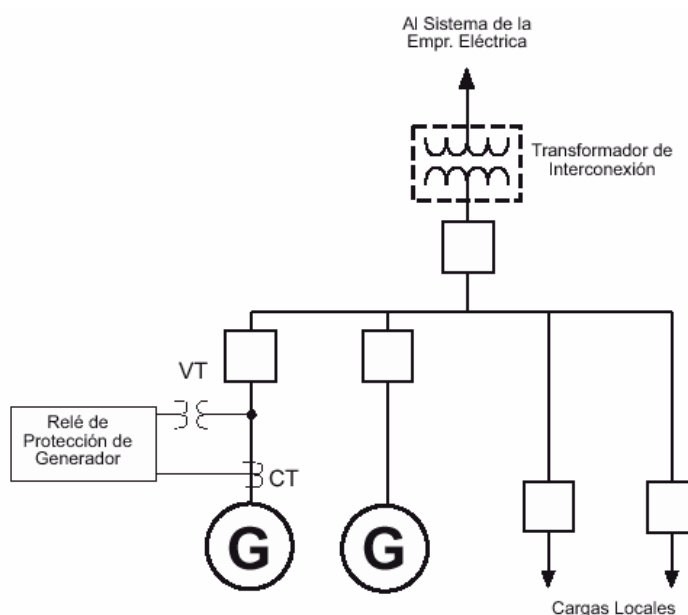


Figura 2 Típica Protección de Generador

La protección del generador permite detectar:

- cortocircuitos internos del generador;
- condiciones anormales de operación (pérdida de campo, potencia inversa, sobreexcitación y corrientes desequilibradas).

En el caso de los pequeños generadores dispersos, la mayor parte de las reguladoras eléctricas en lugares donde hay una mayor inserción de éstos, dejan a los propietarios de los PIEEs la responsabilidad de seleccionar el nivel de protección del generador que ellos consideran apropiado. Los siguientes aspectos de la interconexión son típicamente especificados por las reguladoras eléctricas:

1. configuración de los devanados del transformador de interconexión;
2. requisitos generales para relés de interconexión de calidad tipo empresa eléctrica;
3. requisitos para los transformadores de corriente y de tensión;
4. requisitos de protección funcional — por ejemplo, 81O/U, 27 y 59;
5. ajustes de algunas funciones de interconexión;
6. velocidad de operación.

Pequeños Generadores de PíEE Dispersos o Distribuidos

Hay dos tipos tradicionales de pequeños generadores del PíEE que operan interconectados con el sistema de la empresa eléctrica. Ellos son los generadores de inducción y los generadores sincrónicos. Ambos tipos de máquinas requieren protección de la interconexión.

Las máquinas de inducción son típicamente pequeñas—de menos de 500 kVA. Estas máquinas son de tamaño restringido porque su excitación es provista por una fuente externa de energía reactiva. Los generadores de inducción son menos costosos que los generadores sincrónicos porque no tienen devanados de campo.

Los generadores sincrónicos tienen un devanado de campo de corriente continua que proporciona una fuente de excitación a la máquina. Pueden ser una fuente de potencia activa y reactiva para el sistema de la empresa eléctrica, como muestra la figura 3, y requieren equipo de sincronización para la puesta en paralelo con la red eléctrica.

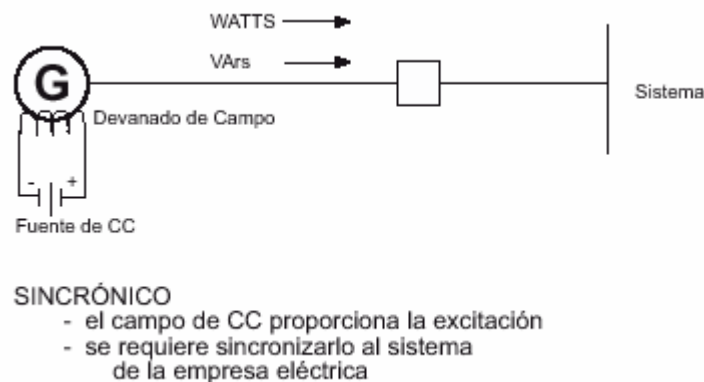


figura 3 - Generador Síncronico

Impacto de la conexión del Transformador de Interconexión en la Protección de la interconexión

Hay cinco conexiones de transformador que se emplean frecuentemente para interconectar generadores dispersos al sistema de la empresa eléctrica. Cada una de estas conexiones de transformadores tiene sus ventajas y sus desventajas.

La selección del transformador de interconexión juega un papel importante en establecer cómo va a interactuar el PíEE con el sistema de la empresa eléctrica. No hay una conexión óptima universalmente aceptada. Todas las conexiones tienen sus ventajas y desventajas, que la empresa eléctrica deberá considerar en sus directivas de interconexión a los PíEEs. Las selecciones de conexión del transformador ejercen asimismo un profundo impacto en los requisitos de protección de las interconexiones.

La figura 4 esquematiza varias posibles opciones y algunas de las ventajas y problemas relativos a cada tipo de conexión.

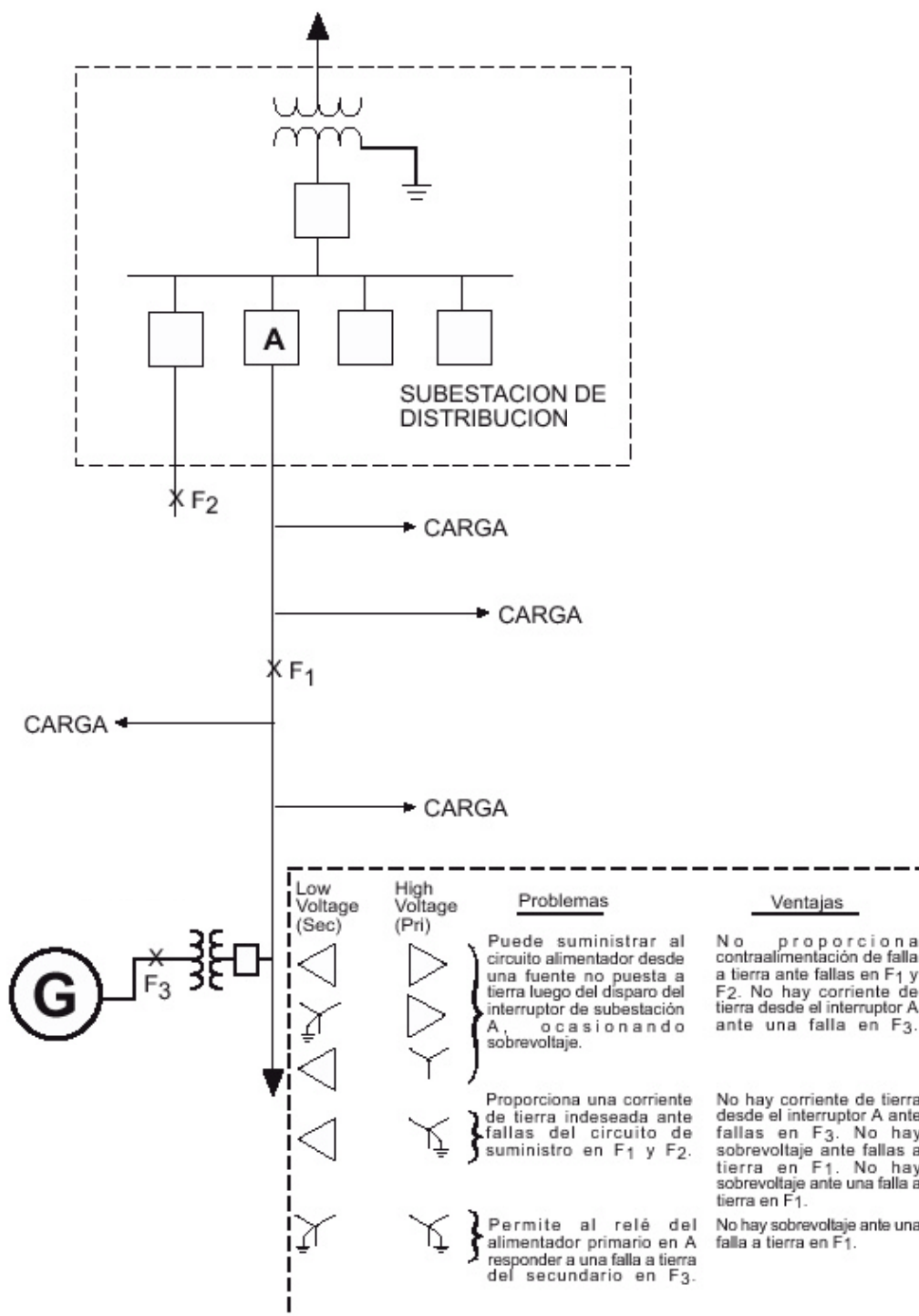


figura 4 - conexiones del transformador de Interconexión

Estudiaremos la configuración Dyn (alta tensión/lado red en delta y baja tensión con estrella aterrizada) para el transformador de entrada, ya existente en la planta, la cual desacopla eventuales faltas internas del resto del sistema al cual está interconectado.

Ayudando a coordinar correctamente las protecciones entre la red interna de Zonamérica y el generador, un transformador de máquina Ynd aísla del generador las faltas ocurridas en la red pues las protecciones del generador no sensan las corrientes homopolares producidas. Si la falta ocurriera en el generador, las protecciones actúan antes para éste.

La principal desventaja de estos conexiones es que proporcionan una corriente de falla a tierra indeseada ante las fallas del circuito de suministro en F1. Las Figuras 5 y 6 ilustran este aspecto para un circuito de distribución típico.

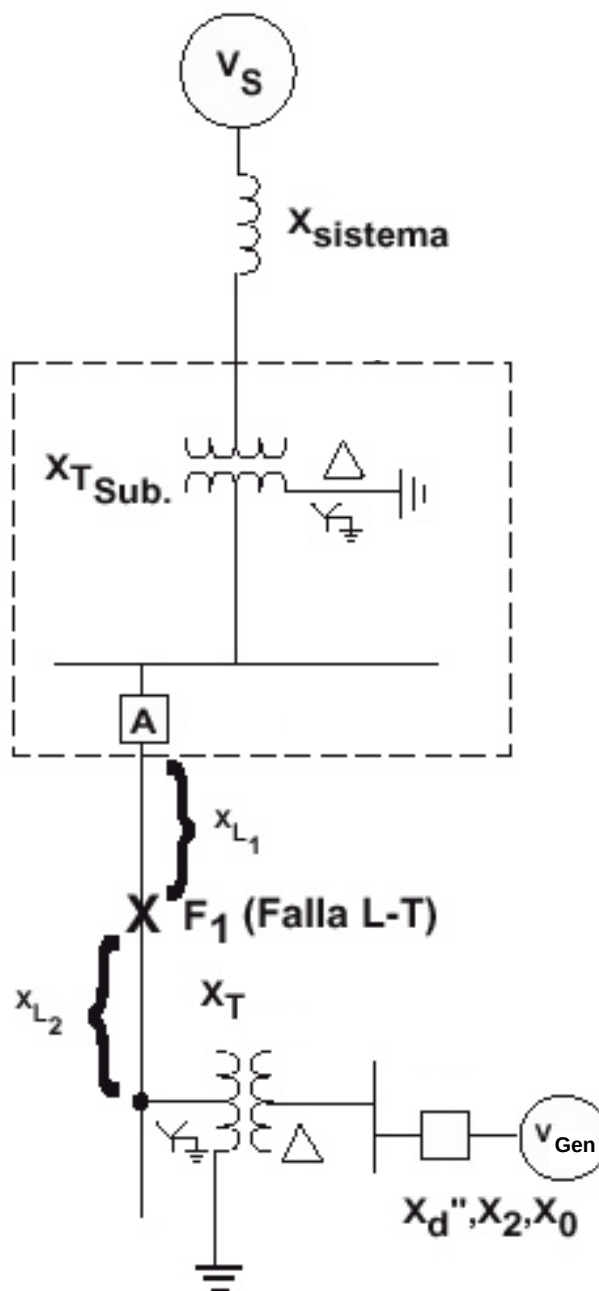


figura 5 - diagrama unifilar

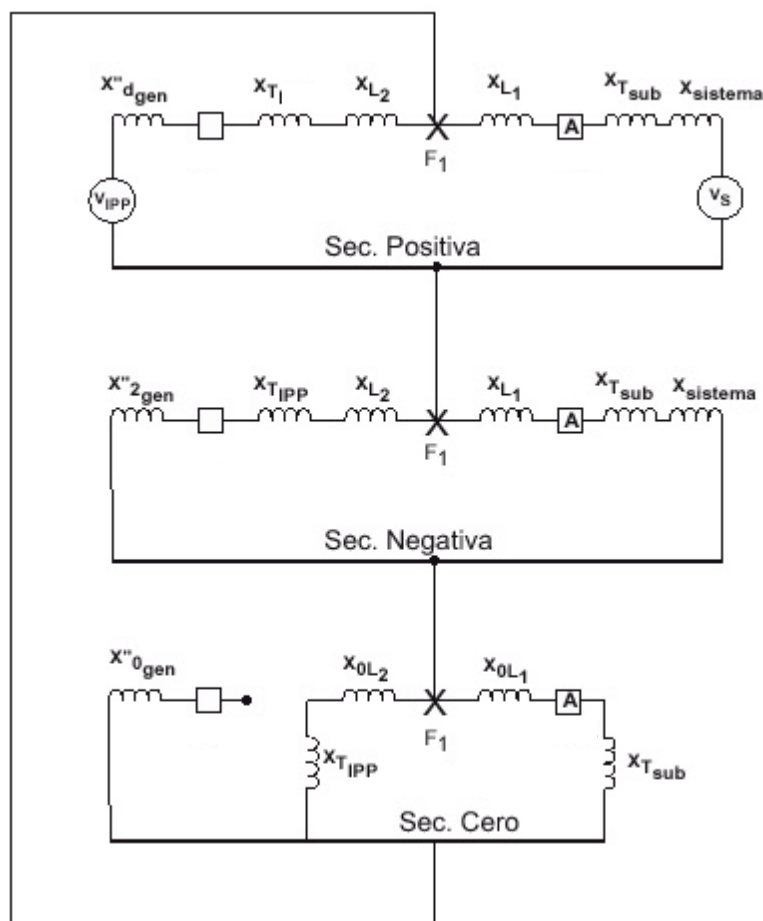


figura 6 - Circuito unifilar de componentes simétricas para una falla fase-tierra

El análisis del circuito de componentes simétricos en la figura 6 indica también que aún cuando el generador del PIEE está fuera de la línea (el interruptor del generador está abierto), la corriente de falla a tierra seguirá siendo proporcionada al sistema de la empresa eléctrica si el transformador de interconexión del PIEE permanece conectado. Este será el caso habitual, ya que la protección de la interconexión típicamente dispara el interruptor del generador. El transformador en la entrada del PIEE actúa como un transformador de puesta a tierra con corriente de secuencia cero circulando en los devanados del secundario en triángulo. Además de estos problemas, la corriente de carga desequilibrada en el sistema de distribución interno de Zonamérica se divide entre los neutros del transformador de entrada y del generador. Esto puede reducir la capacidad de conducción de carga del transformador de entrada y puede crear problemas cuando la corriente del alimentador está desequilibrada como consecuencia de la operación de dispositivos de protección monofásicos, como ser los reconectores de línea y fusibles.

Métodos y procedimientos de Protección de la interconexión de Pequeños Generadores

Dispersos

Los niveles funcionales de la protección de la interconexión varían sustancialmente dependiendo de factores como: tamaño del generador, punto de interconexión con el sistema de la empresa eléctrica (distribución o transmisión), tipo de generador (sincrónico, asincrónico) y configuración del transformador de interconexión.

Como se muestra en la Tabla 1, se pueden listar cinco objetivos específicos de un sistema de protección de interconexiones así como los requisitos funcionales del relé para lograr cada objetivo.

Tabla 1 Áreas de la Protección de Interconexiones

Objetivo de la Protección de Interconexiones	Función de Protección a Usar
Detección de la pérdida de operación en paralelo con el sistema de la empresa eléctrica	81O/U, 81R*, 27/59, 59I, TT**
Detección de contraalimentación de fallas	Fallas de Fase: 51V, 67, 21 Fallas a Tierra: 51N, 67N, 59N, 27N
Detección de condiciones perjudiciales en el sistema	47, 46
Detección de flujo de potencia anormal	32
Restauración	25
* Tasa de cambio ** Disparo de Transferencia	

1 - Detección de la Pérdida de Operación en Paralelo con el Sistema de la Empresa Eléctrica

El medio más básico y universal de detectar la pérdida de operación en paralelo con la empresa eléctrica consiste en establecer una “ventana” de sobre/baja frecuencia (81O/U) y sobre/baja tensión (27/59) dentro de la cual se le permite operar al generador del Píe. Cuando el generador del Píe está “en isla” con el sistema de la empresa eléctrica, debido ya sea a una falla o a otra condición anormal, la frecuencia y la tensión saldrán con rapidez fuera de la ventana de operación si existe una diferencia significativa entre los niveles de la carga y el generador del Píe.

En algunas aplicaciones de co-generación se utilizan relés de tasa de cambio de la frecuencia (81R) para poder detectar más rápidamente la pérdida del suministro de la empresa eléctrica. La función 81R separa de la empresa eléctrica las instalaciones de la planta. En muchos casos, se produce internamente el rechazo de cargas por baja frecuencia en la planta y las cargas críticas son aisladas y alimentadas por los generadores del Píe de la planta.

Quando se detecte la pérdida de operación en paralelo, el Píe deberá ser separado del sistema de la empresa eléctrica con rapidez suficiente para permitir el recierre automático del interruptor en la subestación de alimentación de la empresa eléctrica. El recierre de alta velocidad del sistema de la empresa eléctrica puede ocurrir tan pronto como en 15 a 20 ciclos luego del disparo del interruptor. La empresa eléctrica deberá indicar al propietario del Píe la velocidad de separación que se requiere.

El uso de relés de baja frecuencia en conjunción con la necesidad de separar el Píe antes del recierre del interruptor de la empresa eléctrica, impide a la mayor parte de los pequeños generadores del Píe dispersos suministrar energía de respaldo a la empresa eléctrica durante perturbaciones importantes en el sistema. Cuando la frecuencia decrece a causa de una perturbación importante en el sistema, estos generadores disparan quedando fuera de línea.

La figura 7 muestra un típico esquema básico de sobre/baja tensión y sobre/baja frecuencia en una pequeña instalación del Píe. Estas funciones de protección pueden todas incluirse en un sólo relé digital de multifunción.

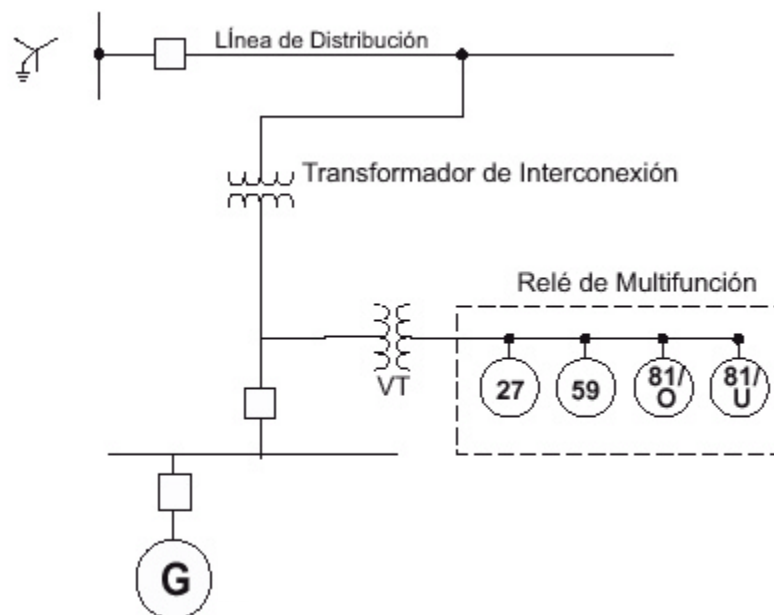


figura 7 – Típica protección de la interconexión para un generador pequeño

2 - Detección de Contraalimentación de Fallas

En muchos pequeños PíEE no se proporciona por lo general detección de contraalimentación de fallas.

Las pequeñas máquinas sincrónicas están generalmente tan sobrecargadas luego que dispara el interruptor de subestación de la empresa eléctrica, que su contribución de corriente de falla es muy baja. Para estos pequeños generadores, la detección de la pérdida de operación en paralelo por medio de los relés 81O/U y 27/59 es toda la protección de la interconexión que se necesita.

Cuanto mayor sea el generador del PíEE, mayor es la posibilidad que contribuirá una magnitud significativa de corriente a una falla del sistema de la empresa eléctrica. Para cubrir ésta situación, se proporciona detección de contraalimentación de fallas además de la protección contra pérdida de operación en paralelo. Debe reconocerse que cuanto más prolongado sea el tiempo en que el generador está sometido a una falla, menor será la corriente que el generador sincrónico proporciona a la falla.

La figura 8 muestra la curva de decremento del generador. El nivel de corriente de falla a diversos intervalos luego de producirse la falla depende de las reactancias del generador (X_d'' , X_d'). La rapidez de decaimiento depende de las constantes de tiempo del campo del circuito abierto ($T_{do''}$, T_{do}').

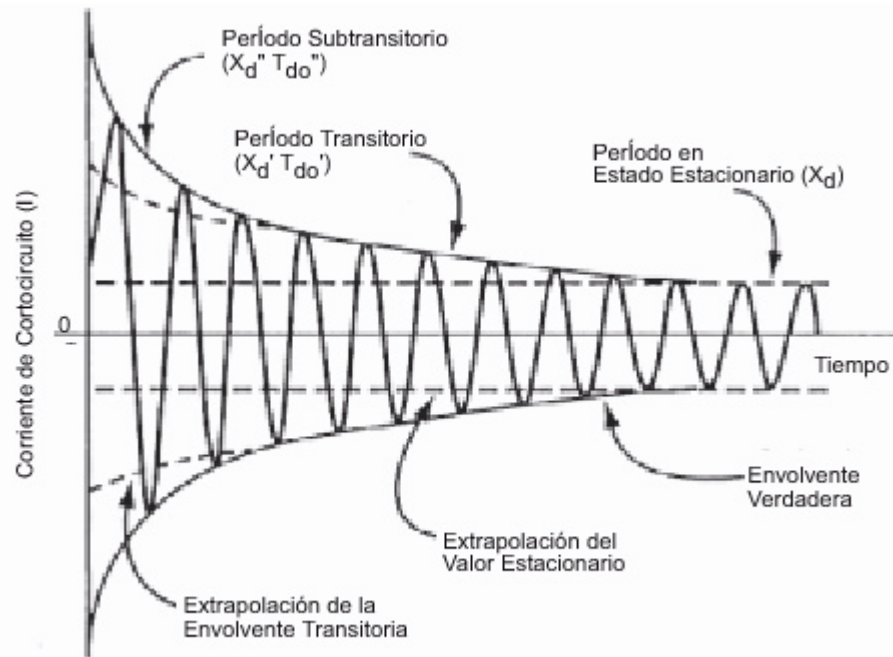


figura 8 - Curva de Corriente de Cortocircuito del Generador

Al desarrollar un sistema de protección con supresión de contraalimentación, es necesario considerar el decaimiento de la corriente ante fallas externas. Típicamente, se emplean funciones de relé tales como la 67, la 21 o la 51V para detección de la contraalimentación de fallas de fase. Al establecer los ajustes para los relés 67 y 21, el ajuste de arranque del relé deberá definirse excediendo el nivel de corriente de generación que el PíeE está suministrando al sistema de la empresa eléctrica. Algunas empresas eléctricas supervisan un relé de sobrecorriente controlado con restricción de tensión (51V) junto con la función 67 para incrementar la sensibilidad del arranque.

La supresión de la contraalimentación de fallas a tierra depende de la conexión del devanado primario del transformador de interconexión. Para los transformadores de interconexión no puestos a tierra, los relés de sobretensión de neutro (59N, 27N) proporcionan la detección de fallas a tierra del suministro. Los VTs (transformadores de potencial) que alimentan estos relés tienen sus devanados primarios conectados fase a tierra. Estos devanados primarios están generalmente clasificados para plena tensión entre fases. Muchas empresas eléctricas utilizan conexiones de transformadores de tensión utilizando un sólo VT con relés 59N y 27N o tres VTs conectados en configuración de triángulo abierto.

La figura 9 exhibe una protección de la interconexión típica para un PíeE con configuración de transformador de interconexión no puesto a tierra. Notar que las protecciones están del lado interno del PíeE.

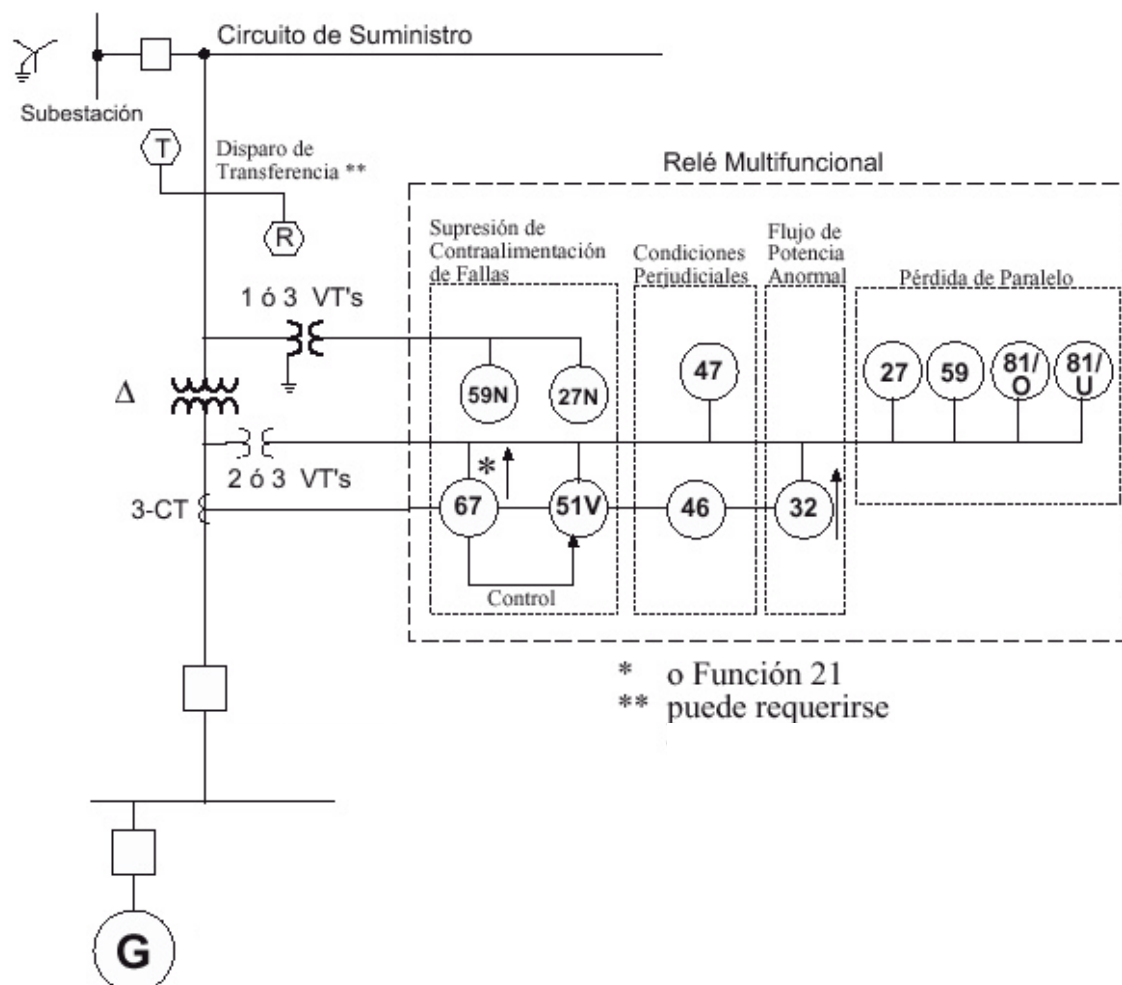


figura 9 - Protección Típica para un Píe con Transformador de Interconexión con primario sin puesta a tierra

3 - Detección de Condiciones Perjudiciales en el Sistema

Las condiciones de corriente desequilibrada producidas por conductores abiertos o inversiones de fase en el circuito de suministro de la empresa eléctrica pueden someter al generador del Píe a un alto nivel de corriente de secuencia negativa. Esta alta corriente de secuencia negativa resulta en un rápido calentamiento del rotor, lo que provoca daños en el generador del Píe. Muchas empresas eléctricas proporcionan la protección contra estas corrientes desequilibradas como parte del conjunto de protección de interconexiones, utilizando un relé de sobrecorriente de secuencia negativa (46). Para ofrecer protección contra inversiones de fase debidas al “intercambio de fases” inadvertido luego de la restauración de la potencia, se utiliza también un relé de tensión de secuencia negativa (47). Estas funciones se exhiben en la figura 9.

4 - Flujo de Potencia Anormal

Algunos contratos de interconexión entre Píes que co-generan y empresas eléctricas prohíben al Píe suministrar potencia a la empresa eléctrica. El Píe co-generador suministra potencia únicamente a la carga local en las instalaciones del Píe y reduce los costos de demanda de la empresa eléctrica mediante la reducción de picos de demanda (peak shaving). El procedimiento frecuente de las empresas eléctricas consiste en instalar un relé de potencia direccional (32) para disparar el generador del Píe si se producen flujos inadvertidos de potencia al sistema de la empresa eléctrica durante un período predeterminado de tiempo, en posible violación del contrato de interconexión. La figura 9 ilustra esta función de detección de flujos de potencia anormales.

5 - Procedimientos de Disparo/Restauración del Píee

Una vez que el generador del Píee ha sido separado del sistema de la empresa eléctrica luego que haya operado la protección de la interconexión, será necesario restaurar dicha interconexión.

Hay dos procedimientos de disparo/restauración del Píee que se usan mucho en la industria. El primer método de restauración (caso 1) se utiliza en aplicaciones donde la generación en las instalaciones del Píee no cubre la carga local. Para nuestro caso de estudio, estaremos en esta situación al cabo de unos cinco años luego de la puesta en funcionamiento, suponiendo que no haya expansión de la capacidad de generación. En este caso, la protección de la interconexión generalmente dispara los interruptores del generador del Píee, como indica la figura 10. Al restaurarse el sistema de la empresa eléctrica, los generadores del Píee típicamente son resincronizados en forma automática. Muchas empresas eléctricas requieren un relé de comprobación de sincronismo (25) en el principal interruptor de entrada para supervisar el recierre, como medida de seguridad para evitar el cierre no sincronizado. El relé de comprobación de sincronismo por lo general está equipado con lógica de baja tensión de barra muerta (sin tensión) para permitir el recierre desde el sistema de la empresa eléctrica ante una condición de barra muerta en las instalaciones del Píee.

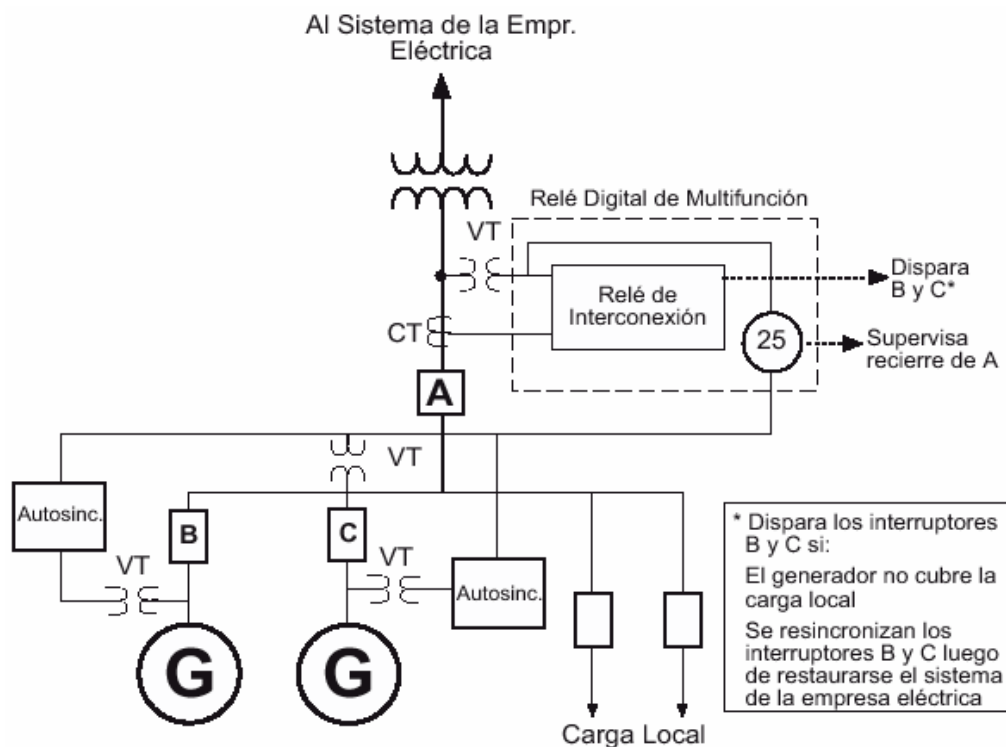


figura 10 - Caso 1: restauración luego de un disparo en la Interconexión

El segundo método de restauración (caso 2) se utiliza donde el generador del Píee cubre aproximadamente la carga local. Para nuestro caso de estudio, estaremos en esta situación en los primeros cinco años luego de la puesta en funcionamiento, suponiendo que no haya expansión de la capacidad de generación. En este caso, la protección de la interconexión dispara el interruptor principal de llegada (interruptor A) como se muestra en la Figura 11. A menudo, las instalaciones del Píee pueden contar internamente con rechazo (separación) de cargas por baja frecuencia, para adaptar la carga local a la generación del Píee disponible luego de la separación de la empresa eléctrica. Para resincronizar las instalaciones del Píee al sistema de la empresa eléctrica, se requiere un relé de comprobación de sincronismo más sofisticado, que mide no sólo el ángulo de fase ($\Delta\theta$) sino el deslizamiento (Δf) y la diferencia de tensión (ΔV) entre los sistemas de la empresa eléctrica y del Píee. Típicamente, dichos relés supervisan el recierre manual local y remoto.

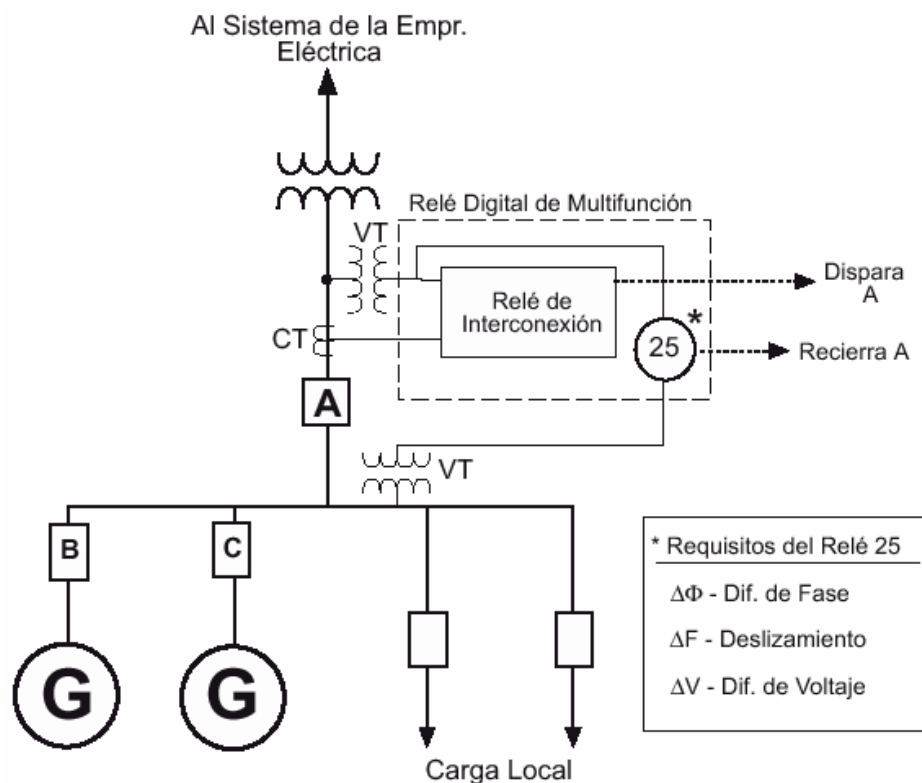


figura 11 - Caso 2: Restauración luego de un disparo en la Interconexión

Aplicación al caso de estudio

La elección de protecciones de la interconexión para nuestro sistema estará basado en el equipamiento existente en Zonamérica (transformador de interconexión, topología de la red interna), el tamaño diseñado del generador y en las consideraciones recién expuestas. Se entiende que el equipamiento a proteger es caro y merece cierto nivel de protecciones, teniendo en cuenta inclusive la responsabilidad de proteger contra disturbios eléctricos hacia y desde el sistema de la empresa suministradora eléctrica (UTE). La confiabilidad del suministro a la carga de Zonamérica es un importante tema que depende en gran medida de las inversiones en tecnologías de protecciones.

Utilizaremos un equipo de protección microprocesado e integrado SEL-547 de Schweitzer Electric, especialmente diseñado para aplicaciones de generación distribuida (ver Apéndice Hojas de Datos). Cuenta con las protecciones de sobre y subtensión, sobre y sub-frecuencia, tensión de secuencia de fases inversa, potencia inversa y sincroverificador.

La figura 12 muestra un conexionado típico, el cual se verá realizado para nuestra aplicación en el diagrama unifilar general de la red de Zonamérica.

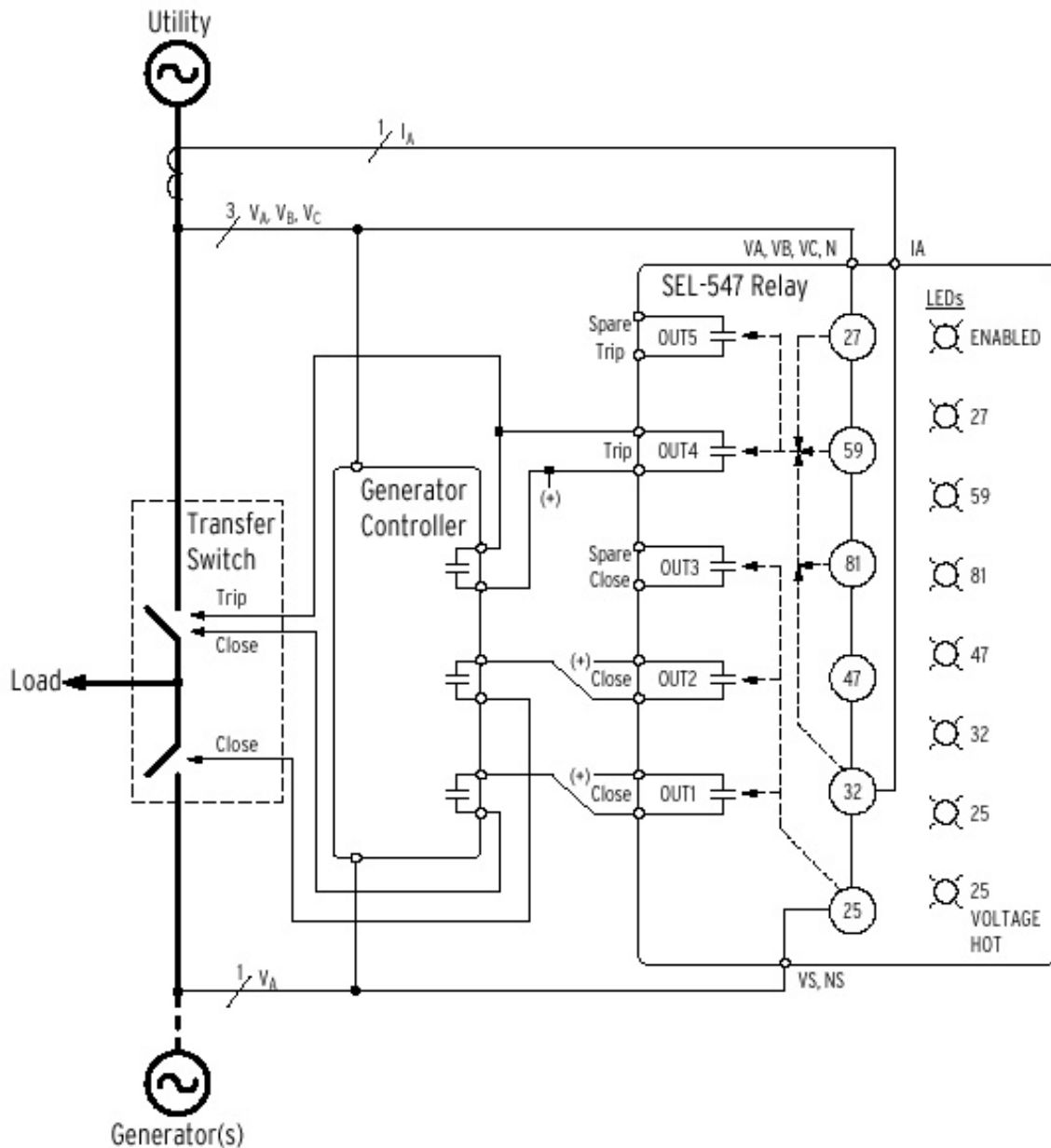


figura 12 – Aplicación típica del SEL-547 para la protección de la interconexión

Conclusiones

La protección de interconexiones tendrá mucha mayor importancia en los próximos años, si se materializan las predicciones de numerosos expertos en la industria. La protección de interconexiones bien diseñada deberá atender los aspectos que preocupan a los propietarios de generadores del PíeE así como a las empresas eléctricas.

Uno de los aspectos más importantes y que se ignora con mayor frecuencia, es la configuración del transformador de interconexión. Esto juega un rol fundamental en la minimización del sobretensión potencial en el sistema de la empresa eléctrica, así como en la determinación de los requisitos para la protección de la interconexión.

Los requisitos funcionales de la protección de interconexiones varían considerablemente. Los factores que determinan los requisitos de la protección incluyen: el tamaño del generador, el punto de interconexión

con el sistema de la empresa eléctrica, el tipo de generador (de inducción o síncronico), y los niveles de contraalimentación de fallas.

Referencias: [43]

3. Protección de Generadores

Introducción

Un generador protegido adecuadamente requiere, la protección automática contra condiciones anormales dañinas. El inconveniente al proporcionar algunas de las protecciones no es tanto que puedan remover el generador de servicio innecesariamente, sino que fallen al operar cuando deben. Este temor de aplicar la protección adecuada puede ser reducido considerablemente entendiendo la necesidad de tales protecciones y como aplicarlas a un generador dado. Un disparo innecesario del generador es indeseable, pero las consecuencias de no dispararlo y dañar la máquina son terribles. Para la empresa, el costo de dicho evento no es técnicamente el costo de la reparación o reemplazo de la máquina dañada, sino el costo sustancial de comprar energía de reemplazo durante el período en que la unidad está fuera de servicio.

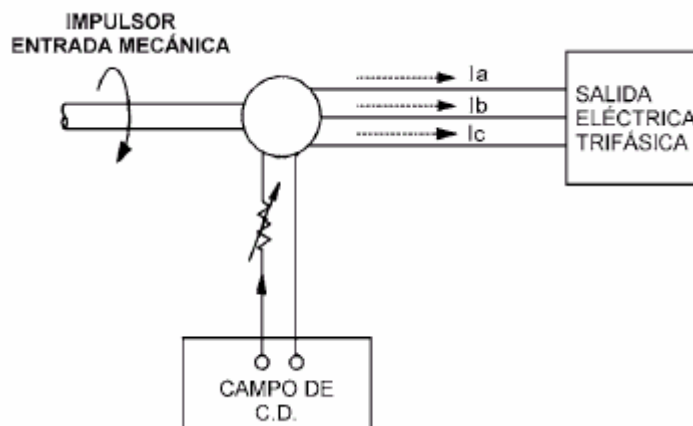


figura 1 - Generador síncronico básico

Generalidades

Conexión de Generadores a un Sistema de Potencia

Existen dos métodos básicos principales para conectar generadores al sistema de potencia. Estos son las conexiones directa y unitaria.

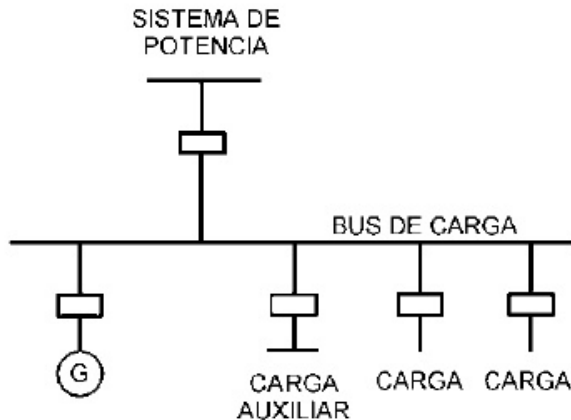


figura 2A - conexión Directa

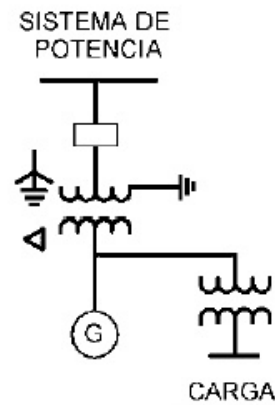


figura 2B - conexión Unitaria

Conexión directa: La figura 2A muestra el diagrama unifilar para una conexión directa de un generador a un sistema de potencia. Los generadores son conectados directamente al bus de carga sin transformación de tensión de por medio. Este tipo de conexión es un método recientemente usado para la conexión de generadores de tamaño pequeño.

Conexión unitaria: La figura 2B muestra el diagrama unifilar para un generador en conexión unitaria. El generador es conectado al sistema de potencia a través de un transformador elevador dedicado. La carga auxiliar del generador es suministrada desde un transformador reductor conectado a los terminales del generador. La mayoría de los generadores grandes son conectados al sistema de potencia de esta manera, usando un transformador elevador principal con conexión estrella-delta. Al tener la generación conectada a un sistema delta, las corrientes de falla a tierra pueden ser dramáticamente reducidas usando puesta a tierra de alta impedancia. Las prácticas de puesta a tierra serán vistas en detalle en la correspondiente sección.

Modelo de Cortocircuito del Generador Sincrónico

El circuito eléctrico equivalente de un generador sincrónico es una tensión interna en serie con una impedancia. La componente de resistencia de la impedancia es pequeña comparada con la reactancia y es usualmente despreciada para cálculos de corriente de falla. Sin embargo, es importante en la determinación de las constantes de tiempo de corriente directa de una corriente de cortocircuito asimétrica.

Secuencia positiva (X_1): Se usan tres valores diferentes de reactancia de secuencia positiva. En el circuito equivalente de secuencia positiva, X''_d es la reactancia subtransitoria, X'_d es la reactancia transitoria y X_d es la reactancia del generador en eje directo. Todos estos valores de eje directo son necesarios para calcular los valores de corriente de cortocircuito en diferentes tiempos después de ocurrido un cortocircuito. Estos valores son proporcionados por el fabricante del generador.

Puesto que el valor de la reactancia subtransitoria produce el valor de corriente inicial mayor, es generalmente usado en cálculos de cortocircuito para aplicación de relés. El valor de reactancia transitoria es usado para consideraciones de estabilidad. Los valores de reactancia no saturada son usados para calcular las corrientes de falla debido a que la tensión se reduce por debajo de la saturación durante fallas cercanas a la unidad. Puesto que los generadores típicos son operados ligeramente saturados, la corriente de falla sostenida (estado estable) será menor que la corriente de carga máxima, a menos que los reguladores de tensión refuercen el campo durante una falla sostenida.

Secuencia negativa (X_2): El flujo de corriente de secuencia negativa es de rotación de fase opuesta a través de la máquina y aparece como una componente de doble frecuencia en el rotor. En una máquina de

polos salientes, la secuencia negativa es el promedio de la reactancia subtransitoria de eje directo y eje en cuadratura [$X_2 = (X''_d + X''_q) / 2$], pero en una máquina con rotor cilíndrico, $X_2 = X''_d$.

Secuencia cero (X_0): La reactancia de secuencia cero es menor que los valores de secuencia positiva y negativa. Debido a los altos valores de corriente de falla a tierra disponibles para una máquina sólidamente puesta a tierra, una impedancia (reactancia o resistencia) es casi siempre insertada en la trayectoria de puesta a tierra del neutro, excepto en generadores muy pequeños donde el costo de proporcionar tales puestas a tierra en relación a los costos de la máquina son significativos.

Decaimiento de la Corriente de Falla del Generador

Debido a que la secuencia positiva del generador es caracterizada por tres reactancias con valores que se incrementan con el tiempo, sus corrientes de falla disminuyen con el tiempo.

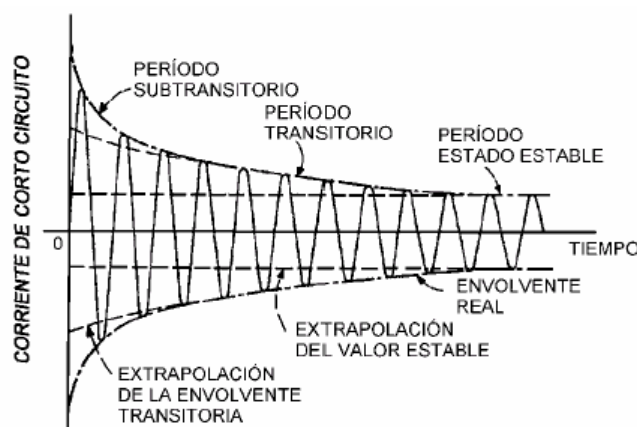


figura 3 - Trazo simétrico de una corriente de cortocircuito del generador

La forma de onda mostrada en la figura puede ser dividida en tres periodos o regiones de tiempo:

Período subtransitorio: este período se mantiene por pocos ciclos durante los cuales la magnitud de corriente es determinada por la reactancia subtransitoria del generador (X''_d) y el decremento del tiempo por la constante de tiempo T''_d .

Período transitorio: cubre un tiempo relativamente largo durante el cual la magnitud de corriente está determinada por la reactancia transitoria del generador (X'_d) y el decremento del tiempo por la constante de tiempo T'_d .

Período de estado estable: es el nivel de tiempo mas largo de corriente de falla del generador, cuya magnitud es determinada por la reactancia de eje directo del generador (X_d).

Cuando los desplazamientos de corriente directa son considerados, las corrientes del generador para una falla trifásica serán como se muestra en la figura siguiente:

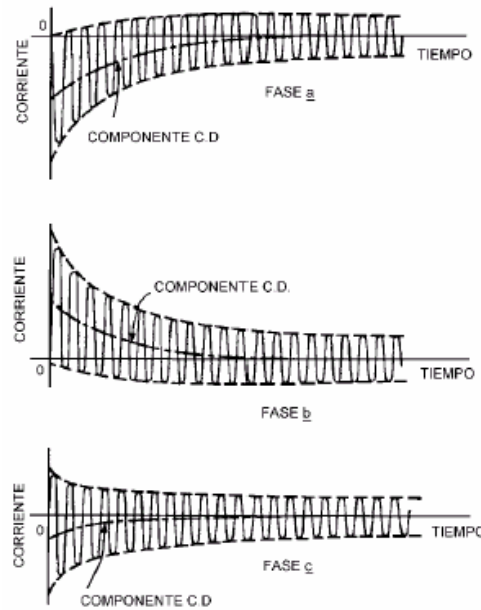


figura 4 - Corrientes de cortocircuito del generador para una falla trifásica con desplazamiento de corriente directa

Cuando una falla en el generador es detectada por los relés de protección, éste es separado del sistema de potencia disparando el interruptor del generador, el interruptor de campo y el motor primario impulsor.

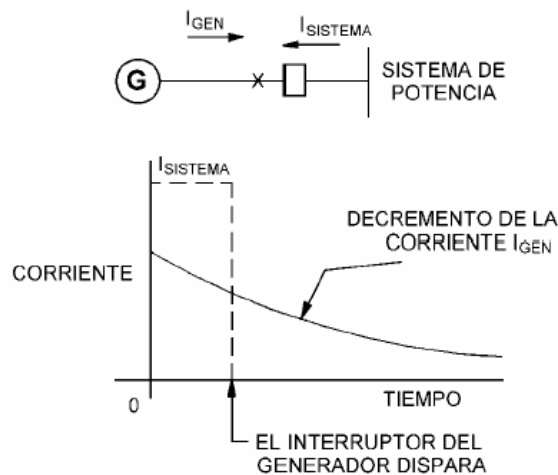


figura 5 - corriente de falla en terminales del generador

La contribución del sistema a la falla será inmediatamente eliminada cuando dispara el interruptor del generador, como se ilustra en la figura. Sin embargo, la corriente de cortocircuito del generador no puede ser “apagada” instantáneamente debido a la energía almacenada en la máquina rotatoria. El flujo de la corriente de falla dañina en el generador continuará por un período de varios segundos después de que el generador ha sido disparado, haciendo que las fallas del generador sean extremadamente dañinas. Los conductores de los terminales del generador son usualmente aislados por la construcción del bus, para minimizar las fallas multifase en terminales. El generador es también puesto a tierra de tal forma que se reducen las corrientes de falla a tierra. Esto se hace incrementando la impedancia de secuencia cero, insertando una impedancia a tierra en el neutro.

Falla a Tierra en el devanado del Estator

El método usado de puesta a tierra del estator en una instalación de generador determina el comportamiento del generador durante condiciones de falla a tierra. Si el generador está sólidamente puesto a tierra, como casi nunca sucede, aportará una muy alta magnitud de corriente a una falla de una línea a tierra en sus terminales, acompañada de una reducción del 58% en las tensiones fase-fase que involucran la fase fallada y de un modesto desplazamiento de la tensión de neutro. Si el generador no está puesto a tierra, lo cual prácticamente nunca sucede, aportará una cantidad de corriente despreciable a una falla fase-tierra franca en sus terminales, sin reducción en las tensiones fase-fase en terminales y un completo desplazamiento en la tensión de neutro.

Las altas magnitudes de corriente de falla que resultan de un generador sólidamente puesto a tierra son inaceptables debido al daño que la falla puede causar. La desconexión al generador a través del disparo del interruptor principal, de campo y el motor primario no hará que la corriente de falla se reduzca inmediatamente a cero. El flujo atrapado en el campo causará una corriente de falla que disminuye lentamente en algunos segundos después de que el generador es disparado, lo que magnifica sustancialmente el daño.

Por otro lado, el operar un generador sin aterrar provoca una corriente de falla despreciable, pero las tensiones de línea a tierra en las fases no falladas pueden elevarse durante las fallas con arqueo a niveles altamente peligrosos los cuales podrían causar la falla del aislamiento del generador. Como resultado, los devanados del estator de generadores grandes son puestos a tierra de tal forma que reduzcan las corrientes de falla y las sobretensiones y proporcionen un medio de detectar la condición de falla a tierra lo suficientemente rápido para prevenir el calentamiento del hierro.

Consideraciones sobre la conexión a tierra del neutro

Se discutirán ciertas consideraciones a tener en cuenta para decidir el tipo de conexión a tierra del neutro del generador.

Con el neutro aislado, las corrientes de falta entre fase y masa son muy pequeñas por depender de las capacidades parásitas a masa, pero en cambio pueden producirse sobretensiones y además dificultades para localizar el defecto a masa.

Por otra parte, normalmente los generadores están diseñados para poder soportar los efectos de un cortocircuito trifásico en bornes. Ahora bien, la impedancia (reactancia) homopolar de los generadores síncronos es generalmente sólo de 1/3 a 1/6 de la reactancia inicial de cortocircuito X''_d . Por tanto, si el neutro del generador está puesto directamente a tierra, la corriente de cortocircuito monofásico entre borne (fase) y tierra puede llegar a ser del 25% al 40 % superior a la del cortocircuito trifásico en bornes. Por ello, actualmente, las opiniones son mayoritarias en favor de la conexión del neutro a tierra, pero no directamente sino a través de una impedancia limitadora de la corriente de cortocircuito (ver figura 6 y 7).

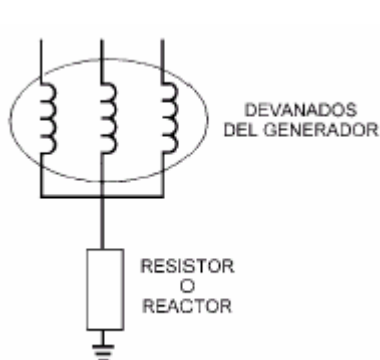


figura 6

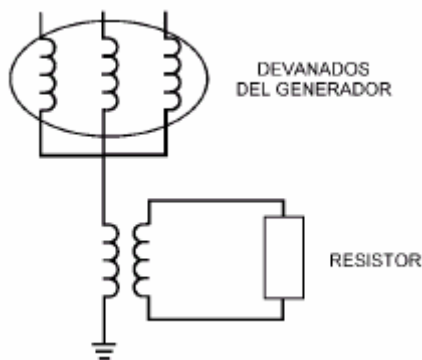


figura 7

La cuestión está en la adecuada elección en cada caso particular del valor y naturaleza (óhmica o inductiva) de esta impedancia. Se entiende que ninguno de los métodos usuales sea en todos los casos ventajoso respecto a los demás, pues ninguno reúne todas las características que se desearían para esta puesta a tierra; las impedancias de bajo valor representarán sobretensiones reducidas pero en cambio intensidades de cortocircuito elevadas, y por el contrario, impedancias de valor elevado darán lugar a corrientes de cortocircuito pequeñas pero a sobretensiones de valor más alto. Por tanto, la elección deberá hacerse a base de establecer previamente un orden de preferencia o de importancia en los objetivos que se deseen conseguir con esta conexión del neutro a tierra.

En este sentido, lo que más habitualmente se desea es:

- limitación de esfuerzos mecánicos en el generador
- limitación de sobretensiones transitorias
- necesidad de cierta intensidad para la protección selectiva contra faltas a tierra
- limitación del daño producido en el punto del defecto
- protección del generador contra sobretensiones atmosféricas

Las diversas formas de conexión del neutro a tierra difieren entre si, básicamente por el distinto valor admisible de la corriente de cortocircuito a tierra. Enumeramos en orden decreciente de intensidades:

Puesta a tierra a través de una reactancia.

Se utiliza normalmente cuando se admiten corrientes de defecto fase-tierra del orden entre el 25% y el 100% de la corriente de cortocircuito trifásico. Así pues los valores de esta reactancia quedarán comprendidos entre aquellas que hagan que la relación X_0/X , valga entre 10 y 1, o sea $10 \leq X_0/X \leq 1$. Para valores superiores de 10, pueden producirse sobretensiones transitorias importantes. De ser posible que esta relación X_0/X sea igual o menor que 3, se tiene el neutro “efectivamente puesto a tierra” (coeficiente de puesta a tierra $m < 0,8$) entonces pueden utilizarse descargadores de sobretensión con tensiones de cebado aproximadamente 25% más bajas y que por tanto dan un nivel de protección más favorable. Las intensidades de cortocircuito fase-tierra serán entonces iguales o superiores al 60% de la del cortocircuito trifásico.

Conexión del neutro a través de resistencias.

Se utiliza habitualmente para valores de cortocircuitos fase-tierra, entre 100 A y 2000 A aproximadamente. El costo y el tamaño de la resistencia establecen los límites superior e inferior de la misma en cuanto a la intensidad de cortocircuito fase-tierra. En efecto, para intensidades pequeñas, el valor óhmico de la resistencia con las tensiones usuales de generación resulta muy elevado. Para intensidades altas, la disipación de calor es grande, por ejemplo para intensidades de paso de $1,5 I_n$ (I_n es la intensidad nominal del generador), la disipación de calor en la resistencia es del orden del 50% de la potencia del generador.

Conexión a través del primario de un transformador de distribución (monofásico) con el secundario cerrado sobre una resistencia.

Obsérvese que equivale a la conexión a tierra a través de una resistencia de valor elevado; siendo R_2 la resistencia conectada al secundario y N_1/N_2 la relación de transformación (relación de espiras), equivale a haber intercalado una resistencia de valor:

$$R_1 = R_2 \left(\frac{N_1}{N_2} \right)^2.$$

Con ello pueden obtenerse corrientes de cortocircuito de neutro a tierra, limitadas a 5 ó 10 A. Se considera que intensidades de este valor no pueden causar daños importantes en la máquina (por ejemplo en la chapa magnética estática), pero en cambio son corrientes insuficientes para obtener una protección selectiva con seguridad.

Conexión del neutro a tierra a través del primario de un transformador de medida de tensión.

Dada la elevada reactancia del transformador de tensión, equivale prácticamente a neutro aislado. Por tanto, la corriente es muy pequeña, pero pueden producirse sobretensiones transitorias particularmente elevadas. Se acostumbra a conectar al secundario del transformador de tensión, un relé de tensión para alarma o disparo. Este método es similar al del transformador de distribución pero no presenta la ventaja del amortiguamiento de sobretensiones, debido a la resistencia conectada al secundario.

Para ayudar a establecer unos criterios de elección, pueden ser útiles las siguientes consideraciones:

para la limitación de los esfuerzos en los devanados de generadores puestos a tierra, se necesita, en casi todos los casos, alguna impedancia intercalada en el neutro.

en generadores que alimentan directamente redes de cables, puede ser preferible, bien la resistencia o la reactancia de neutro. La elección depende de si el objetivo principal es mantener en la red de cables las sobretensiones dinámicas lo más bajas posible, o bien hacer mínima la corriente de falta.

en instalaciones con grupos bloque generador-transformador, se recomienda la conexión a tierra por medio de transformador de distribución y resistencia en el secundario.

Observación:

En los cuatro casos mencionados, especialmente cuando la puesta a tierra es a través de impedancia elevada, debe preverse un adecuado descargador de sobretensiones (pararrayos) entre neutro y tierra. La elección entre pararrayos de nivel para neutro aislado o para neutro puesto a tierra vendrá determinada por el valor del coeficiente de puesta a tierra y por tanto de las relaciones X_0/X y R_0/X .

Fallas de Fases del Estator

Una falla de fase en el devanado del estator del generador es siempre considerada como seria debido a las altas corrientes encontradas y el daño potencial a los devanados de la máquina, así como a las ejes y el acoplamiento. Los largos tiempos de reparación para máquinas severamente dañadas pueden ser muy costosos; por consiguiente, también generan altos costos por reemplazo de potencia mientras la máquina está fuera de servicio. Para agravar esta situación, la corriente de falla en un generador fallado no se interrumpe cuando el campo del generador es disparado y el generador es separado del sistema. La energía almacenada en el campo continuará alimentando corriente de falla por varios segundos.

El tipo más común de protección de respaldo usado para fallas de fase del estator del generador conectado en forma unitaria es el relé diferencial total.

Para unidades pequeñas o unidades conectadas directamente a un bus, se emplean relés de secuencia negativa y de respaldo del sistema.

Tierra en el Campo

El circuito de campo de un generador es un sistema de corriente directa no puesto a tierra. Una sola falla a tierra generalmente no afectará la operación de un generador ni producirá efectos de daño inmediato. Sin embargo, la probabilidad de que una segunda falla a tierra ocurra es mayor después de que la primera falla a tierra ha ocurrido. Cuando se tiene una segunda falla a tierra, una parte del devanado de campo estará cortocircuitada, produciendo por lo tanto flujos desbalanceados en el entrehierro de la máquina. Los flujos desbalanceados producen fuerzas magnéticas desbalanceadas las cuales dan como resultado vibración y daño de la máquina. Una tierra en el campo también produce calentamiento del hierro del rotor debido a las corrientes desbalanceadas, las que dan como resultado gradientes de temperatura que pueden causar vibraciones dañinas.

Desde un punto de vista de protección, la práctica más segura es disparar el generador automáticamente cuando la primera tierra es detectada. Una segunda falla a tierra podría ser inminente debido a los problemas de aislamiento en el campo. Ha habido casos en que una segunda falla a tierra ha causado daños al campo.

Frecuencia Anormal

Tanto el generador como la turbina están limitados en el grado de operación a frecuencia anormal que puede ser tolerados. A frecuencias reducidas, se tendrá una reducción en la capacidad del generador. La turbina es considerada más estricta que el generador a frecuencias reducidas debido a las posibles resonancias mecánicas en las muchas etapas de los álabes de la turbina. La desviación de la velocidad nominal bajo carga traerá estímulos de frecuencias cercanos a una o más de las frecuencias naturales de los varios alabes y habrá un incremento en los esfuerzos vibratorios. A medida que se incrementan los esfuerzos vibratorios, el daño es acumulado, lo cual puede conducir a la fractura de algunas partes de la estructura de los alabes.

La protección primaria de subfrecuencia para generadores de turbinas se proporciona por la implementación de un programa de corte de carga automático en el sistema de potencia local. Estos programas deben ser diseñados de tal forma que para la condición de máxima sobrecarga posible, sea cortada suficiente carga para restaurar rápidamente la frecuencia del sistema a un valor cercano al normal. La protección de respaldo para condiciones de subfrecuencia es proporcionada por el uso de uno o más relés de subfrecuencia y temporizadores en cada generador. Los relés de subfrecuencia y los temporizadores son usualmente conectados para disparar al generador.

Cuando un sistema de potencia está en operación estable a frecuencia normal, la entrada total de potencia mecánica del impulsor primario del generador es igual a la suma de las cargas conectadas, y todas las pérdidas de potencia real en el sistema. Una alteración sensible de este balance causa una condición de frecuencia anormal del sistema. Las condiciones de frecuencia anormal pueden causar disparos de generadores, que líneas de enlace se abran por sobrecarga o que partes del sistema se separen debido a las oscilaciones de potencia y a la inestabilidad resultante. Esto podría dar como resultado que el sistema de potencia se separe en una o más islas aisladas eléctricamente.

En un sistema de potencia pueden ocurrir dos tipos de condiciones de frecuencia anormal:

La condición de subfrecuencia ocurre en un sistema de potencia como resultado de una súbita reducción en la potencia de entrada por la pérdida de generador(es) o pérdidas de enlaces clave de importación de potencia. Esto puede producir un decremento en la velocidad del generador, lo que causa una disminución de la frecuencia del sistema.

La condición de sobrefrecuencia ocurre como resultado de una pérdida súbita de carga o pérdida de enlaces clave de exportación de potencia. La salida del motor impulsor que alimentaba la carga inicial es absorbida por la aceleración de estas unidades y puede resultar un incremento en la frecuencia del sistema.

Existen dos consideraciones principales asociadas con la operación de una planta generadora a frecuencia anormal. Estas son:

La protección del equipo contra el daño que podría presentarse por la operación a frecuencia anormal.

La prevención del disparo accidental de la unidad generadora por una condición de frecuencia anormal recuperable que no exceda los límites de diseño del equipo de la planta.

Las partes principales de una planta generadora que son afectadas por la operación a frecuencia anormal son el generador, transformadores elevadores, turbina y las cargas auxiliares de la subestación del generador.

Capacidad de alta/baja frecuencia del generador

Es casi seguro que una operación a subfrecuencia de la unidad, es acompañada por valores altos de corriente de carga tomada del generador. Esto podría causar que se exceda la capacidad térmica de tiempo corto del generador. Las limitaciones en la operación de generadores en condición de subfrecuencia son menos restrictivas que las de la turbina. Sin embargo, cuando se requiere protección del generador, se proporciona protección contra sobrecorriente.

La sobrefrecuencia es usualmente resultado de una súbita reducción en la carga y por lo tanto es asociada con operación a carga ligera o sin carga. Durante la operación con sobrefrecuencia, la ventilación de la máquina es mejorada y las densidades de flujo para una tensión en terminales dada son reducidas. Por lo tanto, la operación dentro de los límites de sobrefrecuencia de la turbina no producirá sobrecalentamiento del generador si la potencia aparente y la tensión nominal no son excedidas. Si el regulador de tensión del generador es mantenida en servicio a frecuencias significativamente reducidas, los límites de Volts por Hertz de un generador podrían ser excedidos. Sin embargo, la mayoría de los incidentes de Volts por Hertz excesivos ocurren por otras razones diferentes a la operación a frecuencia reducida y son analizadas más adelante.

Capacidad de alta/baja frecuencia de la turbina

La consideración principal en la operación de una turbina bajo carga a frecuencia diferente de la síncrona es la protección de los álabes largos en la sección de baja presión de la turbina. La operación de estas etapas bajo carga, a una velocidad que causa una coincidencia de la banda de frecuencia natural de los álabes que conducirá a daño por fatiga de los álabes y finalmente a falla de los álabes. Este problema puede ser particularmente severo cuando fluye corriente de secuencia negativa a través de la armadura del generador, excitando por eso frecuencias torsionales.

La protección contra sobrefrecuencia generalmente no es aplicada debido a que los controles de reducción del gobernador o las acciones del operador son consideradas suficientes para corregir la velocidad de la turbina. Sin embargo, debe considerarse el impacto sobre la protección de sobrevelocidad y el aislamiento de la unidad durante una condición de sobrefrecuencia. Esto es necesario para asegurar la coordinación y la protección de los álabes de la turbina para condiciones de sobrefrecuencia.

Los métodos de protección para evitar la operación de la turbina fuera de los límites preescritos serán restringidos a la protección de subfrecuencia. Los relés de subfrecuencia para corte de carga automático son usados para cortar la cantidad requerida de carga necesaria para mantener un balance carga-generación durante una sobrecarga del sistema. La operación a frecuencias diferentes a la nominal o cercanas a la velocidad nominal está restringida en tiempo a los límites para las distintas bandas de frecuencia publicadas por cada fabricante de turbinas para varios diseños de álabes. Los límites de frecuencia anormal son basados en las peores condiciones debido a que:

Las frecuencias naturales de los álabes dentro de una etapa difieren debido a tolerancias de manufactura. La fatiga podría incrementarse con operación normal por razones tales como golpeteo, corrosión y erosión de los bordes de los álabes. El límite debe también reconocer el efecto de pérdida adicional de vida de los álabes ocurrido durante las condiciones de operación anormal no asociadas con la operación a baja velocidad o sobrevelocidad.

Los sistemas de potencia cuyos diseños son tales que pueden formar islas en el sistema debido a los esquemas de corte de carga o circunstancias imprevistas, deben considerar la protección de subfrecuencia del turbogenerador para reducir el riesgo de daño en la turbina en el área aislada. Además, la protección de subfrecuencia del turbogenerador proporciona protección de respaldo contra la falla del sistema de corte de carga.

Sobreexcitación y Sobretensión

Las normas para máquinas establecen que los generadores deben operar exitosamente a potencias aparentes nominales para niveles de tensión y frecuencia dentro de límites especificados. Las desviaciones en frecuencia y tensión fuera de estos límites pueden causar esfuerzos térmicos y dieléctricos que pueden causar daño en segundos. La sobreexcitación y la sobretensión son desviaciones para las cuales se necesitan proporcionar esquemas de monitoreo y protección.

Fundamentos de la Sobreexcitación

Los relés de sobreexcitación, o V/Hz, son usados para proteger a los generadores y transformadores de los niveles excesivos de densidad de flujo magnético. Los altos niveles de densidad de flujo son causados por una sobreexcitación del generador. A estos altos niveles, las trayectorias del hierro magnético diseñadas para llevar el flujo normal se saturan, y el flujo comienza a fluir en trayectorias de dispersión no diseñadas para llevarlo. Estos campos resultantes son proporcionales a la tensión e inversamente proporcionales a la frecuencia. Por lo tanto, los altos niveles de densidad de flujo (y la sobreexcitación) aparecerán a consecuencia de la sobretensión, de la subfrecuencia o de una combinación de ambos.

Los campos magnéticos de dispersión son más dañinos en los extremos del núcleo del generador, donde el campo magnético marginal puede inducir altas corrientes en las componentes del ensamble del núcleo sólido y en las laminaciones del extremo del núcleo. Esto da como resultado pérdidas y calentamiento mayores en esas componentes.

Además de las altas temperaturas, las corrientes de Foucault también causan tensiones en las interlaminaciones, las cuales podrían degradar aún más el aislamiento. Si el delgado aislamiento de las laminaciones es roto por las altas temperaturas o tensiones, se tendrán severos daños al hierro. Estas altas temperaturas y tensiones pueden originar daño en cuestión de segundos. El daño es más severo que con la mayoría de las fallas de devanados, y la reparación podría requerir remover el devanado completo y re-ensamblar una parte del núcleo.

Límites de operación de equipos

Las limitaciones de equipos son una consideración importante en el ajuste de la protección V/Hz para una unidad generadora. Las normas para máquinas tienen lineamientos sobre límites para V/Hz y sobretensiones excesivas de generadores y transformadores asociados a la unidad, incluyendo transformadores elevadores y transformadores auxiliares de la unidad.

Las normas ANSI/IEEE han establecido los siguientes límites:

Generadores: 1.05 pu (base del generador)

Transformadores: 1.05 pu (En base del secundario del transformador) a carga nominal, y con f.p. de 0.8 ó mayor: 1.1 pu (base del transformador) sin carga.

Cuando se ajusta la protección de sobretensión, algunas normas indican los requerimientos mínimos.

Los generadores de rotor cilíndrico deben ser capaces de operar hasta con el 105% de la tensión nominal. A los transformadores de potencia se les requiere únicamente que operen hasta el 110% de la tensión nominal a frecuencia nominal, dependiendo de los niveles de carga.

El daño a los equipos debido a V/Hz excesivos, es causado principalmente por el sobrecalentamiento de las componentes, el cual depende de la duración del evento. A partir de las relaciones entre los campos de dispersión y el calentamiento, pueden desarrollarse curvas que definen los límites en la magnitud y

duración de los eventos de V/Hz. Los fabricantes generalmente proporcionan curvas para sus equipos, que muestran los límites de operación permisible en términos de por ciento de V/Hz normales contra tiempo (ver figuras 8a y 8b).

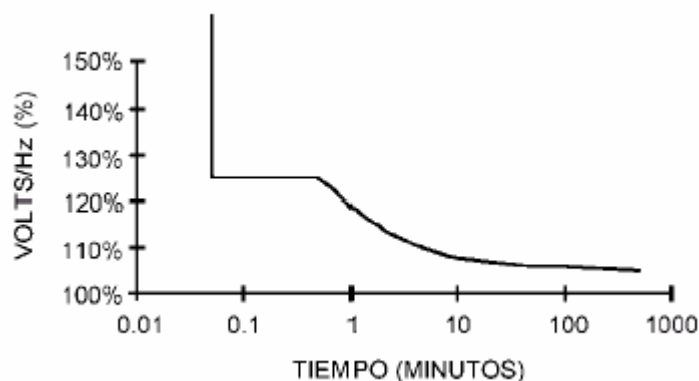


figura 8a - curva típica de límite para la operación de V/Hz para un generador.

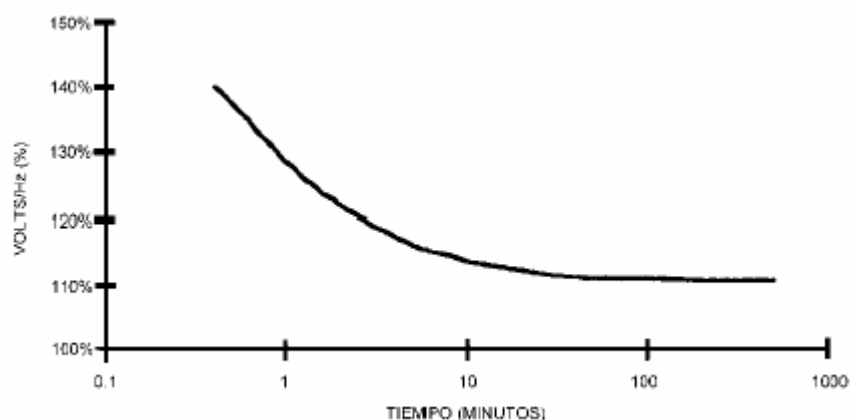


figura 8b - Curva típica de límite para la operación de V/Hz para un transformador de potencia.

El daño a los equipos por sólo tensión excesiva es causado básicamente por ruptura del aislamiento debido a esfuerzo dieléctrico. La sobretensión sin sobreexcitación (V/Hz) puede ocurrir cuando un generador tiene una sobrevelocidad debida a un rechazo de carga, a una falla severa y repentina, o a alguna otra razón; en estos casos no ocurre una sobreexcitación porque la tensión y la frecuencia aumentan en la misma proporción; por tanto, la relación V/Hz permanece constante. Generalmente los fabricantes proporcionan relaciones tensión-tiempo para su equipo, las cuales muestran los límites permisibles de operación. Al ajustar los relés de sobretensión para una unidad generadora, es importante que los límites de operación para el generador y los transformadores sean puestos en una base común de tensión, por las mismas razones que las descritas para los relés de V/Hz.

Pérdida de Campo

Un generador síncrono requiere tensión y corriente directa adecuadas en su devanado de campo para mantener sincronismo con un sistema de potencia. Existen muchos tipos de excitadores usados en la industria, incluyendo: excitadores de corriente directa rotatorios con conmutadores convencionales, grupos de rectificadores rotatorios sin escobillas y excitadores estáticos.

La pérdida parcial o total de campo de un generador síncrono es perjudicial tanto al generador y como al sistema de potencia al cual está conectado. La condición debe ser detectada rápidamente y el generador

debe ser aislado del sistema para evitarle daños. Una condición de pérdida de campo no detectada puede tener también un impacto devastador sobre el sistema de potencia, causándole una pérdida del soporte de potencia reactiva y creando una toma sustancial de potencia reactiva.

La curva de cargabilidad del generador mostrada en la figura 9 proporciona un panorama de los límites de operación de la máquina síncrona. En la región de operación normal, estos límites son límites térmicos. En el área de subexcitación, la operación es limitada por el calentamiento del hierro en el extremo del estator. El ajuste del control del regulador es coordinado con el límite de estabilidad de estado estable del generador, el cual es función del generador, de la impedancia del sistema y de la tensión terminal del generador.

Normalmente, el campo del generador es ajustado de tal forma que se entregan potencia real y potencia reactiva al sistema de potencia. Si el sistema de excitación se pierde o es reducido, el generador absorbe potencia reactiva del sistema de potencia en lugar de suministrarla y opera en la región de subexcitación de la curva de cargabilidad. Los generadores tienen en este área una estabilidad baja o reducida. Si ocurre una pérdida total del campo y el sistema puede suministrar suficiente potencia reactiva sin una gran caída de tensión terminal, el generador puede operar como un generador de inducción; si no es así, se perderá el sincronismo.

El cambio desde operación normal sobreexcitado a operación subexcitado ante la pérdida de campo no es instantáneo sino que ocurre en un cierto período de tiempo (generalmente algunos segundos), dependiendo del nivel de salida del generador y de la capacidad del sistema conectado.

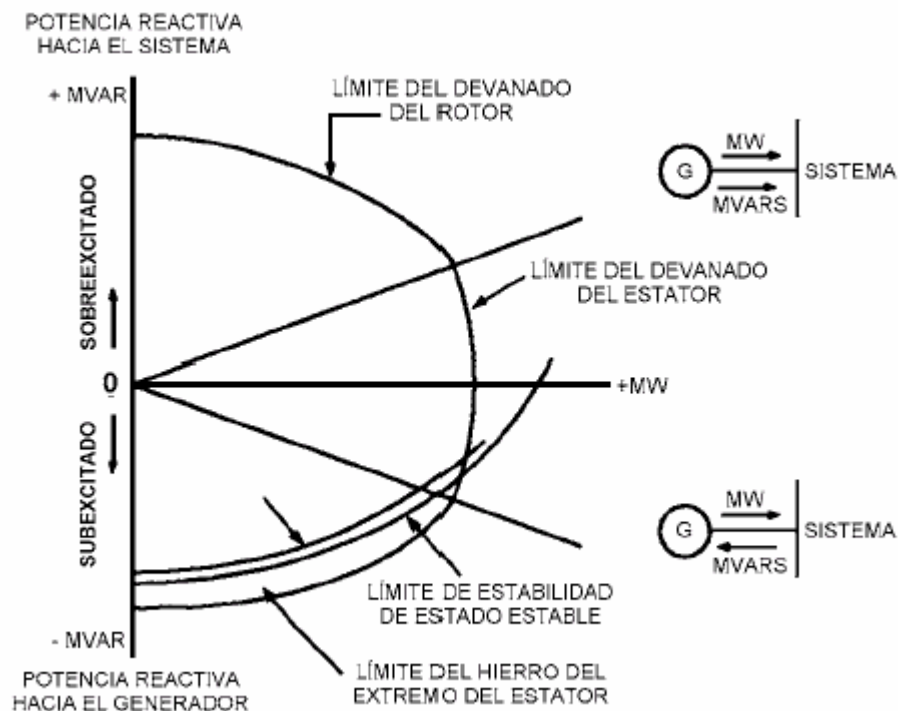


figura 9 - curva de cargabilidad del Generador

El control de mínima excitación del generador evita que el excitador reduzca el campo por debajo del límite de estabilidad de estado estable. La pérdida parcial o total de campo puede dar como resultado la operación del generador fuera de los límites con subexcitación. La pérdida completa de excitación ocurre cuando la fuente de corriente directa del campo de la máquina es interrumpida. La pérdida de excitación puede ser causada por incidentes como circuito abierto del campo, cortocircuito en el campo, disparo accidental del interruptor de campo, falla del sistema de control del regulador, pérdida de campo del excitador principal, pérdida de alimentación de corriente alterna al sistema de excitación. Cuando un generador síncronico pierde su excitación, girará a una velocidad mayor a la síncrona y opera como un

generador de inducción, entregando potencia real al sistema, pero al mismo tiempo obteniendo su excitación desde el sistema, convirtiéndose en un gran drenaje de potencia reactiva en el sistema. Este drenaje grande de potencia reactiva causa problemas al generador, a las máquinas adyacentes y al sistema de potencia. El impacto al sistema de la pérdida de campo a un generador depende de la robustez del sistema conectado, de la carga en el generador antes de la pérdida de campo y del tamaño del generador.

Daños al Generador

Cuando el generador pierde su campo, opera como un generador de inducción, causando que la temperatura en la superficie del rotor se incremente debido a las corrientes de Foucault inducidas por el deslizamiento en el devanado de campo, en el cuerpo del rotor, en las cuñas y anillos de retención. La alta corriente reactiva tomada por el generador del sistema puede sobrecargar el devanado del estator, causando que se incremente su temperatura. El tiempo de daño a la máquina debido a las causas anteriores puede ser tan corto como 10 segundos, o hasta de varios minutos.

Efectos en el sistema ante una condición de pérdida de campo

Para generadores pequeños no hay efectos importantes sobre el sistema de potencia.

Pérdida de Sincronismo

Existen muchas combinaciones de condiciones de operación, fallas y otros disturbios que podrían causar una condición de pérdida de sincronismo entre dos partes de un sistema de potencia o entre dos sistemas interconectados. Si tales eventos ocurren, los generadores deben ser disparados tan pronto como sea posible para prevenir daños al generador o antes de que se produzca una salida mayor.

Otros factores que pueden llevar a la inestabilidad son: operación de generadores en región adelantada durante períodos de carga ligera, baja tensión del sistema, baja excitación de la unidad, impedancia excesiva entre la unidad y el sistema y algunas operaciones de conmutación de líneas.

Efectos en los generadores que operan fuera de sincronismo

La condición de pérdida de sincronismo causa altas corrientes y esfuerzos en los devanados del generador y altos niveles de pares transitorios en el eje. Si la frecuencia de deslizamiento de la unidad con respecto al sistema de potencia se aproxima a una frecuencia torsional natural, los pares pueden ser lo suficientemente grandes para romper el eje. Por lo tanto, es deseable disparar inmediatamente la unidad, puesto que los niveles de par en la fecha se forman con cada ciclo subsecuente de deslizamiento. Esta formación es el resultado del continuo incremento de la frecuencia de deslizamiento, la cual pasa por la primera frecuencia torsional natural del sistema de el eje. Los eventos de deslizamiento de los polos pueden también dar como resultado un flujo anormalmente alto en el hierro de los extremos del núcleo del estator, el cual puede llevar a un sobrecalentamiento y acortamiento en los extremos del núcleo del estator. El transformador elevador de la unidad también estará sujeto a muy altas corrientes transitorias en devanados, las cuales imponen grandes esfuerzos mecánicos en sus devanados.

Modo de disparo por pérdida de sincronismo

Los esquemas de protección por pérdida de sincronismo deben operar para disparar sólo el o los interruptores del generador si la unidad generadora es capaz de soportar un rechazo de carga y alimentar sólo sus propios auxiliares. El disparar únicamente el interruptor del generador permite al generador ser nuevamente sincronizado al sistema una vez que el sistema se haya estabilizado.

Estabilidad del sistema

La confiabilidad del sistema depende de la capacidad de las unidades generadoras para permanecer en sincronismo con el resto del sistema eléctrico después de fallas severas o disturbios transitorios. La estabilidad puede ser alcanzada cuando la potencia de aceleración producida durante una falla es balanceada por potencia posterior de desaceleración suficiente para regresar a la unidad a la velocidad síncrona. El tiempo máximo desde la iniciación de la falla hasta su aislamiento en un sistema de potencia para que el sistema de potencia se mantenga estable es el tiempo de libramiento crítico del sistema.

Varias técnicas de control de estabilidad pueden ser requeridas para lograr la estabilidad del sistema.

A continuación se enumeran algunas formas frecuentemente empleadas de ayudar a la estabilidad.

Técnicas de libramiento más rápido de fallas

Esquemas de falla de interruptor de alta rapidez.- Proporcionan un rápido libramiento de la falla con el disparo de los interruptores de respaldo.

Sistema piloto de protección.- Proporciona rápido libramiento de ambos extremos de una línea, sin importar el lugar de la falla en la línea, reduciendo así el tiempo de aceleración del ángulo del rotor.

Relés de actuación rápida dual.- Proporcionan libramiento redundante de alta rapidez de fallas cuando un relé o sistema de relés falla en operar.

Interruptores de libramiento rápido.- Proporcionan una más rápida remoción de la falla, lo que significa tiempos reducidos de aceleración del ángulo del rotor.

Disparo transferido por falla de interruptor del bus remoto.- Utiliza un canal de comunicación para acelerar el libramiento de la falla en los terminales de línea de la planta generadora, si falla el interruptor(es) del extremo remoto de la línea para librar una falla en el bus remoto, reduciendo así el tiempo de aceleración del ángulo del rotor.

Técnicas de aplicación de interruptores de fase independiente

Disparo monopolar.- Utiliza relés que pueden detectar fallas en cada fase y dispara únicamente la fase fallada, manteniendo así una parte de la capacidad de transferencia de potencia y mejorando la estabilidad del sistema hasta el recierre exitoso de la fase fallada.

Interruptor de polos independientes.- Reduce una falla de fases múltiples a una falla monofásica menos severa si al menos dos de las tres fases abren, puesto que cada fase del interruptor opera independientemente.

Técnicas de disparo por pérdida de sincronismo

Disparo por pérdida de sincronismo de la unidad.- Utiliza un esquema específico de protección de pérdida de sincronismo para sensar la pérdida de sincronismo y disparar la unidad, para eliminar su influencia negativa sobre el sistema.

Disparo por pérdida de sincronismo del sistema.- Utiliza un esquema específico de protección de pérdida de sincronismo para detectar que un sistema o área está perdiendo sincronismo con otro, y dispara para separar los dos sistemas para así evitar que la inestabilidad de un sistema se repita en el otro.

Esquema de protección especial.- Proporciona un esquema de disparo especial que puede requerir que una unidad sea disparada simultáneamente ante la pérdida de una línea crítica o ante la falla de un interruptor crítico para evitar que la unidad se vuelva inestable.

Técnicas de excitación de alta rapidez

Sistemas de excitación de alta respuesta.- Logra con mayor rapidez una tensión de excitación mayor, para incrementar la capacidad de salida de potencia de la unidad inmediatamente después de una condición de falla en el sistema para mejorar la estabilidad por desaceleración del rotor.

Estabilizador del sistema de potencia.- Proporciona señales complementarias para disminuir o cancelar el efecto de anti-amortiguamiento del control del regulador de tensión durante disturbios severos en el sistema.

Otras técnicas de alta velocidad

Frenado dinámico.- Coloca una carga resistiva directamente en el sistema de potencia de la planta para ayudar a desacelerar al rotor de la unidad durante una falla cercana en el sistema.

Operación rápida de válvulas de turbina.- Inicia el cierre rápido de válvulas de intercepción para permitir la reducción momentánea o sostenida de la potencia mecánica de la turbina, lo cual reduce la salida de potencia eléctrica del generador. El beneficio de la operación rápida de válvulas de la turbina, cuando es aplicable, puede ser un incremento en el tiempo de libramiento crítico.

Excepto la operación rápida de válvulas, las técnicas anteriores son implementadas para alterar la potencia eléctrica del generador de tal forma que las unidades generadoras puedan recuperarse de disturbios serios.

Desbalance de Corriente

Existen numerosas condiciones del sistema que pueden causar corrientes trifásicas desbalanceadas en un generador. Estas condiciones del sistema producen componentes de corriente de secuencia de fase negativa la cual induce una corriente de doble frecuencia en la superficie del rotor. Estas corrientes en el rotor pueden causar altas y dañinas temperaturas en muy corto tiempo.

Es práctica común proporcionar al generador protección para condiciones de desbalance externo que podrían dañar a la máquina. Esta protección consiste de un relé de sobrecorriente de tiempo el cual responde a la corriente de secuencia negativa. Dos tipos de relés de están disponibles para esta protección: un relé de sobrecorriente de tiempo electromecánico con una característica extremadamente inversa y un relé estático o digital con una característica de sobrecorriente de tiempo, la cual se iguala con las capacidades de corriente de secuencia negativa del generador.

El relé de secuencia negativa se usa para proteger a los generadores del calentamiento excesivo en el rotor resultante de las corrientes desbalanceadas en el estator. De acuerdo a la representación de las componentes simétricas de las condiciones del sistema desbalanceado, las corrientes en el estator del generador pueden ser descompuestas en componentes de secuencia positiva, negativa y cero. La componente de secuencia negativa de las corrientes desbalanceadas induce una corriente superficial de doble frecuencia en el rotor que fluye a través de los anillos de retención, las ranuras de las cuñas, y en menor grado en el devanado de campo. Estas corrientes en el rotor pueden causar temperaturas altamente dañinas en muy corto tiempo. La mayor fuente de corriente de secuencia negativa es la falla fase-a-fase en el generador.

La condición de conductor abierto produce bajos niveles de corriente de secuencia negativa relativa a los niveles producidos por las fallas fase-fase o fase a tierra. Si la condición de conductor abierto no es detectada representa una seria amenaza al generador puesto que la corriente de secuencia negativa producirá un calentamiento excesivo del rotor, aún a niveles bajos de la corriente de carga.

Respaldo del Sistema

La protección de respaldo del sistema como es aplicada a la protección del generador, consiste de relés con retardo de tiempo para detectar fallas en el sistema que no han sido adecuadamente aisladas por los relés de protección primaria, requiriendo el disparo del generador.

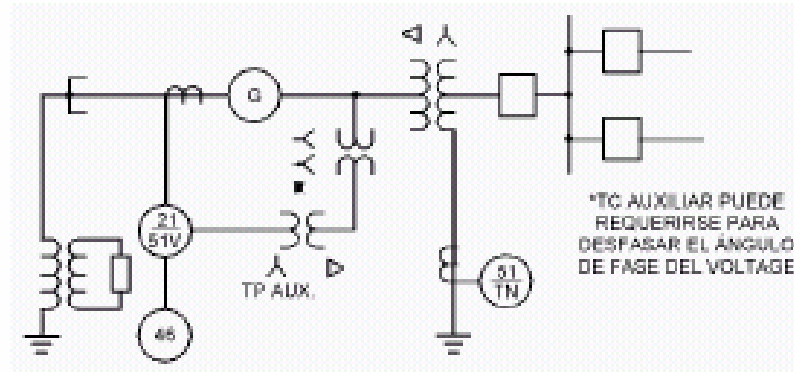


figura 10 - aplicación de relés de respaldo de sistema
arreglo unitario generador-transformador

La figura muestra los tipos básicos de protección de respaldo usados en generadores sincrónicos conectados en unidad o directamente conectados. La protección de respaldo es generalmente dividida en protección de respaldo para fallas entre fases y protección de respaldo para fallas a tierra. La protección para fallas entre fases es dada por los relés 21, 51 ó 51V. La protección de falla a tierra es dada por el relé 51N conectado en el neutro del lado de alta tensión del transformador elevador. El relé de secuencia negativa 46 proporciona protección para fallas a tierra y de desbalance de fases, pero no para fallas trifásicas balanceadas.

Energización inadvertida del Generador

Cuando un generador es energizado mientras esta fuera de línea y girando, o deteniéndose, se convierte en un motor de inducción y puede ser dañado en unos pocos segundos. También puede ocurrir daño en la turbina.

Errores de operación, arqueos de contactos del interruptor, mal funcionamiento del circuito de control o una combinación de estas causas han dado como resultado que el generador llegue a ser energizado accidentalmente mientras está fuera de línea.

Existen varios relés usados en el esquema de protección que podrían detectar, o pueden ser ajustados para detectar, la energización inadvertida. Ellas son:

- Protección de pérdida de campo.
- Relé de potencia inversa.
- Relé de secuencia negativa.
- Falla de interruptor.
- Relés de respaldo del sistema.

Disparo del Generador

Los objetivos generales de diseño de los sistemas de protección y sus esquemas de disparo asociados son:

1. Remover la sección dañada del sistema de potencia, para prevenir o minimizar el efecto de disturbio sobre las partes no falladas del sistema.
2. Minimizar o prevenir el daño al equipo.
3. Asegurar al máximo posible que ninguna contingencia sencilla deshabilite totalmente la protección sobre cualquier sistema.
4. Proporcionar los medios que permitan que el equipo afectado, retorne rápidamente a servicio.

Más específicamente, los objetivos de los esquemas de disparo para protección de la unidad generadora son asegurar que los efectos de las fallas y disturbios sean restringidos a su localidad. Los esquemas de disparo deben ser capaces de cumplir estos requerimientos cuando se tenga una contingencia de primer orden, tales como la falla de un solo relé de protección a operar o la falla de un interruptor a disparar.

Esquemas de disparo

Generalmente, los relés de protección discretos del generador, se agrupan para activar los relés auxiliares de disparo de tal forma que los relés con los mismos modos de disparo / detenimiento del generador sean establecidos. Donde sea posible, el arreglo de los relés auxiliares de disparo debe proporcionar redundancia en las funciones de disparo y en los circuitos de disparo, de tal forma que los relés de respaldo operen sobre un relé auxiliar de disparo distinto al de la protección primaria.

A continuación se describen cuatro métodos comunes para sacar el generador de servicio, cuando éste trabaja en condiciones de operación anormales inaceptables o con fallas eléctricas.

Disparo simultáneo. Proporciona los medios más rápidos para aislar al generador. Este modo de disparo es usado para todas las fallas internas en el generador y anomalías severas en la zona de protección del generador. El aislamiento es cumplido por el disparo al mismo tiempo de los interruptores del generador, el interruptor de campo, y el detenimiento del impulsor cerrando las válvulas de la turbina. Si existe la posibilidad de que se presente una condición de sobre-velocidad significativa de la unidad, un retardo de tiempo puede ser usado en el circuito de disparo del interruptor de generador. Si el retardo de tiempo es usado, el efecto de este retardo sobre el generador y/o el sistema debe ser determinado.

Disparo del generador. Este modo de aislamiento dispara los interruptores del generador y del campo. El esquema no para al impulsor, y se utiliza donde pueda ser posible corregir la anomalía rápidamente de tal modo que permita rápidamente la re-conexión de la máquina al sistema en un periodo corto de tiempo. Las protecciones que disparan al generador por disturbios en el sistema de potencia, en lugar de por fallas/ anomalías internas en el generador, pueden disparar de este modo si es permitido por el tipo de impulsor y las calderas.

Separación de la unidad. Este esquema de disparo es similar al disparo del generador pero inicia únicamente la apertura de los interruptores del generador. Este esquema es recomendado aplicarlo cuando se desea mantener las cargas de auxiliares de la unidad conectadas al generador. Por ejemplo, durante un disturbio mayor en el sistema el cual requiere el disparo debido a subfrecuencia, la fuente de reserva podría no estar disponible. La ventaja de este esquema es que la unidad puede ser reconectada al sistema con mínimo retardo. Este modo de disparo requiere que la unidad sea capaz de operar con baja carga enseguida de un disparo con rechazo de plena carga.

Disparo secuencial. Este modo de disparo es principalmente usado sobre turbogeneradores para prevenir la sobre-velocidad cuando el disparo retardado no tiene efectos perjudiciales sobre la unidad generadora. Es usado para disparar al generador por problemas en el impulsor cuando no se requiere un disparo de alta velocidad. El primer dispositivo disparado son las válvulas de la turbina. Un relé de potencia inversa en serie con los conmutadores de posición de cierre de válvulas proporciona seguridad contra posible sobre-velocidad de la turbina asegurando que los flujos de combustible hayan sido reducidos debajo de la cantidad necesaria para producir una condición de sobre-velocidad cuando los interruptores del generador son disparados.

Cuando este método es usado, se debe proporcionar una protección de respaldo para asegurar el disparo de los interruptores principal y de campo en el caso de que exista una falla. Esta es generalmente proporcionado por un relé de potencia inversa separado que inicie el disparo en forma independiente. Este modo de disparo no debe anular la protección de los interruptores del generador que instantáneamente abren al interruptor del generador cuando ocurre una falla eléctrica crítica que puede causar serios daños al generador o al equipo de interrupción.

La tabla 1 indica las acciones de disparo específicas para cada tipo de disparo descrito antes.

Modo de disparo	Interruptores del Generador	Disparo del Campo	Disparo de la turbina
Disparo Simultáneo	X	X	X
Disparo del Generador	X	X	
Separación de la Unidad	X		
Disparo Secuencial	X*	X*	X*

* Generalmente supervisado por el switch de posición de la válvula de la turbina y el relé de potencia inversa.

tabla 1 - acción de disparo.

Selección del esquema de disparo

Muchos factores contribuyen a la decisión sobre la selección del esquema de disparo apropiado. La siguiente lista nos muestra algunos de ellos:

- Impacto de la pérdida súbita de potencia de salida sobre el sistema eléctrico y la turbina.
- Seguridad del personal.
- Experiencia de los operadores.
- Manejo de cargas de auxiliares de las unidades durante una parada de emergencia.

La tabla 2 sugiere la lógica de disparo para los distintos relés de protección.

Dis- posi- tivo	Disparo del Interruptor del Generador	Disparo del Interruptor de Campo	Transferencia De auxiliares	Disparo de la Turbina	Unica- mente alarma
21 ó 51V	X				
24	X	Nota 2	X	X	
32	X	X	X	X	
40	X	X	X	X	
46	X				
49					X
51GN	X	X	X	X	
51TN	X	X	X	X	
59	Nota 1				X
59G N	X	X	X	X	Nota 3
61					X
63	X	X	X	X	
64F	Nota 4	Nota 4			X
71					X
78	X				
81	X				
87G	X	X	X	X	
87T	X	X	X	X	
87U	X	X	X	X	

tabla 2 - lógica de disparo sugerida

Notas:

Si el generador está fuera de línea, dispara únicamente al interruptor de campo.

Refiérase a la sección “Puesta a tierra del Estator” para protección de tierra al 100%.

Puede ser conectado para disparar por el fabricante del generador.

Configuración típica para los Protecciones

La figura 1 describe el complemento típico de la protección sobre un generador conectado en unidad.

Los esquemas de disparo individuales varían dependiendo de las preferencias de los propietarios, experiencias de operación y las capacidades específicas de las turbinas.

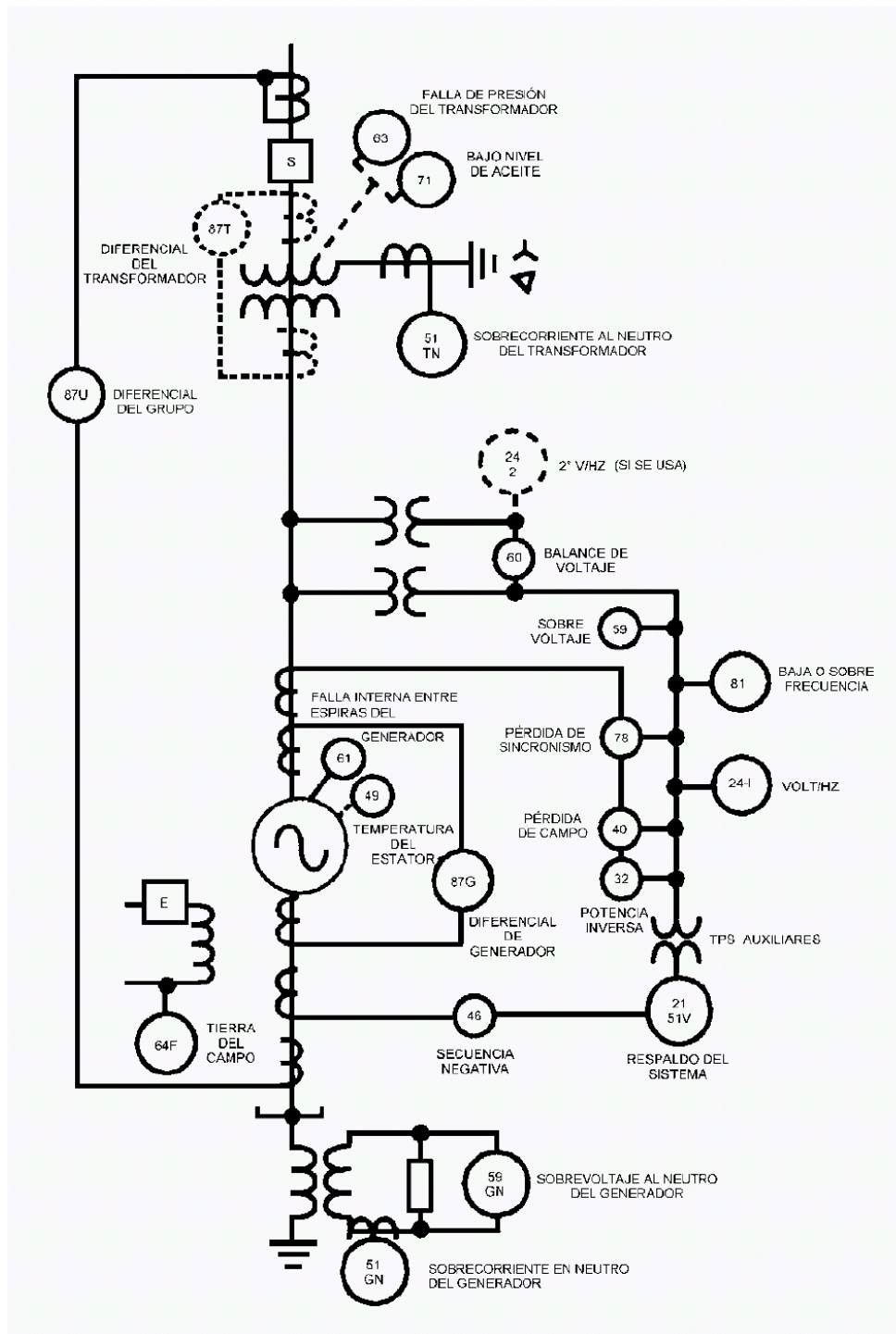


Figura 1 - configuración típica unidad Generador-Transformador

Referencias: [174], [185].

Sincronizador automático

Generalidades

Un sincronizador automático debe tener que comparar la tensión, frecuencia y la diferencia entre fases de los dos sistemas que se desea sincronizar, permitiendo la conexión en paralelo de los mismos únicamente dentro de unos límites predeterminados. Además para mayor precisión, tiene que tomar en consideración el tiempo propio del interruptor y eventualmente también el de un relé auxiliar para cerrar el circuito principal de corriente en el momento en que exista una exacta coincidencia de ángulos.

El sincronizador automático es controlado por microprocesador, constituyendo una unidad básica. Se le equipa para ajuste de tensión y frecuencia con funciones adicionales.

El sincronizador automático está provisto de:

- Vigilancia ajustable de tensión y frecuencia
- Medición diferencial de ángulos
- Cálculo del avance de los contactos, tomando siempre en consideración el tiempo propio del interruptor

Consideraciones prácticas

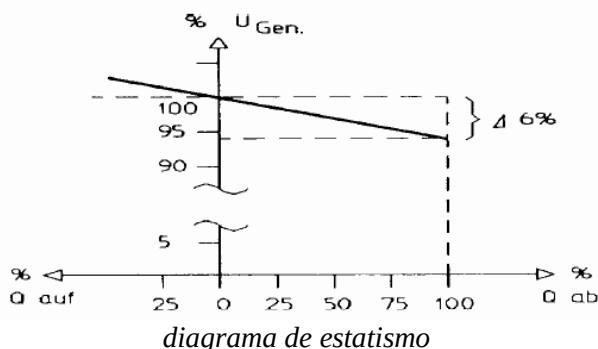
Una diferencia en la *frecuencia* antes de la conexión en paralelo da lugar a una inmediata compensación de la potencia activa después de la conexión en paralelo (sentido de la potencia: desde el lado de la frecuencia más alta hacia el lado de la frecuencia más baja).

Una diferencia de *tensión* antes de la conexión en paralelo da lugar a una inmediata compensación de la potencia reactiva tras la conexión en paralelo (sentido de potencia desde el lado de la tensión más alta hacia el lado de la tensión más baja). Observar con un modelo simplificado de dos generadores enlazados por una reactancia, la relación linealizada entre el flujo de compensación de potencia reactiva frente a una diferencia de tensiones entre fuentes está dada por la siguiente expresión:

$$Q \approx \frac{V_{\text{generador}}}{X} (V_{\text{fuente}} - V_{\text{generador}})$$

La amplitud de la corriente reactiva que se produce inmediata y conjuntamente con la conexión el paralelo depende de la proporción o relación entre la diferencia de tensión expresada por ciento existente antes de la conexión en paralelo, con respecto al *estatismo* del regulador de tensión; esto es la variación de la tensión del generador dependiendo de la corriente reactiva.

Por ejemplo, con un 100% de potencia reactiva producida por el generador, referida a la potencia nominal del mismo, la tensión desciende aproximadamente en 6%, esto es 6% de estatismo.



Esto es válido asimismo a la inversa: Si la red rígida “obliga” a la tensión de generador a descender aproximadamente a un valor de un 6% inferior, después de la conexión en paralelo, entonces fluye inmediatamente una corriente reactiva en una cantidad de 100% de la corriente nominal del generador.

Esta interacción, explicada arriba para la tensión, se aplica análogamente para la regulación de la velocidad del generador, su estatismo en velocidad y la compensación de potencia activa.

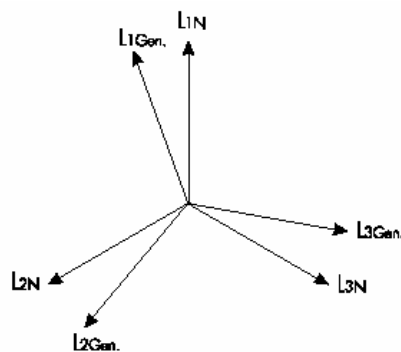
Por ejemplo, cuando un grupo está girando en vacío con 50.2 Hz, y se sincroniza con este número de revoluciones en vacío a una red rígida de 50.0 Hz, y en el supuesto de un estatismo de velocidad ajustada al 4%, el grupo proporciona inmediatamente un 10 % de su potencia activa nominal a la red (50.2 Hz en relación con 50.0 Hz = 0.4% de modificación, lo que equivale a un 10% del estatismo ajustado).

Más crítica que una eventual pequeña diferencia tensión y frecuencia es la coincidencia exacta de fases de ambos sistemas. Una conexión en paralelo asíncrona da lugar a corrientes de choque y a esfuerzos mecánicos que pueden ocasionar serios daños a los sistemas. Los contactos principales del interruptor de paralelo deberían, por tanto, cerrar en un margen de ± 7 grados de diferencia de ángulo entre los dos sistemas.

Aunque las frecuencias de ambos sistemas sean iguales, siempre puede existir una diferencia angular en los vectores de tensión. En el instante de sincronización, la diferencia angular de los sistemas debería ser prácticamente cero, para evitar la aparición de inserciones de carga no deseadas. Observar con el modelo simplificado de dos generadores, la relación linealizada entre el flujo de compensación de potencia activa frente a un desfase entre fuentes se expresa en la siguiente relación:

$$P \approx -\frac{V_{fuente} V_{generador}}{X} (q_{fuente} - q_{generador})$$

Teóricamente, la diferencia angular puede regularse a cero muy lentamente, ajustando la velocidad del generador. En la práctica, las maniobras de sincronización se realizan en forma rápida y automática y por tanto, se admite una pequeña diferencia entre las frecuencias de ambos sistemas a sincronizar.



diferencia angular de los vectores de tensión

Teniendo en consideración el tiempo de maniobra del interruptor, se puede calcular cuánto tiempo ha de anticiparse a la orden de cierre para que la maniobra de sincronización se realice en óptimas condiciones.

Siempre que las inercias de las máquinas a sincronizar sean grandes, la diferencia de frecuencia entre ambos sistemas debería ser inferior a 0.1 Hz para evitar grandes inserciones de carga en el instante de sincronización. Cuando las inercias no sean muy elevadas, la diferencia de frecuencia de ambos sistemas puede ser un poco más elevada.

En general se puede concluir las condiciones previas necesarias para una conexión paralelo de dos sistemas sin riesgo alguno:

1. Diferencia entre fases dentro de un rango predeterminado
2. Coincidencia de la tensión
3. Coincidencia de la frecuencia

Aplicación al caso de estudio

Utilizaremos un equipo de sincronización y regulación de carga microprocesado DSLC de Woodward, especialmente diseñado para aplicaciones de generación distribuida (ver especificaciones anexas). Para el sincronizador automático será necesario colocar sus sensores de tensión a ambos lados del disyuntor del bloque turbogenerador – transformador en 22 kV, figurando en el diagrama unifilar general de la red de Zonamérica.

Este posicionamiento del sincronizador tiene implicaciones respecto a la continuidad de suministro, para esto se estudiarán las principales contingencias de fallo y como actuarían el sincronizador y los disyuntores de Zonamérica.

Llamaremos D1 al disyuntor en 31.5 kV a la entrada de Zonamérica, D2 el disyuntor de máquina y D3 el disyuntor de lado de 22 kV del transformador de entrada a ZA.

Caso 1: Falla en UTE

1. UTE corta el suministro.
2. El relé de subtensión dispara D1, el generador sigue alimentando a Zonamérica.
3. Dependiendo de la demanda interna será necesario retirar cargas momentáneamente.
4. UTE restablece el suministro.
5. Se abre D2 y se cierra D1.
6. Se restablecen las cargas que fueron retiradas.
7. Sincronizo el generador y cierro D2, volviendo a la normalidad.

La continuidad de suministro se ve afectada cuando retiramos algunas cargas de ZA en (3) y cuando se produjo un hueco de tensión (pocos milisegundos) cuando conmutaron los disyuntores en (5) puesto que UTE y el generador estaban des-sincronizados.

Caso 2: Falla en la Subestación del Turbogenerador

1. Dispara el D2.
2. UTE toma la totalidad de la carga de Zonamérica.
3. Restablecido el generador, se sincroniza con UTE.
4. Se cierra D2.

La continuidad de suministro no se ve afectada a no ser que UTE no pudiera suministrar energía a ZA, lo cual es una situación no muy probable.

Caso 3: Falla en alguna subestación de ZA

1. Se dispara el disyuntor de la subestación correspondiente.
2. Se ajusta automáticamente al generador frente al rechazo de carga.

No afecta a la continuidad de servicio.

Caso 4: Falla en Barras de 22 kV de la Subestación B

1. Abren D2 y D3 por acción selectiva de las protecciones.
2. Se ajusta automáticamente al generador frente al rechazo de carga del 100%.
3. Se despeja la falla.
4. Se cierra D3 restableciendo la energización para ZA.
5. Sincronizo el generador con UTE.
6. Cierro D2.

Este es el peor caso para ZA pues la falta afectó al nodo de interconexión donde convergen todas las cargas y fuentes de ésta.

Como es evidente en la multiplicidad de contingencias de falla, será necesario hacer un estudio detallado de coordinación y programación de las protecciones y disyuntores asociados para el correcto funcionamiento del sistema, asegurando la máxima confiabilidad en el servicio a expensas de una cierta inversión en tecnología de control y supervisión.

Referencias: [44]

Límites Operativos de los Generadores Sincrónicos

En este capítulo se calculará en forma teórica la potencia activa y reactiva de un generador en régimen equilibrado trabajando con el modelo en estrella equivalente y posteriormente se hará un breve estudio de los límites operativo del generador. Por último determinaremos los límites operativos de nuestro generador en particular a través de un programa que desarrollamos en MATLAB.

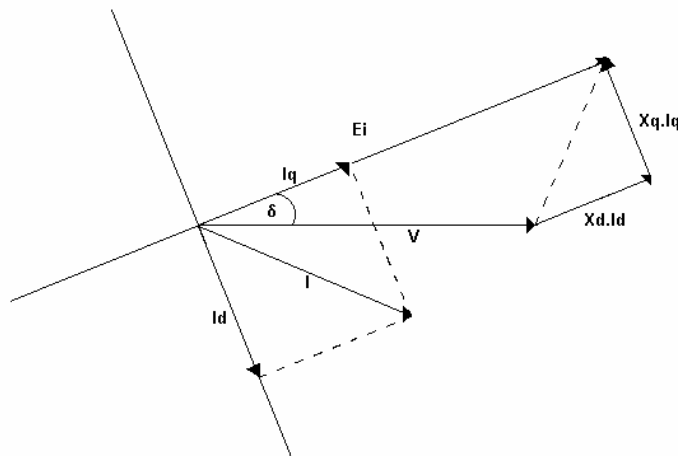
Cálculo de la Potencia Activa y Reactiva en régimen equilibrado

Se consideran los ejes auxiliares q y d. El eje q es el que corresponde al eje de la tensión interna del generador, y el eje d es el que se encuentra en cuadratura con q.

Se definen:

X_d : reactancia de eje directo

X_q : reactancia de eje en cuadratura



$$(1) \vec{I} = \vec{I}_d + \vec{I}_q$$

$$\vec{E}_i = \vec{V} + jX_d \cdot \vec{I}_d + jX_q \cdot \vec{I}_q$$

En forma escalar según el eje q:

$$E_i = V \cdot \cos d + X_d \cdot I_d \Rightarrow (2) I_d = \frac{E_i - V \cdot \cos d}{X_d}$$

Según el eje d

$$V \cdot \sin d = X_q I_q \Rightarrow (3) I_q = \frac{V \cdot \sin d}{X_q}$$

La expresión (1) se puede escribir de la siguiente forma tomando como ejes, el eje de V y su perpendicular

$$(4) I = I_d \cdot \sin d + I_q \cdot \cos d + j(-I_d \cdot \cos d + I_q \cdot \sin d)$$

$$(5) S = P + jQ = V \cdot I^*$$

Sustituyendo (4) en (5)

$$(6) S = V(I_d \cdot \sin d + I_q \cdot \cos d + j(I_d \cdot \cos d - I_q \cdot \sin d))$$

De (2), (3) y (6):

$$S = V \left(\frac{E_i - V \cdot \cos d}{X_d} \cdot \sin d + \frac{V \cdot \sin d}{X_q} \cdot \cos d + j \left(\frac{E_i - V \cdot \cos d}{X_d} \cdot \cos d - \frac{V \cdot \sin d}{X_q} \cdot \sin d \right) \right)$$

Separando la parte real de la imaginaria:

$$P = V \left(\frac{E_i - V \cdot \cos d}{X_d} \cdot \sin d + \frac{V \cdot \sin d}{X_q} \cdot \cos d \right) = \frac{V \cdot E_i}{X_d} \cdot \sin d + V^2 \cdot \sin d \cos d \left(\frac{1}{X_q} - \frac{1}{X_d} \right)$$

$$Q = V \cdot \left(\frac{E_i - V \cdot \cos d}{X_d} \cdot \cos d - \frac{V \cdot \sin d}{X_q} \cdot \sin d \right) = \frac{V \cdot E_i}{X_d} \cdot \cos d + V^2 \cos^2 d \left(\frac{1}{X_q} - \frac{1}{X_d} \right) - \frac{V^2}{X_q}$$

Límites Operativos

- Límite de corriente de estator
- Límite de corriente de rotor
- Límite de estabilidad
- Límites de Potencia Activa

Límite de corriente de estator

$P^2 + Q^2 \leq V \cdot I_{\max}$ Para la tensión nominal, la máxima corriente es aquella en que $V \cdot I_{\max} = S_n$

Límite de corriente por el rotor

La corriente de rotor es quien determina la excitación de la máquina. Se asume que la máxima corriente de rotor es aquella que determina la $E_{i\text{maxima}}$, que generalmente es la correspondiente a las condiciones nominales de funcionamiento de la máquina.

Límite de estabilidad

Para cada valor de E_i existe un valor de δ , tal que $P = P_{\text{máxima}}$. El límite de estabilidad surge de considerar las parejas $P_{\text{máxima}}$ y su correspondiente Q , siempre considerando V constante.

En la práctica es usual tomar como límite la curva correspondiente a $0.9.P_{\text{máxima}}$

Límites de potencia activa

Potencia máxima de diseño, suele ser la nominal, y la potencia mínima se elige por consideraciones económicas.

Estudio de los límites operativos de nuestro generador

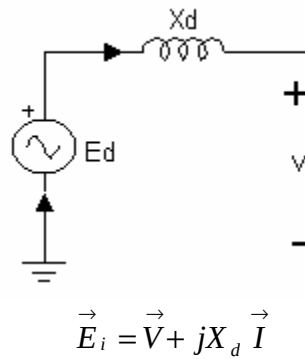
A continuación se presentan los datos más relevantes de la hoja de datos de nuestro generador, y a partir de ellos se determinaran sus límites operativos.

- Potencia aparente: 4 MVA
- Factor de potencia: 0,8
- Tensión nominal: 6.6 kV
- Reactancia sincrónica de eje directo: 26Ω
- Reactancia sincrónica de eje en cuadratura: 13Ω
- Resistencia de estator: despreciable

Además asumiremos las siguientes hipótesis:

- Tensión terminal igual a la nominal
- Potencia activa máxima igual a la potencia activa nominal
- Potencia activa mínima: 25 % de la potencia activa nominal
- Corriente de campo máxima: la correspondiente a las condiciones de carga nominales
- Límite de estabilidad: se considerará el límite de estabilidad teórico, con un factor de seguridad del 10 % de la potencia activa nominal (o sea: si P_{max} es la potencia activa correspondiente al límite de estabilidad teórico y P_n es la potencia nominal, el límite de estabilidad se calculará considerando $P_{\text{max}} - 0,1.P_n$)

Determinación de E_d (tensión detrás de la impedancia de eje directo)



Donde:

$$\left. \begin{aligned} V &= \frac{6600}{\sqrt{3}} = 3810 \text{ V} \\ I &= \frac{4e6}{\sqrt{3} \cdot 6e3} = 350 \text{ A} \\ \cos j &= 0.8 \end{aligned} \right\} E_i = 11810 \text{ V}$$

Siendo $d = 38^\circ$ ángulo de desfase entre E_i y V

A partir de estos datos se desarrolló un programa en MATLAB que determina el diagrama de cargabilidad de la máquina, que se presenta a continuación:

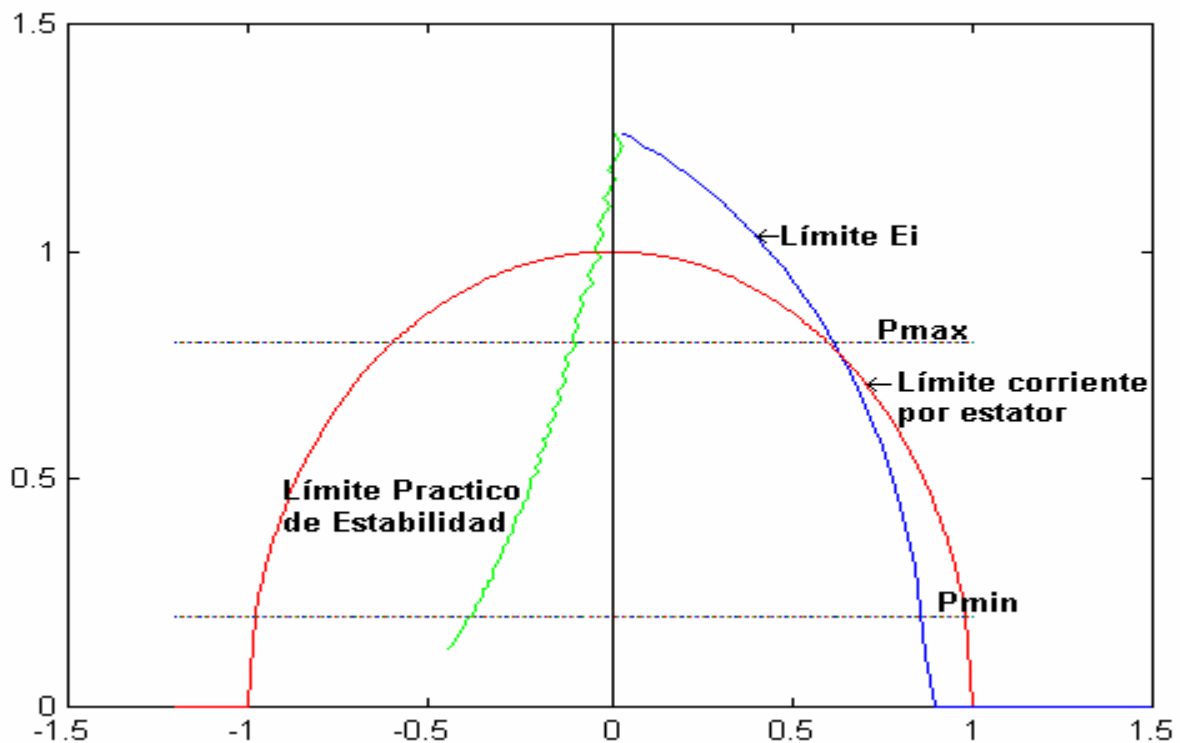


Diagrama de Cargabilidad de nuestro generador

Referencias:[7], [175]

Arranque del Turbogenerador

El ciclo de funcionamiento correcto de la turbina a gas sólo se produce a valores de velocidad cercanos a la nominal, por lo que será necesario lanzar al turbogenerador por medio de un motor auxiliar.

La turbina de gas es arrancada por medio del generador con la ayuda de un variador de frecuencia de arranque. Ésta asistirá al arranque y hará funcionar al generador en modo de arranque sincrónico, como un motor sincrónico. Se recuerda que la máquina sincrónica sólo desarrolla par cuando en sincronismo, por ello que es necesario utilizar el variador de frecuencia, el cual variará desde cero la frecuencia de sincronismo hasta la nominal. Durante el arranque usando el variador de frecuencia de arranque, el punto de operación fijado para el sistema de excitación del generador queda definido por el variador de frecuencia de arranque.

La velocidad es aumentada hasta llegar a la velocidad de ignición únicamente por la operación motriz del generador y luego por el proceso de arranque de la turbina de gas, con un suministro controlado del combustible hasta que el ciclo de la turbina de gas produce la potencia suficiente para aumentar aún más la velocidad hasta llegar a la nominal.

El controlador de velocidad asume el control del turbogenerador una vez que se ha llegado a la velocidad de régimen. Se activará automáticamente en respuesta a una desconexión de la red eléctrica o a un rechazo de la carga

El controlador de carga asume el control del turbogenerador una vez que se ha realizado la sincronización.

El proceso de carga del turbogenerador hasta llegar a un punto objetivo prefijado, es realizado por el control de punto prefijado de carga.

Referencias:[153]

4. Protección del Transformador

Introducción

Existe en la actualidad una gran variedad de dispositivos destinados a la protección de transformadores de distintos fabricantes en el mercado, cuya función es sensar una o varias magnitudes físicas y/o eléctricas del transformador.

Para una correcta elección de las protecciones deben considerarse los distintos tipos de defectos tanto internos como externos, las condiciones de funcionamiento anormales y la relación de costo del transformador en relación con las protecciones.

Los defectos externos pueden ser clasificados en eléctricos y mecánicos. Los eléctricos se producen en los terminales, o en los cables de conexión. Los defectos mecánicos pueden producirse por averías en la cuba o fallas en la refrigeración.

Los defectos internos pueden deberse a cortocircuitos en los arrollamientos o problemas de recalentamiento local del núcleo del transformador. Estos tipos de defectos pueden ocasionar serios deterioros en los bobinados, los cuales se perciben a través de desbalances en las corrientes, o pueden ser de lenta evolución, que en la medida que no sean solucionadas pueden desarrollar daños graves como ser pérdida de aislación entre láminas del núcleo.

Dentro de las condiciones de funcionamiento anormales, se considera la sobrecarga originada por defectos externos o aumento de la carga, y la sobretensión debida a pérdidas de carga.

Distintos tipos de protecciones

A continuación se presenta una lista de las protecciones de transformadores más usuales, que a lo largo de este capítulo se desarrollara su principio de funcionamiento:

- Disyuntores
- Seccionadores
- Buchholz
- Temperatura de aceite
- Relé de imagen térmica
- Relés diferenciales
- Relés de sobrecorriente
- Equipos para protección de sobreflujo
- Protección de cuba

Disyuntores

El disyuntor tendrán la función de aislar al transformador cuando alguno de los relés de protección indique que existe una situación anómala. Los más usuales usados en Media Tensión son los de SF6.

Seccionadores

La función del seccionador es proporcionar un punto físico de apertura, son utilizados para tarea de mantenimiento brindando seguridad al personal destinado a esas tareas.

En el caso en que se cuente con seccionador, no es necesario que sea capaz de abrir y cerrar bajo carga, debido a la presencia del disyuntor.

Buchholz

El relé Buchholz detecta la formación de gases en el aceite, que es índice de la presencia de un defecto interno en los arrollamientos. Cuenta con dos estados de alerta: alarma y desenganche.

La alarma se activa ante defectos incipientes que producen calentamientos locales que descomponen los aislantes sólidos y líquidos generando gas, o en caso de bajos niveles de aceite.

El desenganche se produce frente a un flujo brusco de aceite ocasionado por una gran generación de gas por defectos internos importantes.

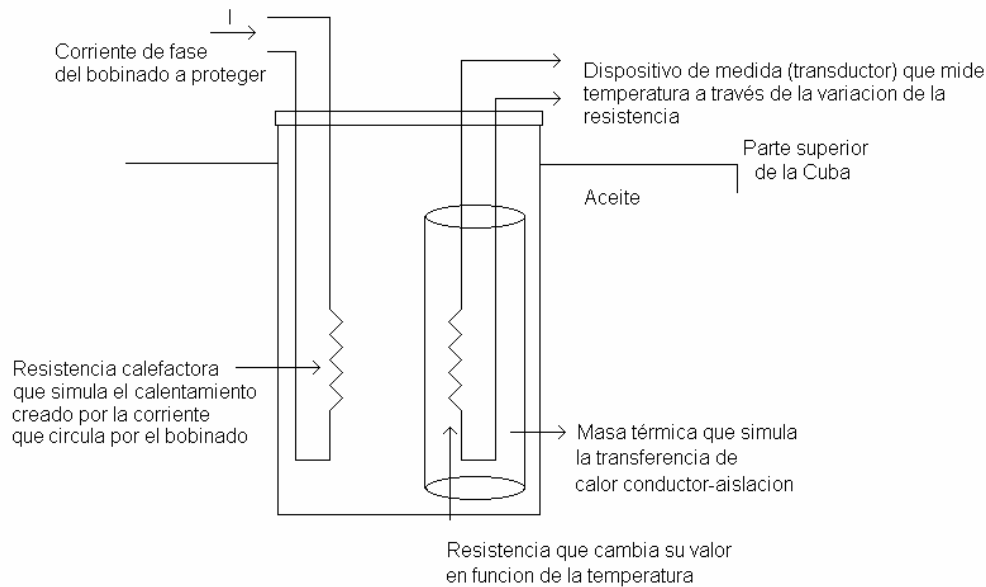
Temperatura de aceite (Termostato)

La medida se realiza por intermedio de sondas inmersas en la parte superior de la cuba, estimando la temperatura en el punto más caliente, o bien medida en el punto más caliente del aceite del transformador.

Relé de imagen térmica

El relé de imagen térmica tiene por cometido determinar la temperatura del punto más caliente del transformador, apoyándose en un modelo térmico del equipo a proteger.

La siguiente figura muestra un diagrama que explica brevemente la forma en que está implementado este relé.

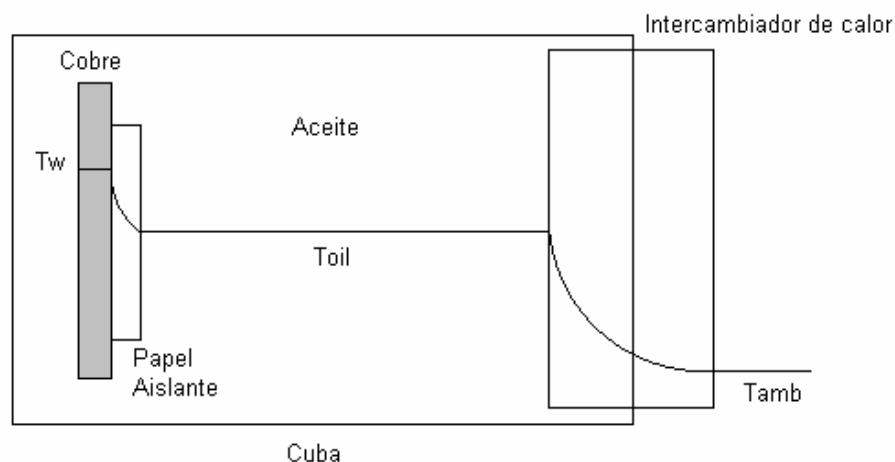


Su ubicación es en la parte superior del transformador que es el punto más caliente del aceite, y es calefaccionado por la corriente del bobinado protegido por el mismo. La temperatura máxima del bobinado se obtiene ponderando la temperatura máxima del aceite y la construcción física del bobinado.

Para estudiar este fenómeno de calentamiento se toman las siguientes hipótesis:

- Cuerpo homogéneo con conductividad térmica infinita
- Fuente de calor constante

El andamio de la temperatura del transformador de potencia se acepta como el siguiente:

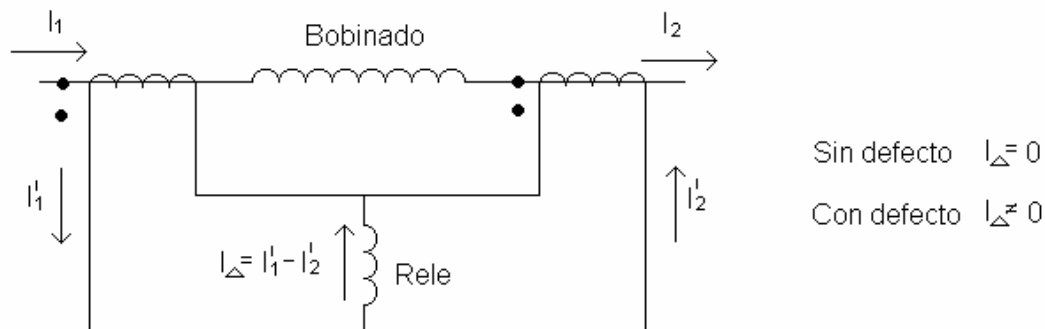


Este modelo térmico del transformador constituye el principio de funcionamiento del relé de imagen térmica.

Relé diferencial

Su principio de funcionamiento se basa en sensar en ambos arrollamientos del transformador la corriente que circula por los mismos y mediante la conversión con transformadores de corriente auxiliares comparar sus magnitudes, en caso de ser diferentes se acciona el relé provocando la apertura.

A continuación se presenta un modelo unifilar de este dispositivo:



Relés de sobrecorriente

El funcionamiento de este dispositivo se basa en la medición de las corrientes por las fases, que a través de la implementación de algún algoritmo especificado por el fabricante que puede eventualmente involucrar tanto el calculo de las corrientes de secuencia directa, inversa y homopolar, decide o no dar una orden de apertura.

Estos dispositivo puede ser programado de forma tal que la apertura se realice en forma instantánea 'relé de sobrecorriente instantáneo', o en un tiempo preestablecido 'relés de sobrecorriente temporizados'.

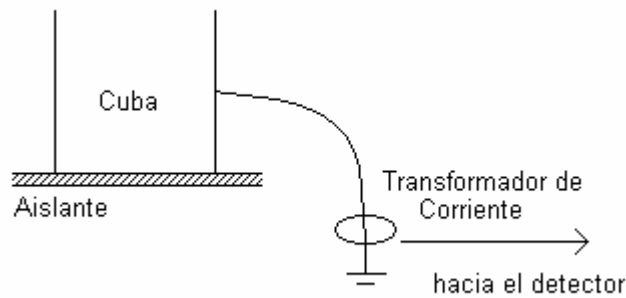
Equipos para protección de sobreflujo

El punto óptimo de funcionamiento del transformador será aquel en el cual se encuentre trabajando en zona cuasi-lineal, de forma tal de no ocasionar una excesiva distorsión armónica debido al fenómeno de saturación, y a su vez aprovechando al máximo el material del núcleo.

Esta protección está destinada a detectar el sobreflujo que provoca saturación y por lo tanto calentamientos, basándose en sensar la relación tensión / frecuencia.

Protección de cuba

Este tipo de protección funciona en caso de defecto a masa en el interior del transformador (Cortocircuito a tierra).



Aplicación al caso de estudio

En nuestro caso concreto, el transformador y el generador se estudiarán como un bloque, contando el bloque con protección diferencial, relés de sobrecorriente temporizados e instantáneos. El disyuntor se encontrará ubicado en el lado de alta del transformador y no se contará con seccionador entre el generador y el transformador.

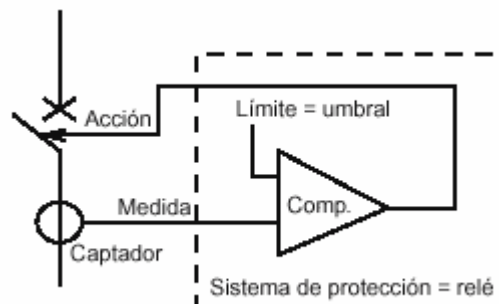
Nuestro transformador será Dyn contando con un relé de sobrecorriente instantáneo del lado de alta. Contará además con relé Buchholz, relé de imagen térmica y termostato.

Referencias:[6], [8]

5. Protecciones de la Subestación del Generador

Introducción

Los dispositivos de protección controlan permanentemente el estado eléctrico de los elementos que componen una red en MT-BT, y provocan la excitación de un dispositivo de apertura (ej. bobina de disparo de un disyuntor) cuando detectan una perturbación (cortocircuito, sobrecorriente, defecto de aislamiento, etc.).



Esquema básico de una cadena de protección eléctrica.

Los factores clave para un buen funcionamiento del sistema, es decir, conseguir aislar el defecto, son la fiabilidad de la medida (captador - relé), del aparato de conexión - desconexión (disyuntor) y del relé, así como la coordinación óptima de la función de protección.

Los objetivos principales de todo sistema de protección son:

- contribuir a la protección de las personas contra los efectos de los defectos eléctricos,

- evitar el deterioro de los materiales del circuito eléctrico debido a estos defectos,
- limitar los esfuerzos térmicos, dieléctricos y mecánicos en los equipos,
- preservar la estabilidad y la continuidad de servicio de la red,
- proteger las instalaciones adyacentes (ej. reducir las tensiones inducidas en los circuitos adyacentes).

Por lo tanto siempre debe:

- actuar antes de que sea demasiado tarde,
- estar siempre alerta y disponible para actuar.

Para conseguir estos objetivos, un sistema de protección debe atender las siguientes prioridades:

- rapidez,
- selectividad,
- fiabilidad.

La elección de un dispositivo de protección no puede ser fruto de una reflexión aislada, sino que debe ser una de las etapas previas en la concepción de toda una red eléctrica.

Desde el punto de vista comercial, un sistema de protección eléctrica debe:

- discriminar y aislar los defectos y sus posibles consecuencias,
- mantener la credibilidad: fiable,
- análisis de riesgos,
- vender un sistema de protección = vender un seguro.

Compromisos protección para el servicio al cliente (usuario):

1. Nivel de seguridad.
2. Normativas - Reglamentaciones.
3. Costos.
4. Dimensiones - Volumen.
5. Continuidad en el servicio.
6. Nivel de confort.
7. Integración arquitectura sistema $\Rightarrow$ compatibilidad comunicativa.

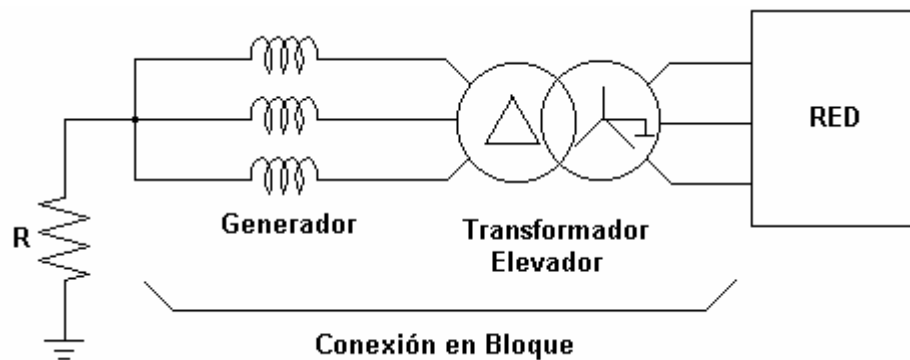
Nuestro sistema

Este estudio será desarrollado para un sistema de generación de energía de 3.5 MVA, que de acuerdo a los diferentes escenarios de trabajo, podrá funcionar conectado en paralelo con la red de UTE, volcando excedentes a la misma, o en caso contrario, alimentando Zonamérica en conjunto con ésta.

La otra alternativa, es un funcionamiento aislado de la red, abasteciendo únicamente a Zonamérica.

El sistema de generación estará compuesto por una turbina a gas natural de 3.5 MW con su alternador con los bobinados conectados en estrella con el neutro aterrado a través de una resistencia y un transformador elevador de 6.6 kV a 22 kV estrella-triángulo con neutro aterrado la estrella. A estos tres elementos los podemos ver como una única entidad, realizando una conexión en bloque del sistema y protegiéndose al grupo. El disyuntor que aislará nuestro bloque ante un defecto se ubicará del lado de alta del transformador, permitiendo abaratar su costo, ya que la corriente que circulará por el mismo ante un defecto será aproximadamente tres veces menor, a la que circula en el lado de baja, necesitándose por tanto, un poder de corte más reducido, para cumplir la misma función.

A continuación se presenta un esquema del conexionado.



Distintas topologías de funcionamiento

Como fuera explicado anteriormente, Zonamérica puede funcionar acoplada o no de la red. El caso acoplado a la red, se subdivide a su vez, de la siguiente forma: el generador no puede abastecer la demanda interna, recibiendo por lo tanto energía de la red de UTE, o en caso de exceder la capacidad nominal del equipo la demanda interna, volcando energía a ésta.

Para poder realizar las maniobras que permitan un correcto acople de ambos sistemas (red-generador) es necesario sincronizarlas antes de su interconexión; esto es, asegurar que la tensión de ambos sistemas se igualen en módulo y fase, necesitándose por tanto, un dispositivo destinado a la sincronización de los mismos.

Determinación de protecciones

Dos parámetros decisivos a la hora de elegir los dispositivos destinados a proteger el equipo, es el costo de los mismos y el tipo de tecnología. Un criterio usualmente adoptado por proyectistas, es destinar a las protecciones entre el 5 y el 10% del capital total a invertir. Este rango de acción, permite compatibilizar tanto una adecuada protección para el equipo, no poniéndolo al descubierto ante posibles anomalías, sin perjuicio de lo cual, no se realiza una desmedida inversión en protecciones, que aumente los costos de manera inaceptable para el emprendimiento. Los relés que se utilizan en la actualidad son de tipo microprocesados ya que presentan la posibilidad de programar sus curvas de disparo por software.

Analizaremos a continuación las posibles anomalías más frecuentes que pueden presentarse en un Sistema Eléctrico de Potencia.

Cortocircuitos

En el caso en que se produzca un cortocircuito en la planta, es de esperar que nuestro sistema sea capaz de detectarlo y actuar rápidamente en consecuencia. Supondremos que las protecciones actuales de las subestaciones de Zonamérica están bien dimensionadas y que son selectivas, o sea que un cortocircuito en una subestación del anillo no deberá provocar un disparo del disyuntor de nuestro generador, sino que se disparará el más cercano al defecto.

Para el censado de las corrientes es usual instalar en cada fase un relé de corriente instantáneo que actúan en caso de cortocircuito, y además relés de corrientes temporizados que son ideales para detectar sobrecarga.

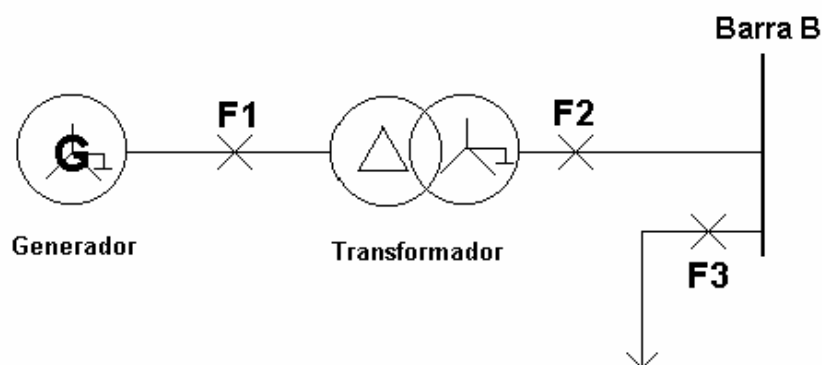
Por razones físicas un cortocircuito trifásico es menos probable que ocurra en relación a los de una fase a tierra (1FT) o bifásicos (2F). Siendo estos dos últimos cortocircuitos de tipo asimétrico y dada la topología de nuestra red producirán componentes de corriente homopolares.

A continuación definimos tres posibles puntos de cortocircuito indicando la protección que emplearemos para actuar en consecuencia:

F1: falla en tramo generador transformador de máquina.

F2: falla a la salida del transformador

F3: falla en alguna subestación del anillo.



Ante F1, la presencia del neutro de la estrella del generador, y el triángulo en el bobinado de baja del transformador, permitimos un camino para corrientes homopolares, que no serán introducidas en el resto de la red, dado que quedarán encerradas en el triángulo. Por otra parte, la presencia del neutro aterrado, brinda la posibilidad de censar la magnitud de la corriente por el mismo, con la simple colocación de un relé de corriente homopolar y dar orden de disparo al disyuntor.

En el caso de una falla en F2, la configuración aísla de manera efectiva al generador ante circulación de corriente homopolar, debido a que ésta será encerrada por el bobinado de baja del transformador de máquina. Para este caso se instalará un relé diferencial entre el generador y el lado de alta del transformador, que actuará en este caso.

Ante un defecto en una subestación del anillo (F3), es de esperar que se dispare el disyuntor propio de la subestación sin que el generador salga de servicio, lográndose mediante la coordinación de las protecciones de todas las subestaciones involucradas en Zonamérica.

Líneas abiertas

Este defecto es menos nocivo que el cortocircuito, pero tiene como consecuencia pérdidas de carga, asimetrías en las corrientes y sobretensiones. Es fácilmente detectado por los relés de corriente.

Pérdida de sincronismo

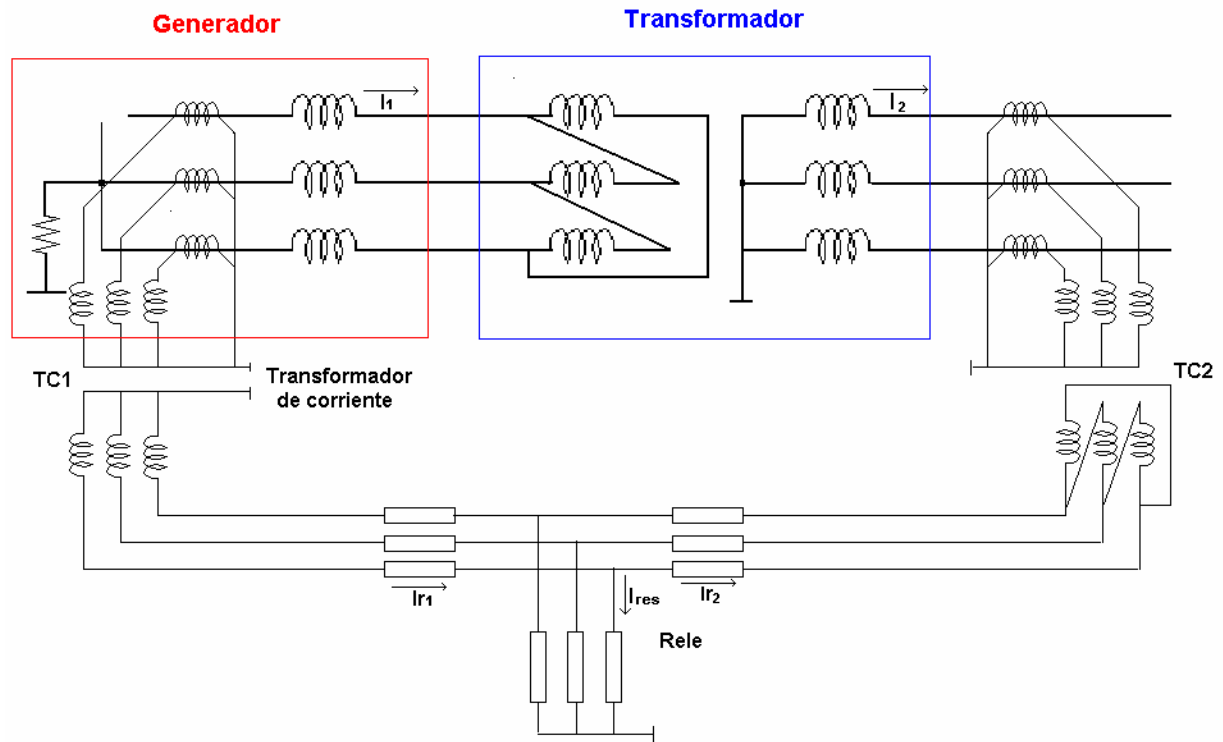
El resultado de una pérdida de sincronismo del generador con la red serán grandes flujos de potencia en la subestación B. En este caso es de esperar que los relés de corriente instantáneos detecten la fluctuación en la corriente y den la orden de disparo al disyuntor.

Sobrecarga

Las sobrecargas son nocivas para el sistema ya que provocan deterioro en la aislamiento de las líneas y de los equipos. Para prevenirlas se instalarán relés de corriente temporizados.

Además tanto el transformador como el generador contarán con sus protecciones propias. En el Diagrama Unifilar del apéndice “Tablas y Diagramas” se encuentran especificadas.

Diagrama del conexionado de la Protección Diferencial



Cálculo de la relación de vueltas de los transformadores de corriente.

$$\text{TC1: } \frac{n_1}{n_2} = \frac{I_m}{I_1}$$

$$\text{TC2: } \frac{n_3}{n_4} = \frac{I_m}{\sqrt{3}I_2}$$

En funcionamiento normal $I_r \cong 0$ ($I_{r1} = I_{r2} = I_m$)

Donde:

I_1 e I_2 son las corrientes de línea

I_{r1} e I_{r2} son las corrientes de línea transformadas por los transformadores de medida.

I_m es la corriente nominal por fase de los transformadores de corriente

I_{res} es la corriente residual que disparará el relé diferencial.

Referencias: [6], [43], [168], [174], [185]

6. Puesta a Tierra de la Subestación del Generador

Introducción

Se denomina puesta a tierra de una instalación dada, a la unión eléctrica intencional entre todas las masas metálicas de la misma con electrodos dispersores enterrados en el suelo, que suelen ser generalmente jabalinas, placas o mallas de cobre o hierro galvanizado (o ambas), con el fin de conseguir una unión con la menor resistencia eléctrica posible entre las masas y la tierra.

La instalación de un sistema de puesta a tierra permite la protección de las personas y los bienes contra los efectos de las caídas de rayos, descargas estáticas, señales de interferencia electromagnética y contactos indirectos por corrientes de fugas o cortocircuitos a tierra. Por estos motivos, la ejecución correcta de una puesta a tierra brinda importantes beneficios al evitar pérdidas de vidas, daños materiales e interferencias con otras instalaciones.

Cabe aclarar, que se entiende por masa a las partes metálicas accesibles de los elementos de la instalación y de los aparatos eléctricos, separados de las partes bajo tensión solamente por su aislación funcional. Asimismo, los contactos indirectos son aquellos que se establecen con piezas conductoras (elementos inactivos) que, sin estar normalmente bajo tensión, pueden estarlo por un defecto de su aislamiento. Su peligrosidad estriba en que los usuarios se acercan a las masas sin sospechar de su eventual energización.

En los casos de fallas, las protecciones eléctricas deben actuar desconectando la alimentación en períodos que están relacionados con los efectos fisiológicos de la corriente sobre el cuerpo humano.

Para una acción eficaz, resulta primordial que la resistencia de puesta a tierra tome un valor tal que no origine tensiones peligrosas al circular la corriente de falla; por lo que su valor está perfectamente acotado por las normas de aplicación para los distintos tipos de instalaciones.

Con la puesta a tierra se busca que las corrientes de falla a tierra encuentren un camino más fácil, que el que ofrecería el cuerpo de una persona que tocara la carcasa metálica bajo tensión.

De esta manera, como la red de tierra tiene una resistencia mucho menor que la del cuerpo humano, la corriente de falla circulará por la red de tierra, en vez de hacerlo por el cuerpo de la persona.

Las normas establecen que deben ponerse a tierra las partes metálicas de los aparatos e instalaciones que no pertenezcan al circuito de servicio, y puedan entrar en contacto con partes sometidas a tensión en caso de avería o establecimiento de arcos. Por eso, en los aparatos y en las partes de la instalación hay que prever un cable de puesta a tierra que se conecte directa o indirectamente a la puesta a tierra, constituida por jabalinas y mallas enterrados convenientemente.

En las instalaciones industriales deben realizarse tomas de tierra independientes para las masas metálicas de los aparatos eléctricos, para la conexión de los neutros de los transformadores de potencia y para la conexión de los descargadores o pararrayos.

Seguridad a las Personas.

Cuando se está produciendo una descarga a tierra y hay contacto directo, la corriente pasa a través del cuerpo humano directamente a tierra. De acuerdo a su valor, pueden o no ser peligrosas.

Clasificación de valores de acuerdo al grado de peligrosidad:

- Entre 1 mA y 2 mA no son peligrosas para el cuerpo humano.

- Entre 2 mA y 10 mA empiezan a producir perturbaciones en el organismo siendo poco peligrosas.
- Entre 10 mA y 20 mA empiezan a ser peligrosas produciendo contracciones musculares normalmente en las extremidades pies y manos este es uno de los problemas más serios, puesto que cuando hay contacto, la persona afectada por la contracción tiende a agarrarse más firmemente al elemento con tensión.
- Corrientes mayores a 20 mA producen fenómenos de asfixia en el organismo con fibrilación del corazón (estado de vibración en vez de latidos) lo que produce una disminución del torrente sanguíneo. Entre 40 mA y 80 mA con duración de 1 segundo son fatales.

El límite de las corrientes peligrosas aumentan si la duración disminuye. Para corrientes de 1 mA con duración de 2 a 3 centésimas de segundos puede provocar daños de consecuencias irreparables en la mayoría de los casos.

Tensión de Seguridad

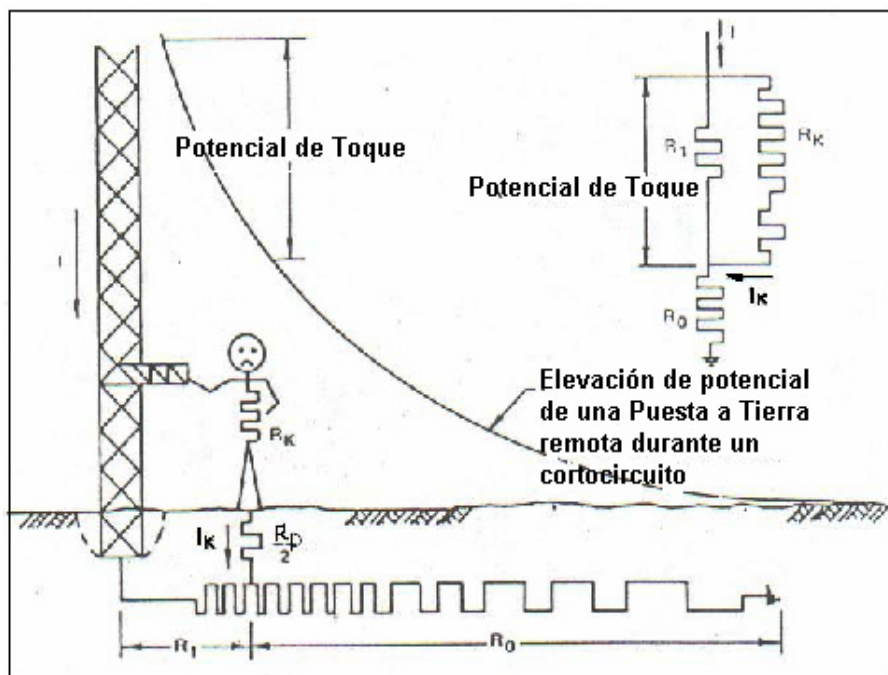
Se designa como tensión de seguridad a la que no produce efectos patológicos sobre una persona, aún cuando esté expuesta indefinidamente a esa tensión. En ambientes secos y húmedos su valor no debe superar los 24 VCA y en ambientes mojados 12 VCA.

Potencial de Toque

Se denomina Potencial de Toque a la tensión a la que una persona puede ser sometida al tocar simultáneamente un objeto colocado bajo tensión y otro elemento que se encuentre a un potencial diferente (generalmente la tierra). La tensión de contacto límite que no resulta peligrosa para las personas es de 50 V, aunque se suele hablar de 24 V.

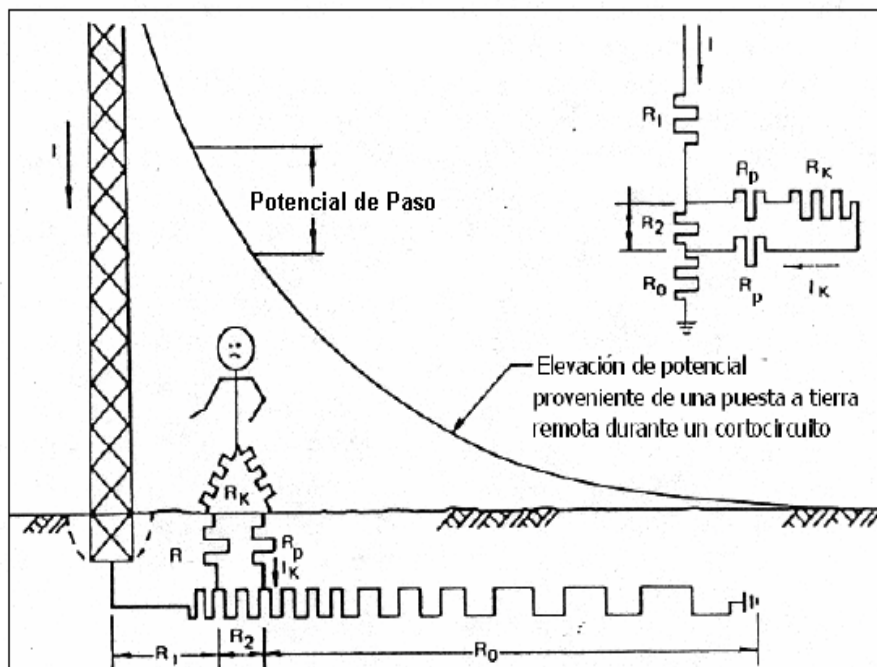
Fijada un determinado Potencial de Toque (V_c) se puede establecer el valor de la resistencia de puesta a tierra (R_t) que garantice la suficiente el accionamiento de la protección diferencial asociada.

Cuando la instalación de puesta a tierra no se coordine con un interruptor diferencial, el valor de la resistencia a tierra se calculará de manera de no superar los valores de tensión de seguridad mencionados anteriormente (24 y 12 VCD según el caso).



Potencial de Paso

Se denomina Potencial de Paso a la diferencia de potencial que aparece entre dos puntos separados por una distancia igual al paso normal humano sobre la superficie de apoyo de los pies (tierra, piedra, césped, etc.). Este valor es muy importante para el dimensionado de la malla.



Suele asumirse para los cálculos que la resistencia del cuerpo humano tiene como valor $R_c = 1000\Omega$.

De el análisis de los siguientes circuitos descriptos a continuación se determinarán los valores del Potencial de Paso y Toque, que son necesarios para un correcto dimensionado del Sistema de Puesta a Tierra.

Resultan:

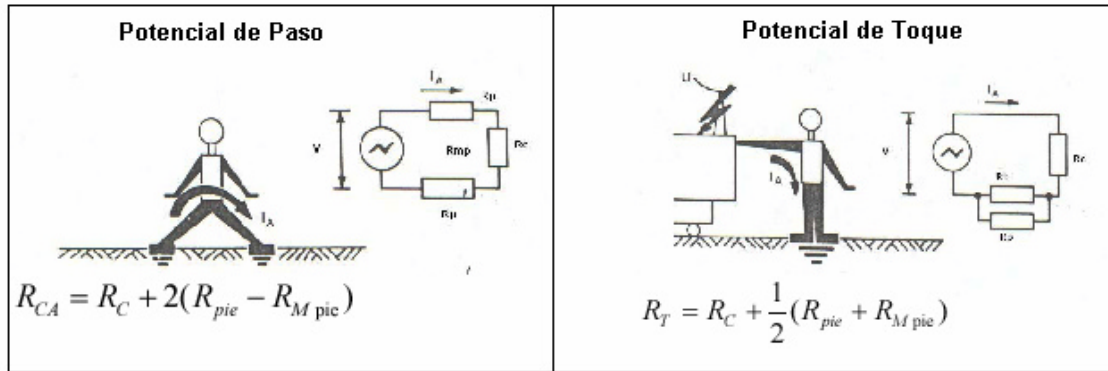
$$R_{pie} = \frac{\rho}{4b} \quad R_{M\text{ pies}} = \frac{\rho}{2\pi d_{pies}}$$

donde:

ρ - Resistividad del primer estrato ($\Omega\cdot\text{m}$)

b - 0.08 m (radio equivalente del pie)

d - 1 m (distancia entre pies)



Mallas de Tierra

Podemos tener tres tipos de puesta a tierra:

a) Puesta a tierra de protección

Es aquella donde todos los elementos metálicos no sometidos a tensión están conectados rígidamente a tierra.

b) Puesta a tierra de funcionamiento

Cuando diferentes puntos de la instalación son conectados a tierra para mejorar la funcionalidad de manera de ofrecer mayor seguridad o mejor regularidad en la operación.

c) Puesta a tierra de trabajo

Es aquella que se realiza en el lugar, a propósito, en las instalaciones para poder llevar a cabo los trabajos sin riesgo. Ej. : los seccionadores se conectan a tierra para asegurarse que si uno trabaja en ese equipo cualquier falla que pueda aparecer accidentalmente con un valor de tensión peligroso se derive a tierra.

Clasificación de los Sistemas de Baja Tensión según la conexión del neutro

Como fue mencionado anteriormente en términos de seguridad deben ser puestas a tierra todas las partes metálicas que puedan eventualmente estar en contacto con partes energizadas, ya que un contacto accidental entre una parte energizada y una masa metálica aterrada establecerá un cortocircuito que provocará la actuación de una protección e interrumpirá el contacto entre el circuito energizado y la masa. Por este motivo es importante que en todo sistema las partes metálicas de los equipos estén aterradas.

Se distinguen tres esquemas de instalación que caracterizan los diferentes regímenes de neutro. La denominación se compone de dos letras:

- La primera letra simboliza la situación del neutro de la alimentación respecto a la tierra.

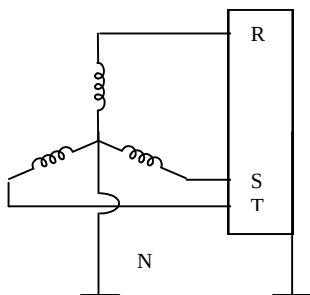
- La segunda letra simboliza la situación de las masas, también respecto a tierra.

Son tres tipo de conexiones:

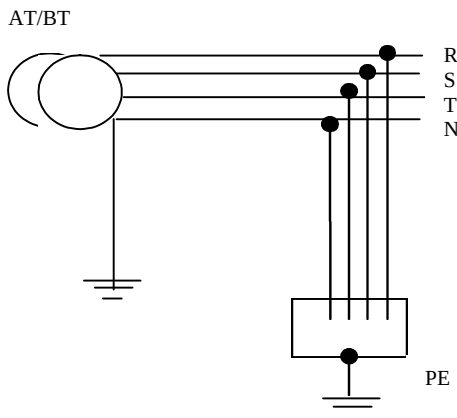
1) **TT:**

- la primera **T** significa conexión directa del neutro a tierra.
- la segunda **T** significa conexión de las masas a una toma de tierra.

Transformador equipo

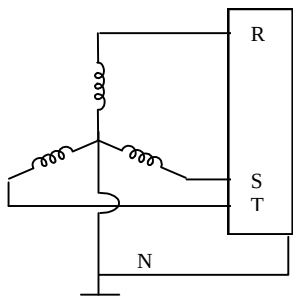


esquema TT o de 5 conexiones o de 5 conductores
3 fases + Neutro + tierra



2) **TN:**

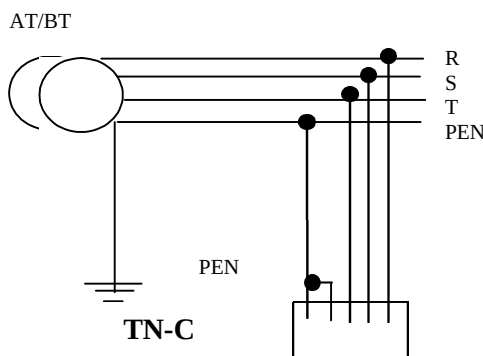
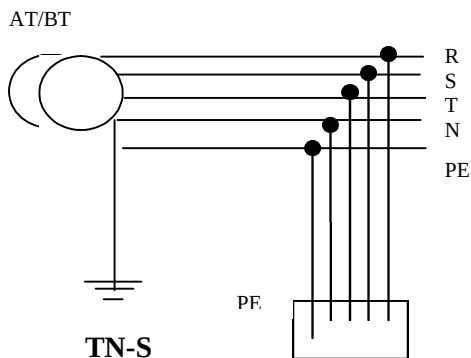
- **T** significa conexión directa del neutro a tierra.
- **N** significa la conexión de las masas al neutro.



Tenemos dos tipo de conexiones:

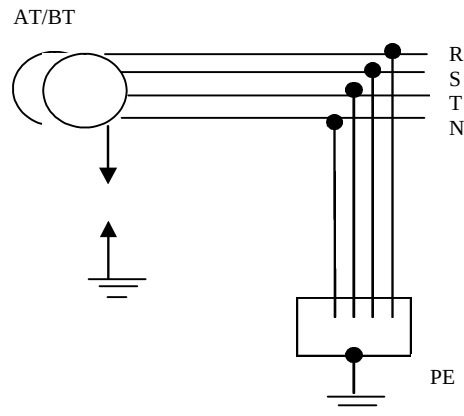
TNC: es aquella cuando el conductor de neutro y el de protección son uno solo.

TNS: es aquella cuando el conductor de protección y el neutro están separados.



IT :

- *I* significa aislamiento del neutro respecto a la tierra o conexión a través de una fuerte impedancia.
- *T* , conexión de las masas a una toma de tierra.



Lo que tratamos de buscar es que la resistencia de tierra sea lo mas baja posible para que en la zona donde se esta produciendo la descarga los valores de tensiones de paso y de contacto sea los mas bajo posible.

Factores que intervienen en el diseño de un sistema de puesta a tierra

Uno de los parámetros que mayor influencia tiene en lo que respecta el diseño de Sistemas de Puesta a Tierra, es la resistividad del suelo. Esta característica define la facilidad o dificultad que posee el suelo para conducir corrientes, ante un campo eléctrico aplicado.

Los principales factores que influyen en la resistividad del suelo son los siguientes:

- Tipo de suelo
- Granulometría
- Estratigrafía
- Índice de humedad
- Temperatura
- Salinidad

A continuación se presenta una tabla con valores típicos de resistividad de distintos tipos de suelos.

Tipo de terreno	Valores Típicos de la resistividad (W-m)
Terrenos vegetales húmedos	10 – 50
Arcillas, gravas, limos	20 – 60
Arenas arcillosas	80 – 200
Fangos, turbas	150 – 300
Arenas	250 – 500
Suelos pedregosos (poca vegetación)	300 – 400
Rocas	1000 – 10000

Granulometría

Se relaciona con el tamaño del grano que compone predominantemente el suelo y sus características higroscópicas (absorción) y de retención de agua.

El efecto general de ésta en la resistividad es que a mayor volumen en el grano mayor será la resistividad.

Estratigrafía

El suelo puede por diversas razones, variar su composición y estructura a lo largo del mismo, lo cual implica cambios transversales y longitudinales de la resistividad, en un mismo volumen de interés.

Índice de Humedad

El índice de humedad, tiene una incidencia muy importante en lo que respecta al valor y a la estabilidad de la resistividad. La humedad varía según la geografía, de forma considerable a lo largo del año, por lo que el diseño del Sistema de Puesta a Tierra, debe considerar el peor escenario.

Temperatura

La temperatura ambiente o en el entorno electrodo del suelo y la Puesta a Tierra, tiene una influencia directa en lo que respecta a la resistividad y a la resistencia de contacto.

Salinidad

El contenido de sales produce una menor resistividad intergranular, lo cual permite circular corrientes con mayor facilidad y además, la sal (NaCl) es un material que absorbe con facilidad la humedad (higroscópico) al igual que el cemento y el carbón vegetal.

Resistividad aparente

Un suelo con varias camadas presenta resistividad diferente para cada tipo de sistema de Puesta a Tierra

(SPAT). El pasaje de corriente eléctrica del SPAT para un suelo depende:

- De la composición del suelo con sus respectivas camadas
- De la geometría del SPAT
- Del tamaño del SPAT

Es posible definir una resistividad llamada aparente que es la resistividad vista por el SPAT en integración con el suelo, considerando la profundidad donde será instalado el SPAT.

La resistencia eléctrica de un SPAT depende fuertemente de los siguientes parámetros:

- Resistividad aparente que el suelo presenta para este determinado sistema
- Geometría del SPAT.

$$R_{\text{SPAT}} = \rho_a \times f(\text{geometría})$$

Pasos a seguir para el dimensionado de un Sistema de Puesta a Tierra

El objetivo es realizar la Puesta a Tierra de todos los puntos, masas y equipamientos del sistema. Para ello se deben seguir las siguientes etapas:

- Definir donde se realizará el Sistema de Puesta a Tierra
- Medir la resistividad del terreno
- Hacer un modelo que contemple las distintas camadas del terreno

- Calcular la resistividad aparente del terreno
- Dimensionar el Sistema de Puesta a Tierra teniendo en cuenta la sensibilidad de los relés así como también los límites de seguridad de las personas.

Malla de Puesta a Tierra

Se puede decir que dimensionar una Malla de Puesta a Tierra de una subestación es verificar que los potenciales que surgen en la superficie cuando ocurre un defecto a tierra sean inferiores a los máximos potenciales de paso y toque admisibles por una persona sin riesgo de fibrilación ventricular. Además los conductores deben ser dimensionados de forma tal que soporten los esfuerzos mecánicos y térmicos a lo largo de su vida útil. Es fundamental también tener en cuenta que el valor de la resistencia de la malla debe ser compatible con la sensibilidad del relé de neutro en el caso en que se produzca un defecto en el final del trecho protegido.

El dimensionado de la malla es un proceso iterativo. Se parte de una malla inicial, se verifica que los potenciales sean menor que los máximos admisibles por el ser humano. Si se cumple la condición se termina el proceso, en caso contrario se parte de una nueva condición hasta llegar al resultado esperado.

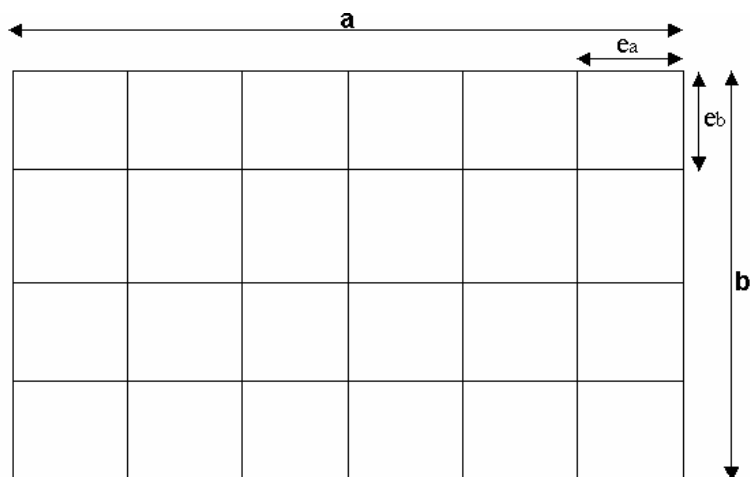
La siguiente tabla indica para distintos niveles de tensión los valores de Resistencia de Puesta a Tierra (RPAT) usuales:

Uso	RPAT objetivo (W)
Subestación Eléctrica Mayor ($V_n > 69$ kV)	$< 1 \Omega$
Subestación Eléctrica Media ($V_n > 34.5$ kV)	$< 2 \Omega$
Subestación Eléctrica Menor ($V_n < 34.5$ kV)	$3 - 5 \Omega$
Torres de Transmisión	$10 - 20 \Omega$
Sistemas de Protección Contra Rayos	$< 10 \Omega$
Sistemas BT (CEN)	$< 25 \Omega$
Telecomunicaciones	$< 5 \Omega$
Hospitales	$< 5 \Omega$

Malla Inicial

Como ya fuera dicho, el dimensionado de una malla es un proceso iterativo, que parte de un proyecto inicial. Se debe verificar que los potenciales que surjan en la superficie del suelo sean inferiores a los valores límites preestablecidos, y que la resistencia de la malla sea compatible con la sensibilidad de las protecciones.

Establecer un proyecto inicial de malla, es especificar el espaciamiento entre los conductores, y si serán o no utilizadas jabalinas junto con la malla.



Siendo e_a y e_b la separación entre los conductores paralelos de la malla.

$$N_a = \frac{a}{e_a} + 1$$

$$N_b = \frac{b}{e_b} + 1$$

$$L_{malla} = aN_b + bN_a$$

Es usual que para mejorar la resistencia de puesta a tierra se incluyan jabalinas en los extremos de la malla.

La introducción de estas jabalinas modifica el largo total, de acuerdo a la ecuación:

$$L_{total} = L_{malla} + \sum L_{jabalinas}$$

Cálculo de Resistencia de la Malla de Puesta a Tierra

La resistencia de la malla se calcula aproximadamente mediante la fórmula de Sverak que a continuación se presenta:

$$R_{malla} = ra \left[\frac{1}{L_{total}} + \frac{1}{\sqrt{20A}} \left(1 + \frac{1}{1 + h\sqrt{\frac{20}{A}}} \right) \right]$$

siendo:

ρ_a : resistividad aparente del terreno
 $A=ab$: (área ocupada por la malla en m^2)
 h : profundidad de la malla

Los valores de h están limitados de la siguiente forma:

$$0.25 < h < 2.5 \text{ m}$$

El valor de la resistencia debe ser menor que la máxima resistencia límite de sensibilidad del relé de neutro.

Potencial de Malla

El potencial de malla (V_{malla}) se define como el potencial de toque máximo encontrado dentro de una submalla de la malla de tierra en presencia de un máximo defecto fase-tierra. En una malla la corriente de defecto máxima se encuentra en los bordes, por ello el potencial de malla máximo se dará en los bordes de la malla.

Suele por ello agregarse jabalinas en los bordes del perímetro de la malla para darle mayor facilidad a la corriente para circular hacia camadas más profundas.

Aplicación a la Subestación del turbogenerador

Las dimensiones del sector de la subestación donde se alojará el grupo turbogenerador junto con el transformador correspondiente y protecciones será de 15 m x 10 m aproximadamente.

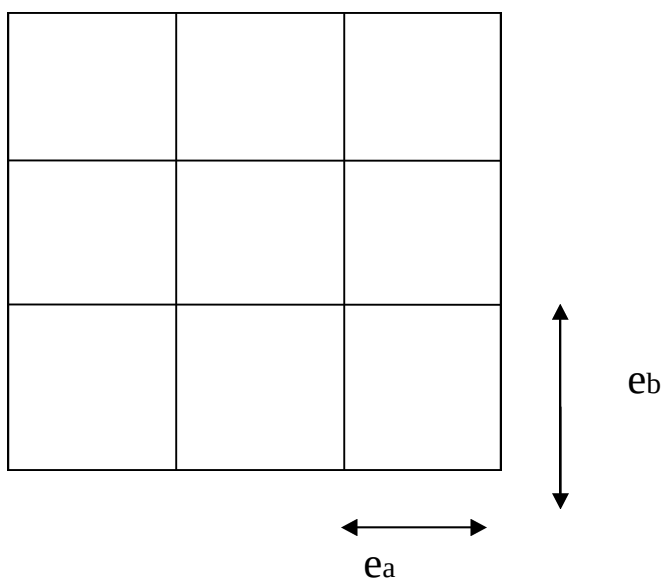
Dado que no poseemos medidas de la resistividad del suelo de Zonamérica supondremos $\rho_a = 150 \Omega\text{m}$.

En nuestro diseño buscaremos (de acuerdo a lo establecido en la tabla de valores de resistencia de puesta a tierra) que la resistencia de la Malla de Puesta a Tierra sea igual a 5Ω o menor.

El proceso de dimensionado de dicha malla será iterativo, partiendo de un proyecto inicial de malla. La configuración geométrica será una cuadrícula enterrada a una distancia de 1m aproximadamente con jabalinas.

Malla inicial:

Supondremos una malla inicial de 12 m x 9 m



Tomaremos en una primera instancia:

$$a = 12 \text{ m}$$

$$b = 9 \text{ m}$$

$$e_a = 4 \text{ m}$$

$$e_b = 3 \text{ m}$$

Teniéndose las dimensiones de la malla se determina el numero de conductores paralelos al largo y ancho de la malla N_a y N_b .

$$N_a = \frac{a}{e_a} + 1$$

$$N_b = \frac{b}{e_b} + 1$$

En nuestro caso $N_a = 4$ y $N_b = 4$

El largo total de los conductores que forman la malla se obtiene de la formula:

$$L_{\text{malla}} = aN_b + bN_a$$

Para mejorar la resistencia de puesta a tierra incluiremos jabalinas de largo 2.4 m en los extremos de la malla.

La introducción de estas jabalinas modifica el largo total, de acuerdo a la ecuación:

$$L_{\text{total}} = L_{\text{malla}} + \sum L_{\text{jabalinas}}$$

A partir de estos resultados calculamos la resistencia de la malla de puesta a tierra, la cual esta dada por la siguiente formula:

$$R_{\text{malla}} = ra \left[\frac{1}{L_{\text{total}}} + \frac{1}{\sqrt{20A}} \left(1 + \frac{1}{1 + h\sqrt{\frac{20}{A}}} \right) \right]$$

siendo:

$A = ab$ (área ocupada por la malla en m^2)

h profundidad de la malla

Resistencia de la malla con los valores iniciales

$$R_{\text{malla}} = 7.0 \, \Omega$$

El valor no cumple la pauta establecida, debiéndose redimensionar la configuración para bajar el valor de la resistencia de puesta a tierra.

2ª iteración

Nueva malla:

$$a = 15 \text{ m}$$

$$b = 10 \text{ m}$$

$$e_a = 3 \text{ m}$$

$$e_b=2.5 \text{ m}$$

$$\Rightarrow N_a=6$$

$$\Rightarrow N_b=5$$

Seguiremos utilizando cuatro jabalinas de la misma longitud y la malla estará a la misma profundidad.

Con estos nuevos valores resulta:

$$L_{\text{total}}=144.6 \text{ m}$$

$$R_{\text{malla}}=5.8 \Omega$$

Nuevamente el resultado no satisface el valor deseado.

3ª iteración

$$a=15 \text{ m}$$

$$b=12 \text{ m}$$

$$e_a=3 \text{ m}$$

$$e_b=3 \text{ m}$$

$$\Rightarrow N_a=6$$

$$N_b=5$$

Modificaremos la cantidad de jabalinas en la malla, colocando una en los puntos medios de cada lado, de forma tal de agrandar L_{total} , y tener una mejor circulación hacia los estratos más bajos de tierra. A su vez enterraremos la malla a una profundidad de 1.25 m

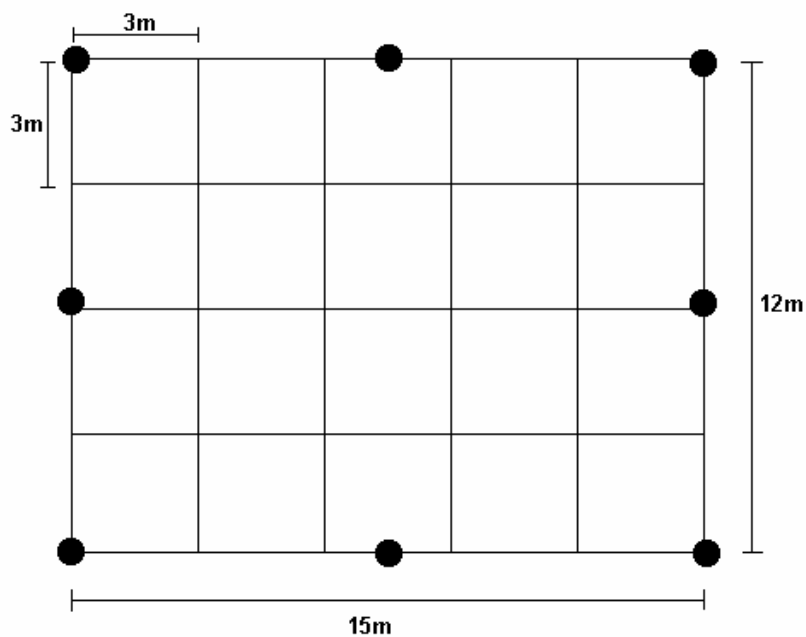
$$L_{\text{total}}=166.2 \text{ m}$$

$$R_{\text{malla}}= 5.1 \Omega$$

Modificamos el valor de h tomando $h = 1.6 \text{ m}$

$$R_{\text{malla}}= 5.03 \Omega$$

Elegiremos esta configuración para la puesta a tierra de la subestación del turbogenerador y transformador de máquina.



Malla de Tierra final

Referencias: [6], [176], [177]

7. Protección contra Descargas Atmosféricas

Introducción

En un Sistema Eléctrico de Potencia (SEP) se define V_n (Tensión nominal) como la máxima tensión normal de servicio. Si cualquier punto del SEP presenta una tensión superior a este valor, se dirá que en ese punto existe una 'sobretensión'.

Sin embargo puede ocurrir que por causas externas o internas al SEP se presenten situaciones en que algún punto del SEP se encuentre exigido por la presencia de una sobretensión de entidad y duración que puede ser variable.

Se suelen clasificar las sobretensiones en Sobretensiones Externas, que corresponden a las descargas atmosféricas (Rayos) y Sobretensiones Internas (maniobras).

Se estudiarán las Sobretensiones Externas y los métodos usuales de protección contra los efectos de los rayos.

Índice Cerámico

Uno de los temas centrales de las instalaciones eléctricas que se encuentran expuestas a la atmósfera ha sido cuantificar el grado de exposición de alcance de los rayos. Para ello se utiliza un índice que surge del estudio estadístico de registros y anotaciones a lo largo de varios años del número de días de tormentas eléctricas por año en un determinado lugar, independientemente de su duración.

A este índice se lo denomina Índice Cerámico, que caracteriza en cierta forma el grado de riesgo a la acción del rayo.

Densidad de Rayos

Se define la Densidad de Rayos como el número medio de rayos que caen por km cuadrado en un año.

Para determinar este índice se desarrollaron varios procedimientos y aparatos de medición, como ser el Contador de CIGRE, que cuenta las variaciones del campo eléctrico local y el Contador óptico que consiste en una cámara fotográfica que registra los alrededores.

Evaluación de riesgo

El procedimiento para realizar la evaluación de riesgo de una estructura de recibir impactos directos de rayos se basa en el cálculo de los parámetros que se definen a continuación:

N_d – Frecuencia de impactos directos sobre la estructura: Corresponde a la frecuencia media anual esperada de descargas directas de rayos sobre la estructura.

N_c – Frecuencia aceptada de impacto directo: Corresponde a la máxima frecuencia anual aceptada de impactos directos de rayo que pueden causar daño a la estructura.

Si $N_d < N_c$, el nivel de riesgo, no indica la necesidad de instalar protección

Si $N_d > N_c$, el nivel de riesgo, indica la necesidad de instalar protección

Calculo de N_c y N_d

N_c – En Uruguay para el calculo tanto de N_c como de N_d se utiliza la norma IEC 1024 y se definen como sigue:

$$N_c = \frac{3 \cdot 10^{-3}}{A \cdot B \cdot C \cdot D}$$

Donde A, B, C y D son factores de ponderación que tienen en cuenta el tipo de construcción, el contenido de la estructura, la ocupación de la estructura, y las consecuencias sobre el entorno.

A continuación se listan los valores típicos para cada uno de los factores mencionados:

A: Tipo de Construcción

Tejado	Metal	Común	Inflamable
Estructura			
Metal	0.5	1	2
Común	1	1	2.5
Inflamable	2	2.5	3

B: Contenido de la Estructura

Sin valor o no inflamable	0.5
Valor común o normalmente inflamable	2
Gran valor o particularmente inflamable	5
Valor excepcional, irremplazable, o muy inflamable, explosivo	10

C: Ocupación de la Estructura

No ocupada	0.5
Normalmente ocupada	3
De difícil evacuación o riesgo de pánico	7

D: Consecuencias Sobre el Entorno

Sin necesidad de continuidad en el servicio y ninguna consecuencia en el entorno	1
Necesidad de continuidad en el servicio y alguna consecuencia en el entorno	5

E: Tipo de Terreno

Llano a cualquier nivel	0.3
Colina	1.0
Montaña entre 300 m y 900 m	1.3
Montaña de más de 900 m	1.7

Seguidamente:

$$N_d = N_g \cdot A_e \cdot 10^{-6} \cdot F_d$$

donde:

N_g – Es la densidad media anual de descarga directas de rayo en la tierra por km² por año. Este valor se determina a partir del índice ceráunico (cantidad de días de tormenta con actividad eléctrica por año). En Uruguay según datos estadísticos $N_g = 4$.

A_e – Superficie equivalente de exposición de la estructura (m²). Es la superficie que a nivel del suelo tendría la misma frecuencia anual de descargas directas de rayo que la estructura en consideración.

F_d – Factor de ponderación relacionado con el entorno.

Situación Relativa de la Estructura	F_d
Estructura situada donde hay otras estructuras o árboles de la misma altura o similar	0.5
Estructura rodeada de estructuras más bajas	0.75
Estructura aislada	1
Estructura aislada situada sobre una colina o promontorio	2

Componentes básicos de una protección contra impactos directos

1. Captor: Terminal aéreo o hilo de guardia ubicado y dimensionado para recibir el impacto directo reduciendo la probabilidad de que se produzca el impacto sobre la estructura.
2. Bajada: Su función es ofrecer un camino de baja impedancia para que la corriente sea conducida a tierra en forma segura. UTE recomienda por lo menos 2. Por lo general se recomienda una por arista, y luego cada 20 m de perímetro. Al aumentar el número de bajadas, disminuye i y di/dt en cada una y por lo tanto también disminuye los riesgos de la descarga.
3. Puesta a Tierra: Dispersar la corriente de descarga sin producir sobretensiones peligrosas.

Determinación de la zona protegida

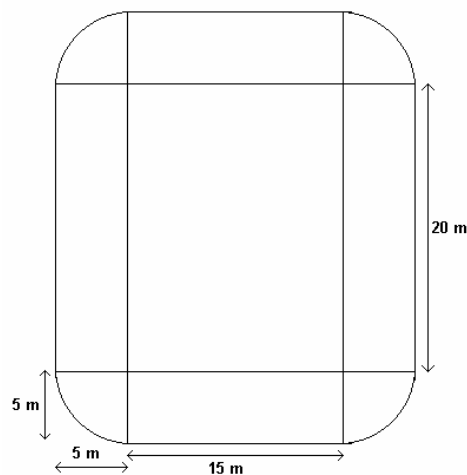
Existe un criterio práctico que maneja el reglamento de UTE que es determinar la zona de protección con un cono de ángulo al centro de 45° para estructuras comunes y 30° para estructuras de contenido inflamable.

Este criterio es válido para estructuras de menos de 20 m y geometrías sencillas.

Evaluación de Riesgo en nuestra planta

Cálculo del Área Efectiva

A continuación se determinará el área efectiva de la estructura para realizar los cálculos pertinentes para la evaluación de riesgo. Dicha área será calculada considerando todo el perímetro de la subestación.



plano perimetral de la planta

$$A_e = 5^2 p + 15 \cdot 20 + 2 \cdot 5 \cdot 15 + 2 \cdot 5 \cdot 20$$

$$A_e = 728 \text{ m}^2$$

A partir de la situación particular, de las tablas determino los parámetros A, B, C, D, F_d .

$$A = 1$$

$$B = 10$$

$$C = 0.5$$

$$D = 5$$

$$F_d = 1$$

$$N_g = 4$$

$$N_c = \frac{3 \cdot 10^{-3}}{A \cdot B \cdot C \cdot D}$$

$$N_c = 1.2 \times 10^{-4}$$

$$N_d = N_g \cdot A_e \cdot 10^{-6} \cdot F_d$$

$$N_d = 26,12 \times 10^{-4}$$

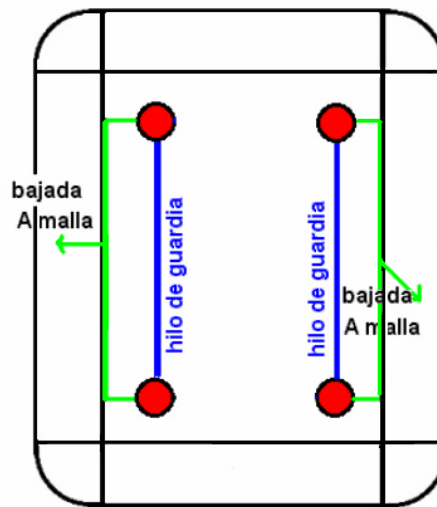
Se verifica que $N_d > N_c$ entonces el nivel de riesgo indica la necesidad de instalar protección contra descargas atmosféricas.

Dimensionado del Sistema de Descarga Atmosférica

Como fue mencionado anteriormente los tres elementos básicos en un sistema de descarga atmosférica son los captosres, bajadas y malla de puesta a tierra.

Como captosres utilizaremos hilos de guardia con puntas Franklin. Se utilizará el método del cono considerando un ángulo de 45° y con bajadas a la malla de puesta a tierra.

Se utilizará la misma malla de puesta a tierra anteriormente dimensionada.



La altura del hilo de guardia sobre el nivel del techo de la estructura será de 2 m.

Con esta elección toda la estructura quedaría protegida.

Referencias: [178], [179], [180]

8. Contaminación ambiental

Es indudable que la preservación del medio ambiente es uno de los temas de mayor preocupación del siglo XXI. La tala desmedida de las selvas, el avance de las zonas desérticas, las emisiones de CO₂ a la atmósfera producto de la combustión de combustibles fósiles que es uno de los gases más relevantes en la producción del efecto invernadero, entre otros, son los principales causantes del deterioro ambiental que nuestro planeta a lo largo del siglo XX y XXI están sufriendo.

En este documento no se pretende hacer un análisis exhaustivo sobre la problemática ambiental a nivel global, ya que este es un tema muy complejo en el cual intervienen muchos intereses económicos y sociales. Existen diversos organismos internacionales y locales con gente muy capacitada investigando y buscando nuevas tecnologías para evitar que el deterioro ambiental aumente.

Nuestro interés se va a centrar en un breve estudio del impacto ambiental que provocaría la instalación de un turbogenerador de 3.515 MW a gas natural en Zonamérica.

En este documento nos centraremos en estudiar brevemente las características del energético utilizado y los datos de las emisiones de nuestra turbina proporcionados por el fabricante y el impacto acústico que se produciría si se instalase la planta generadora.

Gas Natural

El gas natural es un combustible fósil que carece de azufre, por ende no contribuye significativamente al efecto contaminante denominado ‘lluvia ácida’, ya que la misma surge por la interacción de NO_x y SO_x con el agua de lluvia.

Además dentro de los combustibles fósiles el gas natural es una alternativa menos agresiva para el medio ambiente, debido a que con el uso de tecnologías de combustión adecuadas las emisiones de NO_x y CO son menores.

Otra ventaja, pero de índole económica es que en nuestro caso particular presenta el gas natural, es que el gasoducto Cruz del Sur pasa por los límites de Zonamérica.

Datos de las emisiones típicas

Unidad	Salida (MW/hp)	Emisiones anuales (tpy) ¹	
		NO _x	CO
Centaur 40	3.5/4,700	17.8	22.0

Datos de las emisiones típicas de nuestra turbina para funcionamiento continuo

Tpy = ton / año

Límites de las emisiones a la atmósfera recomendada por el Banco Mundial

Parámetros	Valores Máximos	Comentarios
Sólidos suspendidos	50 mg/l	
Cromo (Total)	0.5 mg/l	

Hierro	1.0 mg/l	
Níquel	0.5 mg/l	
Zinc	1.9 mg/l	
Aumento de Temperatura	3°	
Aire:		
Dióxido de Azufre	80 ug/m ³	Promedio Anual
	300 ug/m ³	"Valor de disparo de emergencia," Promedio 24 horas.
Óxidos de Nitrógeno	100 ug/m ³	Promedio Anual
	200 ug/m ³	"Valor de disparo de emergencia," Promedio 24 horas. See footnote 3 below.
Emisiones:		
Óxidos de Nitrógeno	Coal: 750 mg/Nm ³ (260 ng/J or 360 ppm)	Al menos el 95% del tiempo en que la planta o unidad se encuentra operativa
	Aceite: 460 mg/Nm ³ (130 ng/J or 225 ppm)	
	Gas: 320 mg/Nm ³ (86 ng/J or 155 ppm)	
Dioxido de Azufre	Menos que 0.20 tons/día por MW por el primer 1.000 MW, mas 0.1 tons/día por cada MW adicional	La concentración no debe exceder 2000 mg/Nm. ³

Conclusiones

Si bien en Uruguay no existen aún normas sobre emisión a la atmósfera en lo referente a generación de energía con turbina a gas natural, cabe destacar que los valores de emisiones a la atmósfera indicados en la tabla son menores que los aceptados en los países europeos y Norteamérica, donde el uso de turbinas de estas características tiene varios años de historia.

Referencias: [72], [171], [184]

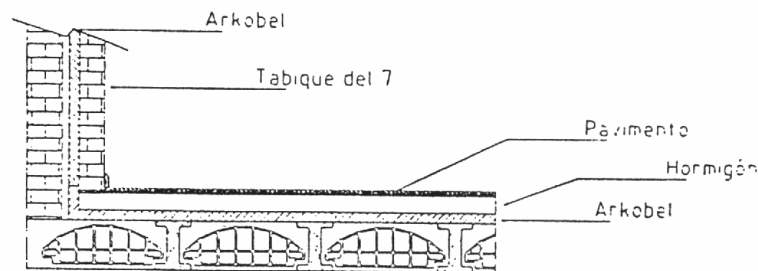
Diseño del sistema de aislamiento acústico

Tanto por las características del local, como del nivel sonoro a aislar, es conveniente diseñar una estructura secundaria separada de la inicial mediante materiales elásticos, es decir que no tengan puentes rígidos entre tabiques, medianeras, etc., ya que éste es un camino fácil para la propagación del sonido. Se deberá (si las condiciones del local lo permiten) crear una estructura secundaria adicional en el suelo, tabiques interiores así como en el techo que sea independiente del resto de la estructura inicial de la edificación.

Esto es debido a que según la ley de masas (ver apéndice de Anexos “Fundamentos de Acústica”), para conseguir un aislamiento adicional de 6 dB es necesario doblar la masa superficial, lo cual resultaría antieconómico, mientras que se puede aumentar notablemente el aislamiento dividiendo al sistema en capas delgadas independientes.

Suelo

El tratamiento acústico del suelo es el que menos problemas suele plantear ya que en la mayoría de los casos no existen locales subterráneos que se puedan ver afectados por el nivel sonoro emitido. En la mayoría de los casos habrá que instalar un sistema que evite la transmisión de vibraciones. En la figura siguiente se observa un ejemplo típico de instalación de aislamiento en suelos.



Como se observa en la figura se colocan de abajo hacia arriba los siguientes elementos:

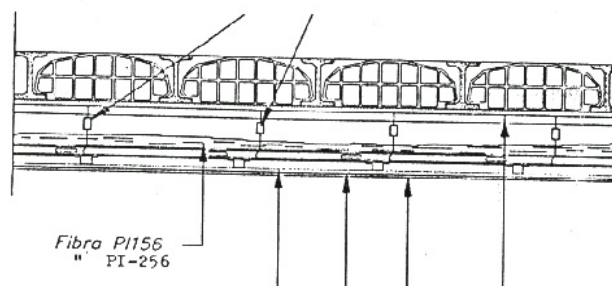
Capa de Arkobel o cualquier otra marca comercial, planchas de espuma de poliuretano, cuya densidad vendrá en función del aislamiento a conseguir.

Capa de hormigón de al menos 5 cm de espesor sobre la cual se apoyarán los tabiques que se han de adicionar.

Baldosas, rodapiés o cualquier otro elemento que se quiera utilizar.

Techo

Esta suele ser la parte más delicada del proyecto, puesto que en esta zona se encuentra la mayor exigencia en el aislamiento, ya que lo más corriente es que en el local superior se encuentre una vivienda y caso más desfavorable corresponde al de los dormitorios. La figura siguiente muestra un ejemplo típico de aislamiento adicional en techos.



Como se observa en la figura se colocan de abajo hacia arriba los siguientes elementos:

- Placa de pladur, placa de cartón yeso de espesor en función del aislamiento a obtener.
- Capa de material absorbente, lana de roca, fibra de vidrio en cualquier marca comercial.

- Placa de pladur, placa de cartón yeso de espesor en función del aislamiento a obtener.

Paredes

En las paredes el procedimiento para aislar es similar al resto de elementos constructivos, es decir diseñar una estructura aislante adicional independiente de la inicial. No obstante el problema que en la mayoría de los casos se encuentra es que debido a las dimensiones que se necesitan para independizar la estructura inicial de la adicional la reducción de espacio puede ser muy elevada.

Para que un aislamiento adicional en una pared sea efectivo es necesario que no existan puentes acústicos entre las dos estructuras y que en el espacio entre ambas exista un material de relleno absorbente.

Por último es necesario estudiar la posible influencia de puertas y ventanas, ya que un mal aislamiento en algunos de estos elementos puede ocasionar que el aislamiento final del conjunto no sea satisfactorio.

Aplicación a nuestro caso particular

En nuestro caso de estudio, la subestación donde se alojará el turbogenerador será de un solo nivel. El ruido emitido por el turbogenerador es de 85 dB, dato proporcionado por el fabricante, cumpliendo con los requisitos internacionales. Aunque nuestra subestación se encontraría a varios metros de los edificios actualmente existentes en Zonamérica, igualmente se realizará el aislamiento de las paredes y techo de la sala donde se ubique el turbogenerador, previendo una expansión futura de Zonamérica, y contemplando de este modo los estándares de calidad que la caracterizan.

El aislamiento de las paredes y techo se implementará mediante la colocación de planchas de espuma de poliuretano. No se realizará tratamiento acústico en el suelo.

Referencias:[182],[183]

SECCIÓN 3

SIMULACIÓN

Introducción	3
Aspectos teóricos	3
Ventajas de la Simulación	4
Requisitos que debe tener la Simulación	4
Aplicación concreta	5
Parámetros de la simulación digital	5
Modelos de los elementos de la Red.....	7
Introducción	7
1. Medidores eléctricos.....	8
Medidores fundamentales	8
Medidores Multimétricos	9
2. Barras.....	13
3. Modelado de las Fuentes de Tensión	14
Fuente de tensión ideal.....	14
Fuente trifásica de tensiones directas	14
Fuente trifásica de tensiones homopolares	16
4. Modelado de líneas aéreas y cables subterráneos.....	16
5. Modelado de Transformadores.....	18
Transformadores de Distribución	19
Transformador de Potencia.....	21
6. Modelado del Turbogenerador.....	23
Fundamentos	23
Modelado	23
Simulación	34
7. Modelado de las cargas.....	35
Introducción	35
Elementos de carga de una subestación típica	39
8. Modelado de Interruptores.....	40
9. Descargador de Sobretensión	43
Equivalente de Thèvenin de las Redes de UTE y Zonamérica.....	45
Punto de partida.....	46
Relación entre tensiones y corrientes de secuencia.....	47
Teorema de Thèvenin	48
Operación Interconectada	55
Simulación	56
Proyecciones de demanda de Zonamérica y de la Red de UTE.....	60
Flujo de Carga	62
Elementos del Flujo de Carga.....	62
Líneas.....	63
Cargas	63
Transformadores.....	63
Generadores.....	64
Diferentes escenarios para el flujo de carga.....	64
1. Zonamérica aislada de la red.....	64
2. Zonamérica con generador conectada a la red en horario de punta	64

3. Zonamérica con generador conectada a la red en horario de llano	64
4. Zonamérica sin generador conectada a la red.....	64
Estudio del Flujo de Carga Tradicional	65
Resolución Teórica del Problema de Flujo de Carga “Tradicional”	66
Aplicación Flujo de Carga “Tradicional”	66
Flujo de carga en SIMULINK.....	69
Modelado de las SSEE de Zonamérica	69
Modelado de las SSEE de la red	74
Resultados del Flujo de carga en SIMULINK.....	76
Datos relevados.....	76
1. Zonamérica aislada	76
2. Zonamérica conectada a la red sin generador.....	78
3. Zonamérica conectada a la red en el momento del pico en la demanda	78
4. Zonamérica conectada en horario de punta	80
Conclusiones	83
Análisis de defectos en un Sistema Eléctrico de Potencia	84
Potencia de Cortocircuito en la Red	84
Cortocircuitos equilibrados trifásicos	89
Modelado de los componentes de un S.E.P. en presencia de un Cortocircuito Trifásico.....	90
Red UTE.....	90
Transformadores	90
Líneas y cables.....	91
Generador Síncrono	91
Motores Asíncronos.....	91
Métodos de cálculo de la corriente de cortocircuito trifásico.....	92
Método I – Fuente de tensión detrás de la impedancia transitoria	92
Método II – Mediante el uso de componentes simétricas.....	92
Dimensionado de los disyuntores de Zonamérica	92
Diferentes escenarios para los cortocircuitos trifásicos.....	93
Anillo de Zonamérica en el futuro	93
Medida de las corrientes de cortocircuito trifásicas en los distintos escenarios en 22 kV...95	
Conclusiones	96
Cálculo teórico de las corrientes de cortocircuito.....	96
Zonamérica aislada de la red.....	96
Análisis Zonamérica conectada a la red sin generador.....	98
Análisis Zonamérica conectada a la red con generador.....	100
Datos relevados en la simulación	101
Impedancia del neutro como limitador de la corriente de defecto monofásico a tierra.....	102
Introducción.....	102
A. Neutro del Generador.....	103
B. Neutro del Transformador de Máquina.....	106
Transitorios Electromagnéticos en Redes Eléctricas de Potencia.....	109
Generalidades.....	109
Transitorios Electromagnéticos	109
Fenómenos Transitorios característicos.....	110
Enfoque de los problemas típicos	111
Características de los problemas de Transitorios.....	111
Evaluación y Análisis de Sobretensiones	111
Aplicación al caso de estudio	112
Sobreintensidades y cortocircuitos	112
Características oscilatorias de un turbogenerador	113
Cambio de carga repentino.....	114
Simulación.....	114
Escenarios.....	115

Introducción

En nuestro proyecto utilizaremos la simulación digital de los sistemas eléctricos de potencia como herramienta de mayor veracidad que el tradicional método de cálculo manual. Se puede afirmar esto en primera instancia puesto que los modelos teóricos utilizados son de mayor complejidad que en los tradicionales métodos. Por otro lado, la capacidad computacional disponible hoy día permite integraciones con errores relativos de 10^{-4} a 10^{-6} dependiendo de la complejidad dentro de tiempos de cálculo razonables.

Se construirá una representación detallada monofásica equivalente y trifásica de las redes de Media Tensión de UTE aguas abajo de la estación “Montevideo A” y de Zonamérica con la Planta Generadora, a efectos de hacer estudios de flujo de cargas, medición de potencias de cortocircuito, medición de cortocircuitos debalanceados, y estudio de los comportamientos transitorios del sistema.

Es de destacar la posibilidad de obtener resultados numéricos respecto a las variables del sistema eléctrico en varios aspectos y puntos de operación, sin acudir al sistema real, ofreciendo un potente instrumento para análisis y diseño de redes eléctricas.

Aspectos teóricos

Corresponde intentar una definición de simulación: digamos que es el conjunto de actividades que consisten en concebir, construir, probar, validar, utilizar y analizar el comportamiento de un modelo formal elaborado de modo tal que represente los aspectos esenciales que se consideran desde el punto de vista de cierto estudio sobre la realidad.

Los pasos que se dan en esta tarea son varios:

1. Identificación del problema práctico: la simulación tiene sentido sobre un problema real.
2. Establecimiento de las hipótesis de trabajo: se determina qué parte del fenómeno es relevante, qué interesa como resultado, los criterios de evaluación, error y reproducción.
3. Obtención de experiencia de la realidad: observación sistemática cualitativa y cuantitativa de la realidad, mediciones.
4. Concepción formal del modelo y su construcción: concretamente se debe armar el modelo.
5. Validación del modelo: validación por elementos (componentes), validación estructural (relación entre elementos), evaluación global del comportamiento (control de que la realidad medida y la simulación coinciden).
6. Experimentación: operación sobre el modelo y comprobar las hipótesis bajo los criterios previos.
7. Extracción de conclusiones prácticas: que ponen de manifiesto el aporte del modelo para resolver el problema.

Estos pasos se suceden con realimentaciones que dependen de innumerables causas, por ejemplo (4) puede realimentar a (2), (5) y (6) pueden realimentar a (4) y (2).

Lógicamente esta descripción es muy idealizada pero es de destacar que hipótesis, concepción formal, construcción, observación, dependen de la validación. Los lazos que se presentan son muchos, y en general cada etapa exige retroceder y repetir trabajos, el proceso es recursivo, iterativo, y repetitivo.

Un concepto muy importante es que cada problema tiene un modelo, cada elemento tiene un modelo distinto según el problema. Un error de enfoque grave es creer que un modelo de elemento válido para un problema lo es en otro. Ejemplo: Los distintos modelos de transformador son aptos uno para cada estudio. A veces es suficiente solo la impedancia serie, a veces la rama de excitación, a veces la capacitancia de derivación.

Ventajas de la Simulación

Una de las técnicas de diseño es basarse en las normas y especificaciones de diseño, que se aplican a esta tarea. Utilizando las normas, el procedimiento de diseño no requiere modelo. Pero cuando no hay normas debe buscarse otra técnica.

Se utiliza simulación cuando:

- Cuando el sistema real es inexistente, cuando no hay nada parecido, cuando no se dispone de experiencia acumulada (proyectos de nuevas obras) se presenta la necesidad de simular.
- A veces el sistema real no permite experimentación, existen limitaciones a la operación, y no se puede prever la consecuencia de determinadas situaciones.
- Cuando no existen técnicas conocidas aptas para abordar el problema o las simplificaciones son excesivas o las técnicas de análisis son demasiado simples.
- A veces es una ventaja importante la modificación de la escala de tiempo, ciertos procesos reales son demasiado rápidos o demasiado lentos (por ejemplo: transitorios).
- El modelo de simulación es instructivo, permite entrenar por introyección del sistema real a los operadores (por ejemplo: simuladores de vuelo), manipulando el modelo el operador hace sus modelos mentales (adquiere experiencia, frente al modelo se adquiere la experiencia que se haría frente a la realidad).
- La comunicabilidad del modelo es una de sus máximas virtudes, el modelo es fácil de transmitir, es más fácil mostrar que pasa que explicar que debe ocurrir.

Requisitos que debe tener la Simulación

Las condiciones que el modelo debe cumplir para que pueda ser útil se indican a continuación:

1. *Realizabilidad*: El modelo debe poderse construir, los parámetros deben estar disponibles.
2. *Simplicidad*: El modelo debe ser simple, debe tener todo lo necesario pero solo lo necesario, y no más, debe ser realista y de utilidad práctica, no debe sofisticarse más de lo necesario en relación al problema que se estudia. Digamos lo necesario y suficiente.
3. *Credibilidad*: No debe despertar dudas, estas deben disiparse con adecuadas validaciones.
4. *Solidez, Robustez*: Las conclusiones deben ser válidas dentro de las desviaciones que son esperables para el modelo, al límite la validez debe existir aunque uno se equivoque.
5. *Flexibilidad*: El modelo debe ser cómodo frente a variaciones de parámetros, variaciones de diseño.
6. *Adaptabilidad*: Esta es una virtud parecida a la anterior, se trata de poder adecuar el modelo a nuevos conocimientos, lograr prever modos de mejora, el modelo debe ser perfeccionable.
7. *Totalidad*: El modelo debe incluir toda parte esencial del sistema, las partes esenciales pueden estar ocultas, pero de ninguna manera deben omitirse en la representación.
8. *Accesibilidad y comunicabilidad*: Los datos de entrada deben ser fácilmente incorporables, los resultados deben ser fáciles de obtener y transmitir, la síntesis debe ser posible. Es fundamental saber que se quiere obtener del modelo, pero además este debe poder ser modificable.

Notas:

- Para aclarar algunos conceptos y en particular la Robustez pensemos en el problema de la corriente de inserción de un transformador, si se equivoca la curva de saturación (lo que es probable por la dificultad de obtener parámetros) las conclusiones deben seguir siendo válidas. El modelo es sensible

a ciertos parámetros, pero las conclusiones deben ser correctas aunque cambien los parámetros de referencia.

- Para aclarar el concepto de Totalidad pensemos en un sistema eléctrico del cual se quiere estudiar un elemento, la representación debe incluir el sistema, se debe aislar el elemento, y representar el resto del sistema con un buen equivalente, de esta manera el sistema queda oculto, pero no ausente.

Aplicación concreta

Existen varios programas de computación de simulación bien conocidos y bastante específicos para los análisis involucrados en los sistemas de potencia. Adoptaremos para nuestro proyecto al paquete de software de simulación “Simulink” de Matlab versión 5.3, el cual posee una sub-biblioteca de bloques-modelo específico para sistemas eléctricos de potencia llamado “Power System Blockset” (PSB). Éste fue desarrollado utilizando la biblioteca elemental de Simulink específicamente para sistemas eléctricos de potencia, por ingenieros y matemáticos canadienses de la compañía eléctrica Hydro-Québec.

Este programa de simulación está sujeto a limitaciones dado que no ha sido desarrollado específicamente para nuestra aplicación, sino con un espectro mayor, motivo por el cual algunas necesidades que se presentan deben ser resueltas mediante soluciones particulares. La dificultad también se encuentra en la incapacidad del software, hardware o ambos de calcular los resultados en tiempos razonables, quizás pueda parecer un hecho a despreciar en una primera instancia, pero luego en el proceso de perfeccionamiento del trabajo se percibe la cabal importancia de lo mencionado porque no serviría de nada diseñar modelos exactos si el software de simulación los encontrara inabordables.

Las razones por la cual optamos por utilizar este software fue por su potente interfaz gráfica, su accesibilidad a nivel académico y su abundante literatura.

Referencias: [18]

Parámetros de la simulación digital

Antes de correr la simulación de un modelo construido en Simulink es necesario precisar con qué algoritmo de integración se va a resolver el sistema. Es posible mediante el cuadro de diálogo del “Simulation Parameters” cambiar los parámetros de la resolución de la simulación, estos son principalmente:

1. Algoritmo de resolución

En la simulación de modelos en Simulink intervienen algoritmos de resolución de sistemas de ecuaciones diferenciales ordinarias (ODE). Simulink provee una variada lista de algoritmos para resolver dichas ecuaciones, cuya eficiencia y eficacia depende de la naturaleza dinámica del sistema a resolver.

Se pueden elegir algoritmos de paso variable o fijo, siendo conveniente para nuestros sistemas los de paso variable pues refinan los resultados en problemas donde se encuentran transitorios rápidos y engrosan el paso cuando el comportamiento del problema es estable o periódico. Además los de paso variable proveen control de error y detección de cruce por cero.

Los problemas de nuestro tipo son rígidos (‘stiff’), puesto que las soluciones presentan constantes de tiempo muy variadas y pueden cambiar en una escala de tiempo mucho menor que el intervalo de integración a la vez que la solución de interés cambia en una escala mucho

mayor. Por esta razón utilizaremos la clase de algoritmos de paso variable ode15 y ode23. Estos resuelven un sistema generando un Jacobiano numérico para cada paso. El ode15 está basado en fórmulas de diferenciación numérica multipaso, y generalmente será usado como primer intento para resolver un sistema. El ode23 está basado en un algoritmo de Runge-Kutta. Las variaciones ode23s, ode23t y ode23tb son mejoras del ode23. Para sistemas rígidos serán la segunda opción cuando el ode15 no converge correctamente.

2. Tiempo de comienzo y finalización

Se elige el rango temporal de la integración, correspondiente al intervalo en donde el sistema presentará un comportamiento relevante y representativo.

El tiempo de simulación no se corresponde con el tiempo real, pues depende de las complejidades del sistema matemático a resolver, del paso temporal del tomado por el algoritmo y de la capacidad de procesamiento del computador utilizado.

3. Tamaño del paso

Apuntando a mejorar la eficiencia de la resolución, para los algoritmos de paso variable se puede fijar de diversas maneras el comportamiento del paso elegido punto a punto por el algoritmo.

4. Paso inicial

Por defecto, los algoritmos seleccionan automáticamente un paso inicial dependiendo de las derivadas iniciales de los estados del sistema. También es posible que el usuario lo fije.

5. Tolerancias de error

Los algoritmos utilizan técnicas de control de error estándar para monitorear cada paso de integración. El usuario ingresa la tolerancia relativa, la cual es el error relativo al valor de cada estado, e ingresa el error absoluto, el cual es un valor de umbral mínimo cuando el estado se aproxima a cero.

Para cada final de paso se computan los estados y se calcula el error local, el cual es el estimado para los valores de los estados. Entonces se compara este error con el error aceptable, el cual es función del error relativo y absoluto ingresados por el usuario. Si el error es mayor que el aceptable para algún estado, el programa reduce el paso e integra de vuelta.

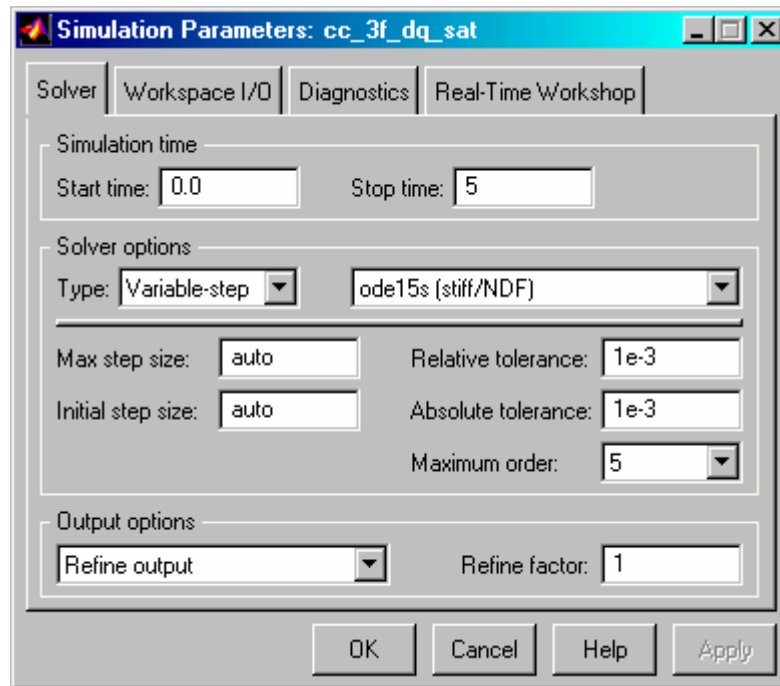
El error para el i -ésimo estado debe satisfacer:

$$e_i \leq \max(tol_{relativa} \cdot |x_i|, tol_{absoluta_i})$$

6. Opciones de la salida

Simulink da la posibilidad de restringir la salida de variadas formas, reduciendo la memoria utilizada y permitiendo desplegar y refinar únicamente ciertos rangos temporales de interés.

La siguiente figura presenta el cuadro de diálogo de los parámetros de simulación:



El desempeño la precisión de la simulación puede ser afectada de muchas maneras, incluyendo las tolerancias de error, el modelado elegido, las topologías del sistema eléctrico, etc. Generalmente los algoritmos mencionados resuelven los sistemas con precisión bastante aceptable. Es posible cambiar los parámetros durante la simulación así sintonizando la eficiencia de la resolución. Generalmente hay que correr varias veces una simulación hasta encontrar el algoritmo y las tolerancias de error más adecuadas.

Referencias: [19]

Modelos de los elementos de la Red

Introducción

Nuestra meta es modelar la red de la forma más precisa posible, siendo necesario para dicha tarea buscar un modelo adecuado para cada elemento de red, tanto en cuanto a su concepción teórica, como a los valores numéricos que se introduzcan a la hora de simular.

No caben dudas que parece poco útil adoptar un modelo extremadamente simple, que si bien simplifica la complejidad teórica del trabajo, y permite hacer un análisis con una cantidad mucho menor de datos, no describe de la mejor manera la realidad. Por otro lado, tampoco parece ser la solución óptima buscar modelos excesivamente complejos, los cuales quizás se acerquen más y mejor a una descripción formal de los fenómenos físicos que suceden en el Sistema Eléctrico de Potencia (S.E.P.), pero que debido a su extrema minuciosidad requieran una información a la cual no se pueda acceder, o en el caso de lograrlo, los valores sean por demás cuestionados. A todo esto debemos agregar las complicaciones derivadas de la simulación, que no son pocas.

Este documento tiene por cometido poner en conocimiento a quien tenga acceso al programa de simulación en Simulink con la biblioteca “Power System Blockset” (PSB), de los elementos que éste utiliza para realizar simulaciones de redes de los S.E.P.

Para construir los distintos diagramas eléctricos de la red de UTE y Zonamérica se utilizaron diversos elementos eléctricos en el ambiente de Simulink. Cada elemento consta de su representación gráfica, su modelo interno y su tabla de parámetros.

A continuación se listarán los elementos utilizados en nuestro proyecto.

1. Medidores eléctricos

Medidores fundamentales

Los medidores específicos que necesitamos para hacer los ensayos en Simulink fueron desarrollados por nosotros a partir de los básicos como ser el voltímetro, amperímetro, integrador RMS y analizador de Fourier ya incluídos en el Power System Blockset de Simulink.

A continuación se presentarán los medidores fundamentales necesarios para exteriorizar los valores de las variables internas de las redes eléctricas.

Recordamos que todo elemento que se incorpore a un circuito modificará su topología afectando la magnitud que se desea medir. Es por este motivo que un dispositivo de medición será tanto más eficiente en la medida que su inserción dentro del circuito altere de menor forma posible al mismo. En el caso de los medidores de tensión, deben poseer una impedancia extremadamente alta (idealmente infinita) para evitar un camino para la corriente que distorsione el valor real.

Tensión

Su propósito es censar las tensiones en los diferentes puntos del circuito respecto de un valor de referencia el cual será tierra.

El medidor de tensión de Simulink es un voltímetro ideal pues extrae el valor numérico de tensión $v(t)$ en Volt a partir de una variable de estado del sistema representado. Dispone de dos puertos eléctricos, una conectada al punto de referencia y la otra al punto del cual se desea conocer la tensión respecto del primero. Posee un puerto de salida la cual puede ser conectada a un display numérico o uno gráfico.

El display numérico por lo general estará asociado a simulaciones en las cuales se desee conocer valores de régimen mientras tanto la representación gráfica se asocia a transitorios y anomalías debido a que queda registrado en una gráfica en función del tiempo la evolución de la tensión medida.

Corriente

El medidor de corriente ideal es aquél cuya impedancia sea nula, la razón de ello es que como la magnitud a medir es la corriente debe colocarse en serie en el ramal, en caso que la impedancia sea grande generará caídas de tensión en el punto a medir, alterando los valores originales.

Al igual que el medidor de tensión, éste es un amperímetro ideal pues extrae el valor numérico de corriente $i(t)$ en Ampère a partir de una variable de estado del sistema representado. Dispone de dos puertos eléctricos de entrada y salida de la corriente, y un puerto de salida la cual puede ser conectada a un display numérico o uno gráfico.

Potencias Activa y Reactiva

Este bloque mide tanto la potencia activa como reactiva para la componente fundamental o otra armónica de las ondas de tensión y corriente. Consta de dos entradas, una señal (datos) de tensión $v(t)$ y otra de corriente $i(t)$, y una salida con el vector $[P(t) \ Q(t)]$ en VA y VAR respectivamente.

Tanto P y Q son calculadas internamente promediando el producto VI en un ciclo de la frecuencia fundamental o otra armónica elegida, contemplando la posibilidad que la onda que se evalúa esté contaminada con armónicos de orden superior.

R.M.S.

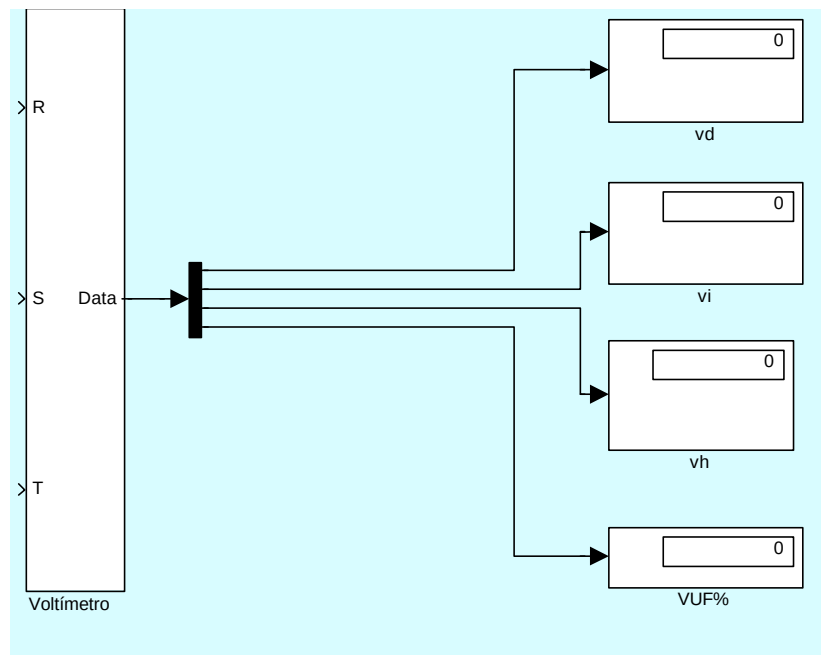
Este bloque calcula la raíz media cuadrática del valor del puerto de entrada $u(t)$ a partir de una ventana temporal móvil de ancho un ciclo de la frecuencia especificada.

Medidores Multimétricos

Voltímetro trifásico

El voltímetro trifásico que construimos nos brinda los valores r.m.s. en p.u. de 31.5 kV de las tensiones de secuencia directa, inversa y homopolar del punto trifásico medido. Adicionalmente se calcula el factor de desbalance de tensión según la IEC (Voltage Unbalance Factor) VUF en %. Éste se calcula como el cociente V_2/V_1 por ciento. Todos los cálculos con las tensiones medidas se efectuaron a partir de la transformación de Fortescue de los tres tensiones estrelladas.

Modularizamos al medidor como un multipuerto con tres entradas de señal eléctrica y una salida de datos vectorial de complejos (módulo-fase):



Representación gráfica del voltímetro trifásico

El cableado interno de este módulo se aprecia en la siguiente figura:

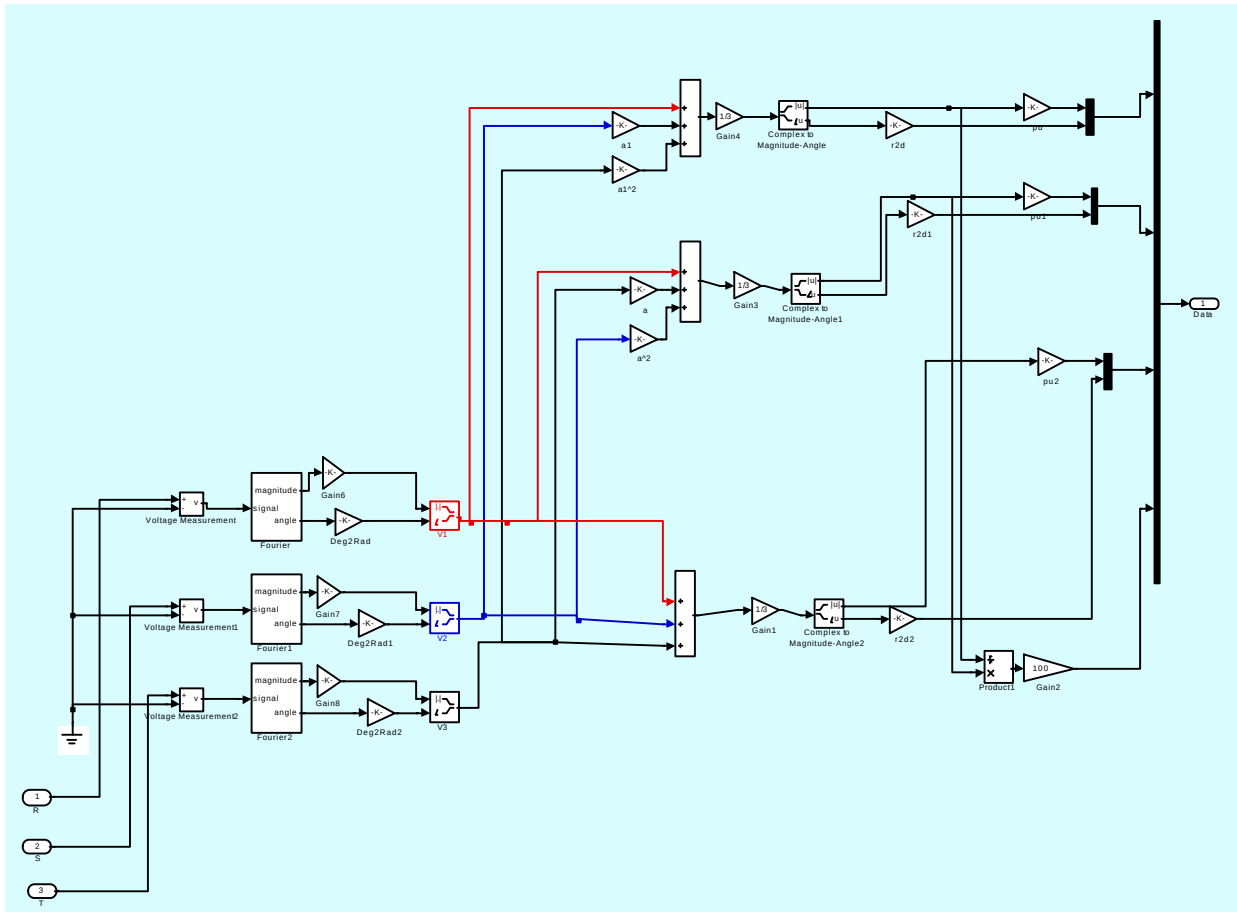


Diagrama de conexión interno del voltímetro trifásico

A modo de ejemplo, el medidor del factor de potencia (F.P.) que se encuentra en la tercer entrada al multiplexor fue construida fácilmente basándose en la definición general de factor de potencia, correspondiente a la siguiente ecuación:

$$F.P. = \frac{P}{S} \quad (1)$$

siendo S la potencia aparente en módulo y P la potencia activa.

En el caso de las redes que estamos analizando, tanto tensión y corriente no se ven afectados por los fenómenos no lineales dado que el modelo supone un sistema lineal en el cual existe una única frecuencia que es la fundamental de la red. Esta situación permite realizar simplificaciones que conducen a una fórmula más sencilla para el cálculo del factor de potencia porque la potencia aparente estará dada por la raíz cuadrada de la suma de los cuadrados de ambas potencias (activa y reactiva), porque la ecuación (2) pasa a ser válida.

$$F.P. = \cos(\varphi) \quad (2)$$

cumpléndose la relación:

$$Q = P \tan(\varphi) \quad (3)$$

Sustituyendo el resultado de (2) en (3) obtenemos (4):

$$F.P. = \arccos\left(\frac{Q}{P}\right) \quad (4)$$

La medición del factor de potencia se obtiene luego de demultiplexar la salida del medidor PQ y aplicarle ambas funciones.

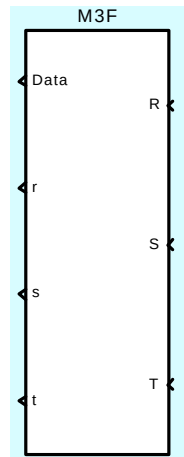
Multímetro trifásico serie

Siendo una evolución del Voltímetro trifásico anteriormente explicado, este multímetro extrae de un punto de medida trifásico las potencias activa y reactiva para 50 Hz en W y VAr, el factor de potencia para 50 Hz, los valores r.m.s. en p.u. de 31.5 kV de las tensiones compuestas de secuencia directa, inversa y homopolar, las corrientes r.m.s. en A de secuencia directa, inversa y homopolar, y el VUF en %.

Los cálculos para las salidas mencionadas a partir de las tensiones estrelladas y las corrientes de línea medidas se efectuaron a partir de la transformación de Fortescue de los tres tensiones y corrientes de línea y la aplicación del teorema de la suma de las potencias de las tres redes de secuencia:

$$S = 3 \cdot V_1 \cdot \hat{I}_1 + 3 \cdot V_2 \cdot \hat{I}_2 + 3 \cdot V_0 \cdot \hat{I}_0$$

Modularizamos al medidor como un multipuerto con tres entradas y tres salidas de señal eléctrica y una salida de datos vectorial:



El cableado interno de este módulo se aprecia en la siguiente figura:

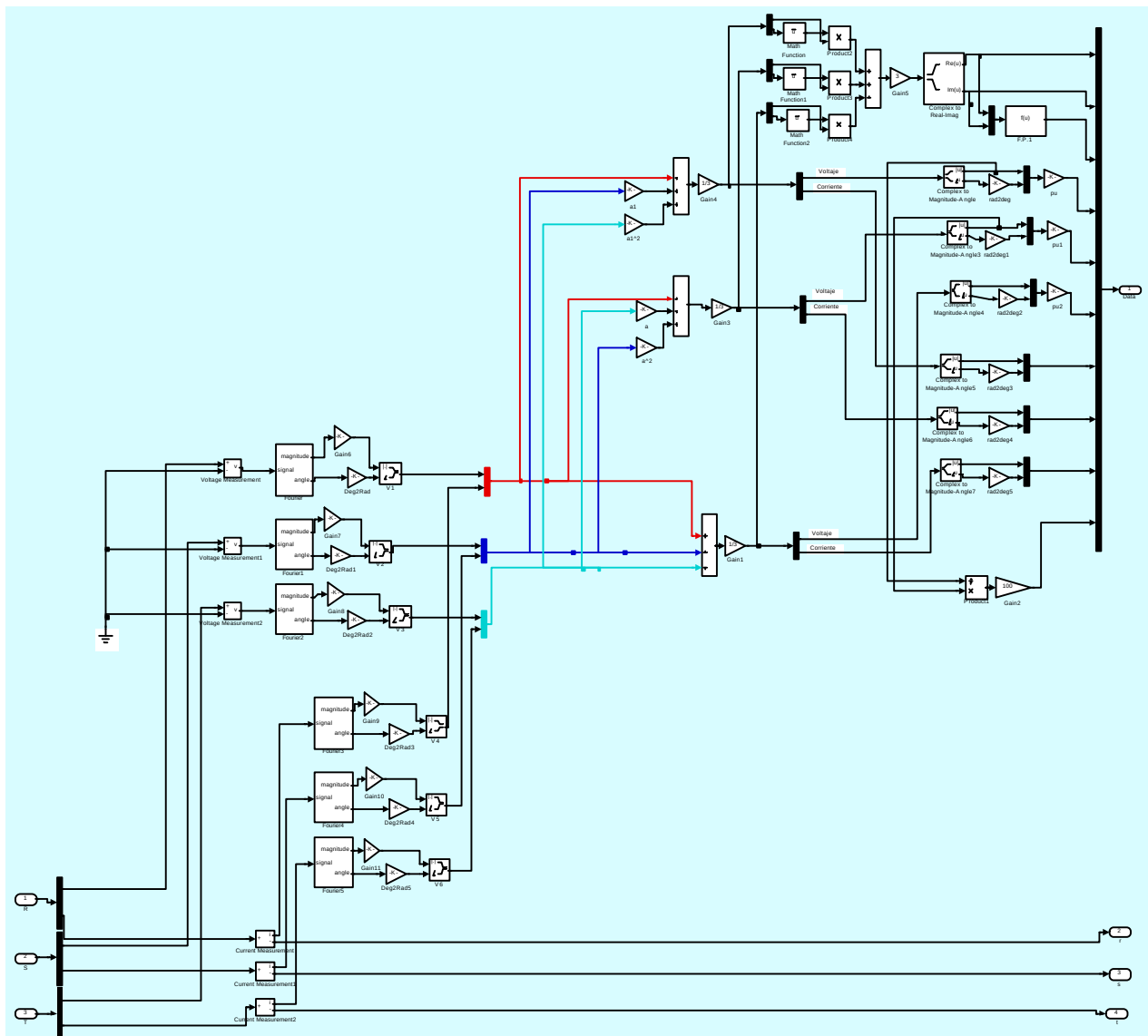


Diagrama de conexionado interno del medidor trifásico

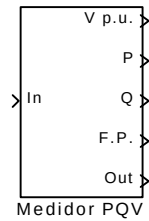
En el caso de las redes que estamos analizando, tanto tensión y corriente no se ven afectados por los fenómenos no lineales dado que el modelo supone un sistema lineal en el cual existe una única frecuencia que es la fundamental de la red.

Multímetro monofásico serie

Este multímetro calcula de un punto de medida de un esquema equivalente monofásico los valores trifásicos de las potencias activa y reactiva para 50 Hz en W y VAR, el factor de potencia para 50 Hz, y el valor r.m.s. en p.u. de 31.5 kV de la tensión.

Los cálculos para las salidas mencionadas a partir de la tensión estrellada y la corriente de línea medidas se efectuaron a partir de las relaciones habituales de redes eléctricas.

Modularizamos al medidor como un multipuerto con una entradas y una salida de señal eléctrica y cuatro salidas de datos:



El cableado interno de este módulo se aprecia en la siguiente figura:

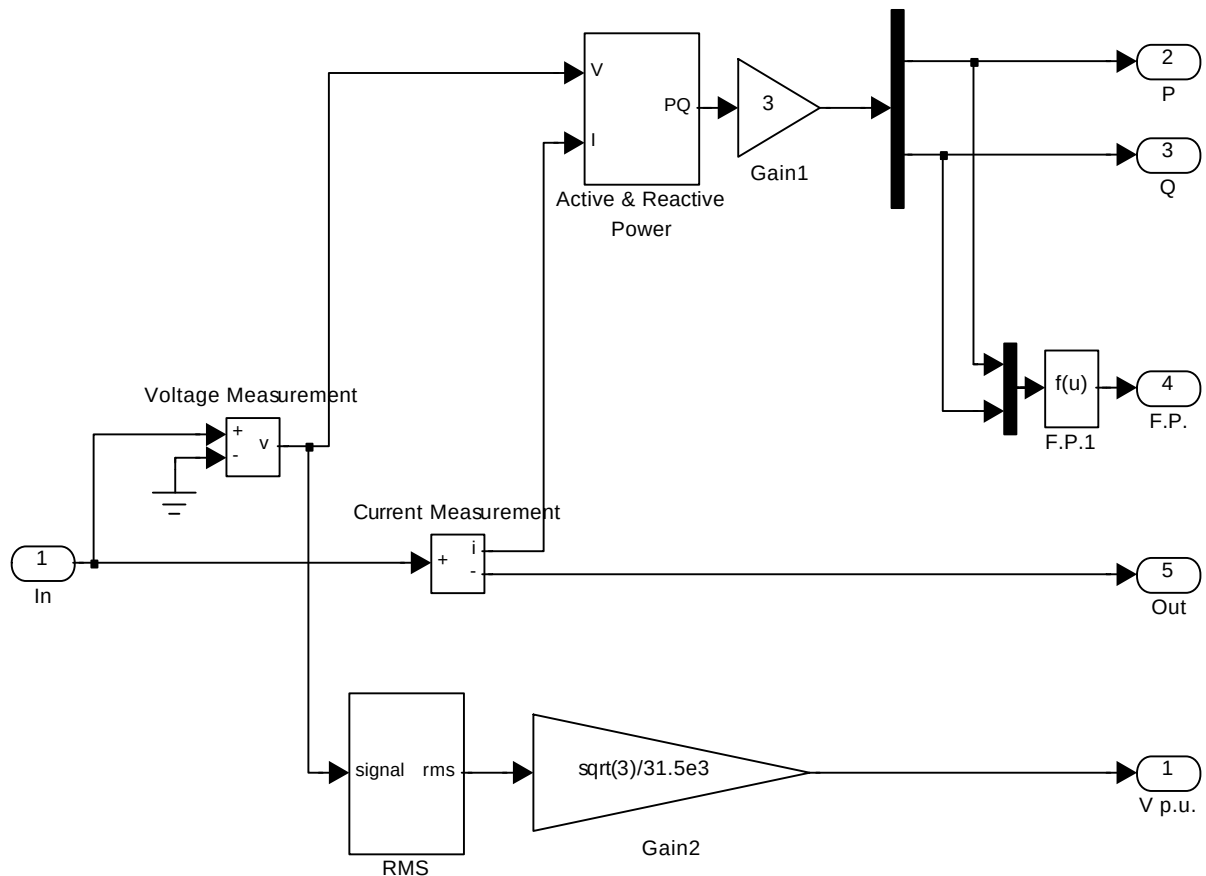
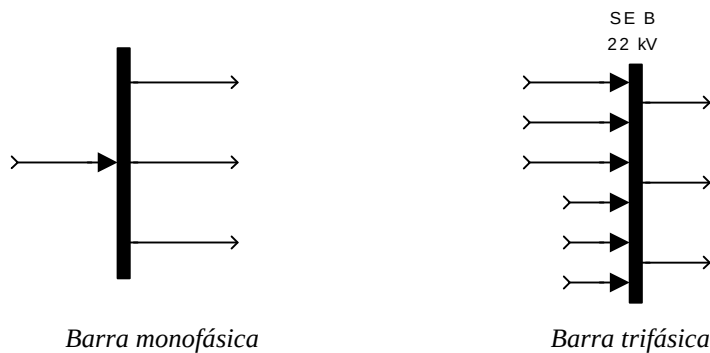


Diagrama de conexión interno del medidor monofásico

2. Barras

Para un punto de interconexión o nodo su cometido es converger ordenadamente varios alimentadores.



3. Modelado de las Fuentes de Tensión

Fuente de tensión ideal

Las fuentes de tensión del PSB permiten modelar una fuente de tensión ideal sinusoidal. En la simulación de las redes eléctricas referiremos a esta fuente a la tierra, siendo entonces estrellados los valores de tensión.

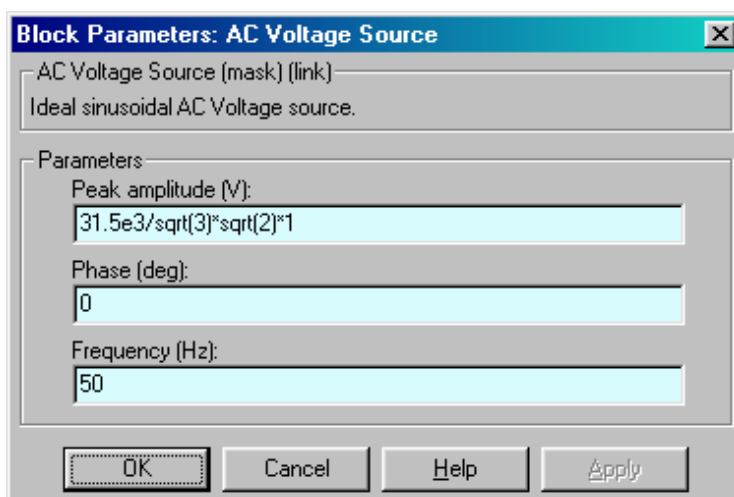
Se cumple la siguiente expresión para la tensión generado respecto del tiempo:

$$U(t) = U_{max} \sin(2\pi f t + \phi)$$

Se representa en Simulink como:



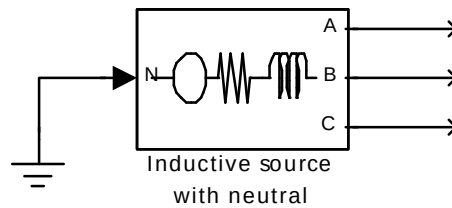
y los parámetros que tiene disponibles son la amplitud de pico, la fase y la frecuencia como muestra el siguiente cuadro de diálogo:



Parámetros de la fuente ideal monofásica

Fuente trifásica de tensiones directas

El PSB tiene incluido un bloque construido con fuentes ideales e impedancias constantes que generan un sistema perfecto directo de tensiones trifásicas, cuya referencia es el neutro. Para determinar el equivalente de Thèvenin de un generador, es necesario definir la tensión de pico de la fuente ideal, el valor (inductiva o capacitiva) de la impedancia serie, la frecuencia sinusoidal de 50 Hz y el desfase de la fase A.



Representación gráfica de la fuente trifásica

Se cumple la siguiente expresión para las tensiones de vacío generados respecto del tiempo:

$$U_1(t) = U_{max} \sin[2\pi f t + f.p/180]$$

$$U_2(t) = U_{max} \sin[2\pi f t + (f+120).p/180]$$

$$U_3(t) = U_{max} \sin[2\pi f t + (f-120).p/180]$$

Ejemplo: Modelado de la Fuente Trifásica en 150 kV

Consideraremos a la alimentación de la Estación “Montevideo A” detrás del transformador de potencia de 150/31.5 kV como una fuente trifásica equilibrada que representará la red de AT en 150 kV. La modelaremos mediante su equivalente de Thévenin con una fuente trifásica directa equilibrada perfecta con neutro a tierra y una impedancia R-C serie por fase.

La tensión entre fases será la nominal de la red, 150 kV, la frecuencia 50 Hz, y la impedancia por fase estará compuesta por R_{serie} y una reactancia capacitiva X_{serie} . Se observa que es una reactancia negativa pues la red de Transmisión es capacitiva a diferencia de las redes de Media Tensión o Baja Tensión que son principalmente inductivas. Esta impedancia la calculamos a partir de la potencia de cortocircuito trifásico pues las simulaciones se desarrollarán en general en régimen equilibrado. En caso de simular cortocircuitos de tipo fase - tierra utilizaríamos la potencia de cortocircuito monofásico el cual supera levemente a la anterior debido a la naturaleza capacitiva de la red de Transmisión.

El siguiente cuadro de diálogo presenta los parámetros mencionados disponibles para modificación, para el caso de la red de 150 kV que alimenta a “Montevideo A”:

Block Parameters: Red de AT 150 kV

3-phase inductive source - Ungrounded neutral (mask) (link)

This block implements a three-phase source in series with a serie RL branch. the common node (neutral) of the three sources is accesible via input one (N) of the block

Parameters

Voltage magnitude (V) :
150e3/sqrt(3)*sqrt(2)*1

Phase angle of phase A (Degrees) :
0

Frequency (Hz) :
50

Source resistance (Ohms):
0.058235

Source inductance (H) :
-8.6762e-4

OK Cancel Help Apply

Parámetros para la fuente de AT en “Montevideo A”

Internamente, el esquema eléctrico es el siguiente:

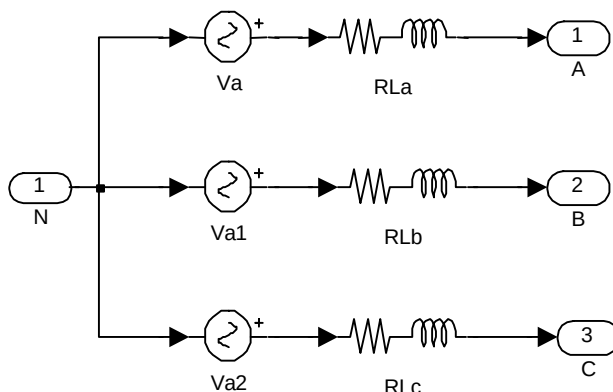


Diagrama del conexionado eléctrico de la fuente trifásica

El puerto 1 es la conexión para el neutro, del cual están conectados tres fuentes sinusoidales desfasados en 120 grados eléctricos. En serie con éstos están las impedancias de Thèvenin de la red de Transmisión.

Dependiendo de cual red estemos modelando será el nivel de tensión que utilizaremos: para la red monofásica equivalente modelaremos esta fuente a nivel 31.5 kV y para la red trifásica utilizaremos el nivel de 150 kV.

Ver parámetros para el modelado en el apéndice A “Base de Datos de la Red”.

Fuente trifásica de tensiones homopolares

Para efectuar las pruebas para la medida de la impedancia vista de Thèvenin sensible a las corrientes homopolares hubo que construir una fuente trifásica homopolar en que las fuentes no tenían desfase entre si:

$$\begin{aligned} U_1(t) &= U_{max} \sin[2\pi ft] \\ U_2(t) &= U_{max} \sin[2\pi ft] \\ U_3(t) &= U_{max} \sin[2\pi ft] \end{aligned}$$

El esquema eléctrico es igual al de la figura anterior salvo que los desfases ingresados para cada fuente de tensión son 0.

4. Modelado de líneas aéreas y cables subterráneos

Una línea en rigor es de parámetros distribuidos, y uno se preguntaría como discretizarla. A veces es suficiente concentrar toda la línea en un sólo elemento físico cuando en estudios de régimen permanente. El criterio de tamaño de la discretización está dado por la frecuencia, por ejemplo para un flujo de carga es suficiente un solo elemento π .

Según se estudien transitorios de distintos tipos se deberá plantear el modelo, cada transitorio se caracteriza por un ancho de banda, los transitorios de maniobra (20 kHz), los de propagación atmosférica (1 MHz), los fenómenos transitorios temporarios (50Hz).

- Transitorios temporarios son aquellos muy lentos, con resonancias subsíncronas (a frecuencia 50 Hz).

- Transitorios de maniobra son con intercambio de energía, debidos a maniobra intencional o accidental, se pasa de un estado estacionario a otro.
- Los transitorios de propagación, se analizan sin considerar fenómenos energéticos, son los transitorios de rayos, pendientes muy abruptas, propagación en líneas de transmisión.

La línea real no responde a frecuencias infinitas, el escalón de tensión en la línea real (idealizada) tiene un tiempo de viaje, en el otro extremo de la línea ideal el escalón aparece un cierto tiempo después. Si la línea es con pérdidas el escalón se distorsiona, el escalón tiene infinitos componentes de Fourier, la respuesta es limitada, en particular se observa el tiempo de frente, con un solo π la distorsión es muy grande.

Surge una pregunta, ¿cuántos π deben ponerse para representar bien un transitorio de 20 kHz? Mediciones y matemáticas demuestran que deben considerarse 10 a 15 elementos π . Se ganará precisión a expensas de tiempo de cálculo.

La representación de la línea en el modelo monofásico se hace con π -equivalentes. El modelo trifásico de la línea se hace superponiendo impedancia directa e inversa. La línea puede ser representada con muchos de estos elementos conectados en cascada. De la geometría se obtienen los parámetros que caracterizan la línea, y con ellos se hace el modelo.

En estudios de simulación se utilizan varios tipos de modelos de circuitos para líneas de transmisión. Usualmente se utilizan los modelos de parámetros concentrados como ser el R-L serie, o el equivalente π para estudios limitados a estado estable y comportamiento electromecánico en bajas frecuencias. Un modelo de línea con parámetros distribuidos puede ser más apropiado para comportamiento electromecánicos en altas frecuencias, como ser la propagación de descargas atmosféricas y sobretensiones de maniobra.

En el modelado concentrado de una línea aérea intervienen una serie de parámetros que se pueden reducir a cuatro: r , l , c , g , expresados en Ω por km. Contamos con datos de r y l para las secuencias directa y homopolar suministrados por UTE. La conductividad shunt g será despreciada puesto que nuestro sistema en MT no es afectado apreciablemente por el efecto corona ni las pérdidas en los aisladores, por estos motivos en nuestro modelado asumiremos $g \gg 0$. La capacidad shunt c también será despreciada puesto que si bien existen capacidades entre conductores de fase y los mismos con tierra, los largos de línea involucrados (< 10 km) no justifica su consideración. Las inductancias mutuas desaparecen por ser las líneas trifásicas.

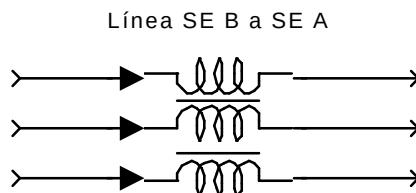
En general en el modelado concentrado de un cable subterráneo intervienen solamente los parámetros: r , l , c , expresados en Ω por km. En este caso las capacidades parásitas juegan un papel más importante que para las líneas aéreas, pero debido a inestabilidades y tiempo de cálculo, las omitiremos. La conductividad shunt g será despreciada puesto para cortas distancias (< 500 m) el efecto corona y otras pérdidas parásitas son casi nulas.

Modelaremos entonces a las líneas aéreas y los cables subterráneos como una impedancia R-L trifásica utilizando los valores de impedancias sensibles de secuencia directa y homopolar suministradas. Con las siguientes relaciones,

$$Z_s = \frac{1}{3}(2Z_1 + Z_0)$$

$$M = \frac{1}{3}(Z_0 - Z_1)$$

representaremos a la línea o cable en Simulink como tres impedancias fásicas de valor Z_s acopladas entre si con una impedancia mutua M .



Esta elección de modelo sin capacidades reducirá el tiempo de cálculo apreciablemente, agregando estabilidad en la convergencia.

Ver las tablas de la Base de Datos con los parámetros de cada una de las líneas a modelar. Los datos de r , l y c para las secuencias directa y homopolar fueron obtenidos de catálogos tipo.

Un mejor modelo para las líneas y cables

Es posible modelar a las líneas aéreas y a los cables subterráneos con el modelo π equivalente del Power System Blockset con los parámetros de distancia l [km], R [Ω /km] y L [Ω /km] para las secuencias directa y homopolar. Como ya dicho, incluirlo en una red tan compleja significarían serios problemas de convergencia.

Este modelo de la figura presenta el modelo equivalente trifásico:

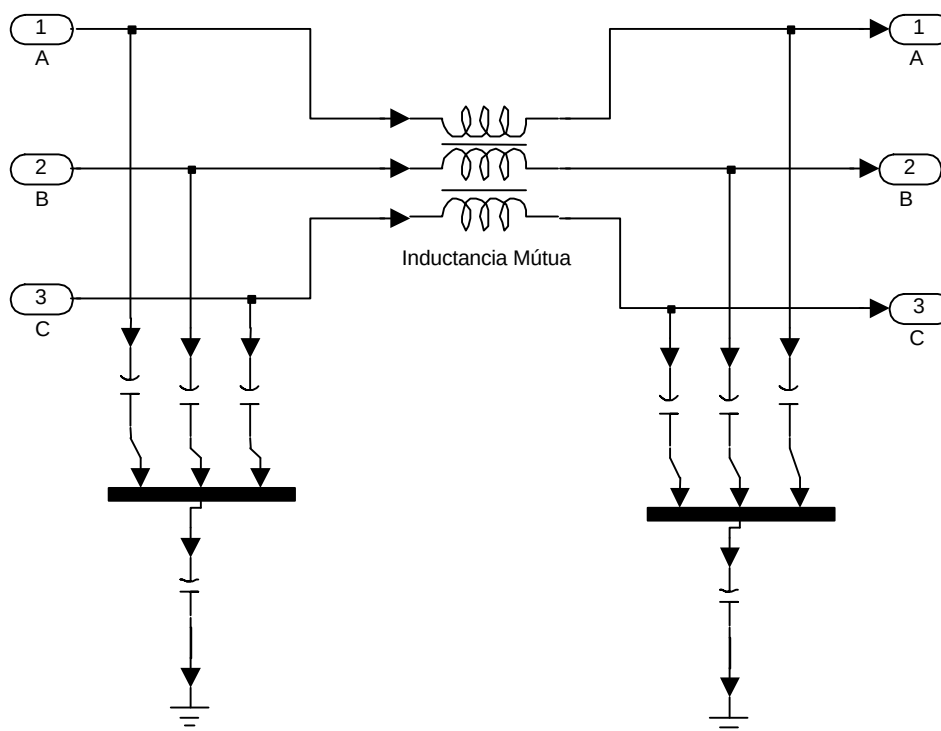


Diagrama de conexión interno del bloque de línea π trifásica

5. Modelado de Transformadores

El modelo circuital de un transformador incluye reactancia serie, brazo de excitación, capacitancia derivación.

- Si se desarrollan estudios de transitorios de inserción, es importante la reactancia derivación, en cambio puede despreciarse la capacitancia.

- Si se estudia la desenergización la capacitancia es fundamental, quizás sea despreciable la reactancia serie, la oscilación requiere la capacitancia.
- Si se estudia la maniobra de una línea conectada al transformador, en general no se producirá saturación, pero si la línea no está compensada o lo esta mal, el efecto Ferranti puede causar saturación.
- Si no satura puede sacarse la inductancia magnetizante, también la capacitancia del transformador, lo importante es la capacitancia de la línea, el transformador queda reducido a la impedancia de cortocircuito (serie).

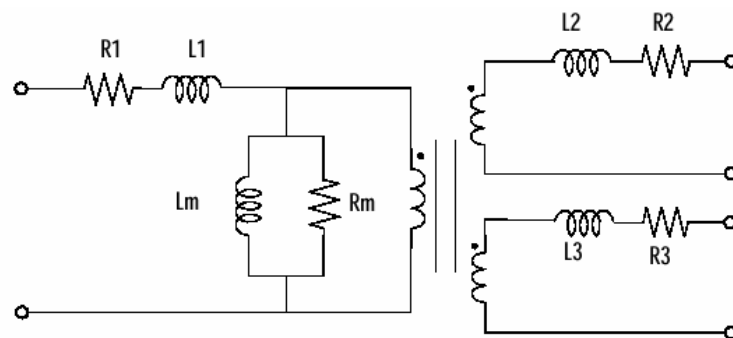
Debe tenerse en cuenta que el modelo del transformador deberá ser trifásico, y en algunos casos en cambio podrá considerarse una sola fase, esta misma conducta se sigue con cualquier otro componente.

Puede ser de importancia tener en cuenta las conexiones de los arrollamientos, en estrella o en triángulo, y si el neutro esta o no a tierra.

Transformadores de Distribución

En el modelado monofásico los transformadores se modelarán considerando el efecto de las pérdidas en el núcleo (histéresis y Foucault), y la impedancia de cortocircuito Z_{cc} . Se podría haber despreciado la resistencia del bobinado sabiendo que normalmente $R_{bobinado} \ll X_{fugas}$ (por lo que $Z_{cc} \cong X_{cc}$) pero decidimos incluirlo por contar con esta información.

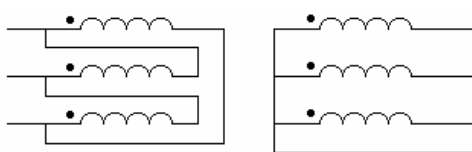
A continuación figura el esquema eléctrico del transformador lineal monofásico utilizado por el Power System Blockset que incluiremos en nuestro modelado. Se observa que para el Power System Blockset un transformador de dos arrollamientos es uno de tres con impedancias infinitas en el terciario.



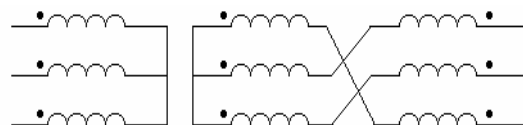
Modelo del transformador

En los circuitos trifásicos de simulación se modelarán a los transformadores trifásicos de distribución 31.5/6.3 kV de la red de UTE y de 22/0.4 kV de la red futura de Zonamérica con su impedancia serie Z_{cc} constante, la rama magnetizante, y la intervención del grupo vectorial. El conexionado trifásico es importante en el momento que se hagan los estudios de corrientes y tensiones en situaciones anómalas como ser cortocircuitos o desbalances de fases.

En la red de UTE encontramos dos tipos de conexionados, el primero generalizado en toda la red salvo uno en zig-zag:



Transformador Dyn11

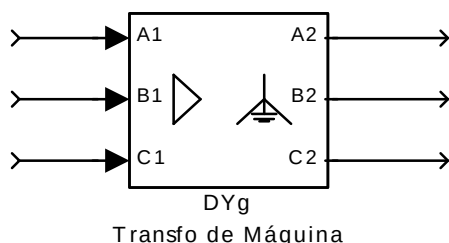


Transformador Yz11

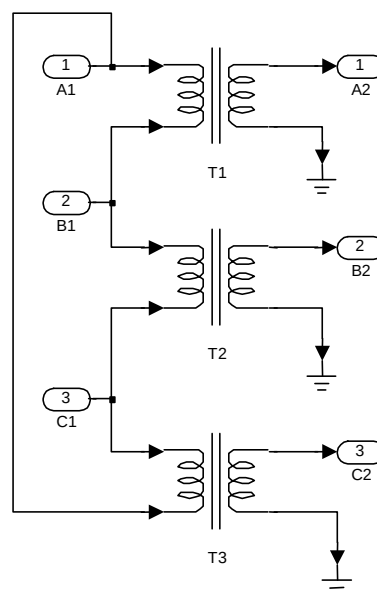
Este transformador zig-zag se tomará como un Dyn11 para simplificar el modelado, no perdiendo precisión en los resultados tanto cualitativos como cuantitativos.

En las redes de distribución el neutro del transformador está aislado a diferencia del modelo del Power System Blockset que es Dyg, pero no afecta a efectos de la contención de corrientes homopolares de lado de MT a BT, debido al primario en delta.

Power System Blockset dispone del siguiente modelo de tres puertos de entrada y tres de salida para el transformador trifásico:



Representación gráfica del transformador



Esquema de conexionado interno

Como ejemplo, se muestra en la siguiente figura los parámetros requeridos por el modelo del Power System Blockset:

Parámetros para el transformador trifásico de distribución

A partir de los valores nominales de la potencia aparente, la tensión del arrollamiento y la frecuencia, Simulink calcula los valores reales de las impedancias serie del primario y secundario. Observar que ingresamos los valores que disponíamos solo del lado primario, dejando al secundario con una

impedancia serie casi nula por razones de cálculo. Los valores de la rama magnetizante R_m y X_m fueron supuestos a partir de datos de transformadores de distribución.

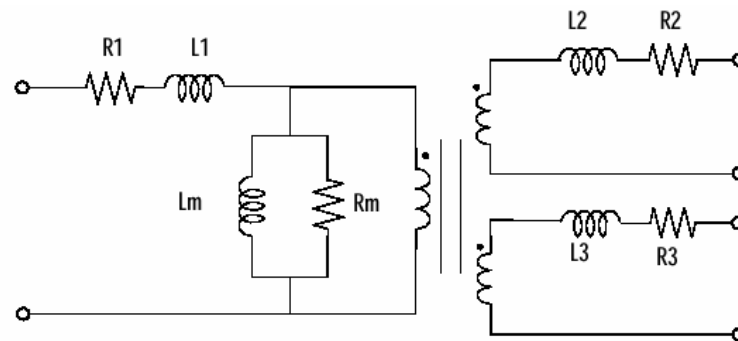
En las tablas de la Base de Datos en el apéndice B se encuentran los parámetros para cada uno de los transformadores trifásicos de distribución.

Transformador de Potencia

Para el transformador de potencia trifásico de 150/31.5 kV de la estación “Montevideo A” se utilizarán los mismos elementos que para los transformadores de distribución. Se implementará la configuración de arrollamientos YNyn0d con la impedancia del neutro del secundario (lado 31.5 kV).

Contamos con una cantidad de parámetros y ensayos normalizados para este transformador pero optamos por modelarlo simplemente con elementos lineales sin considerar la saturación. A partir de estos datos se calcularon los parámetros necesarios para el modelo del Power System Blockset que represente un transformador de potencia de estas características (ver tabla adjunta con los datos del transformador).

A continuación figura el esquema eléctrico del transformador lineal monofásico de tres arrollamientos utilizado por el Power System Blockset que incluiremos en nuestro modelado:



Modelo del transformador de tres arrollamientos

En la siguiente figura se muestra el diagrama trifilar del banco de tres transformadores monofásicos:

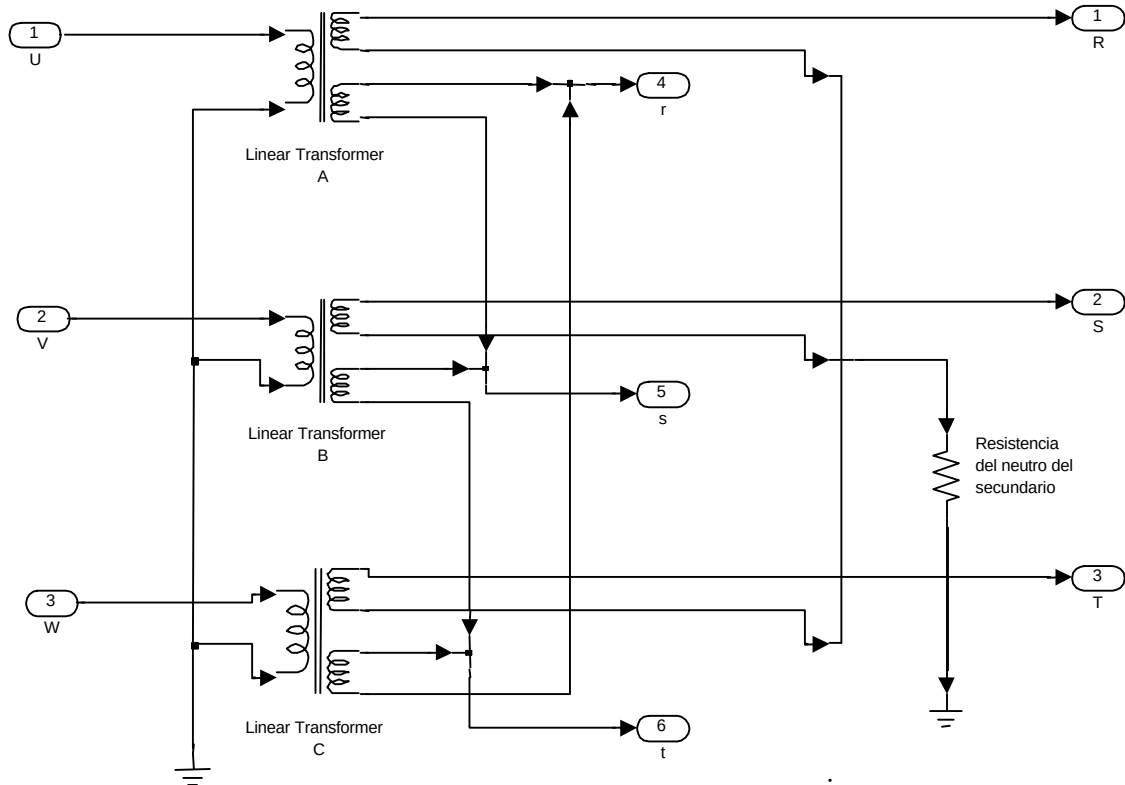
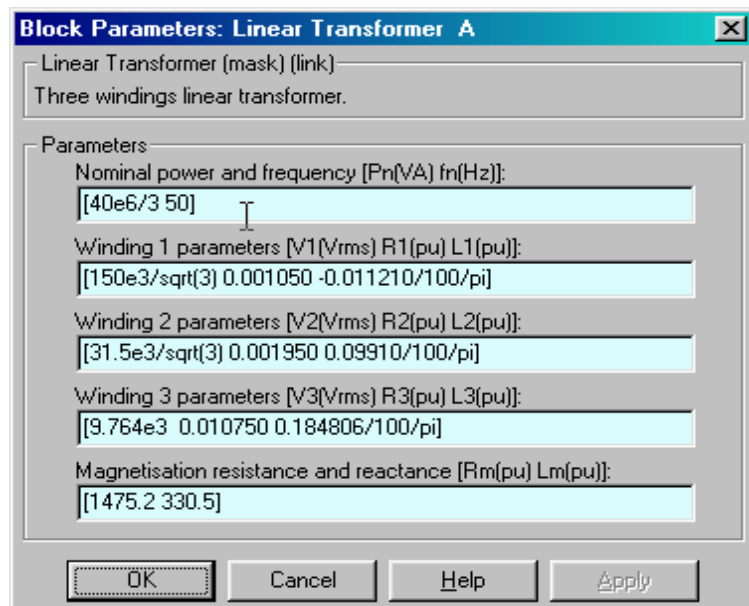


Diagrama esquemático del transformador trifásico

En la siguiente figura se muestran los parámetros requeridos por el modelo de Power System Blockset para cada transformador monofásico:



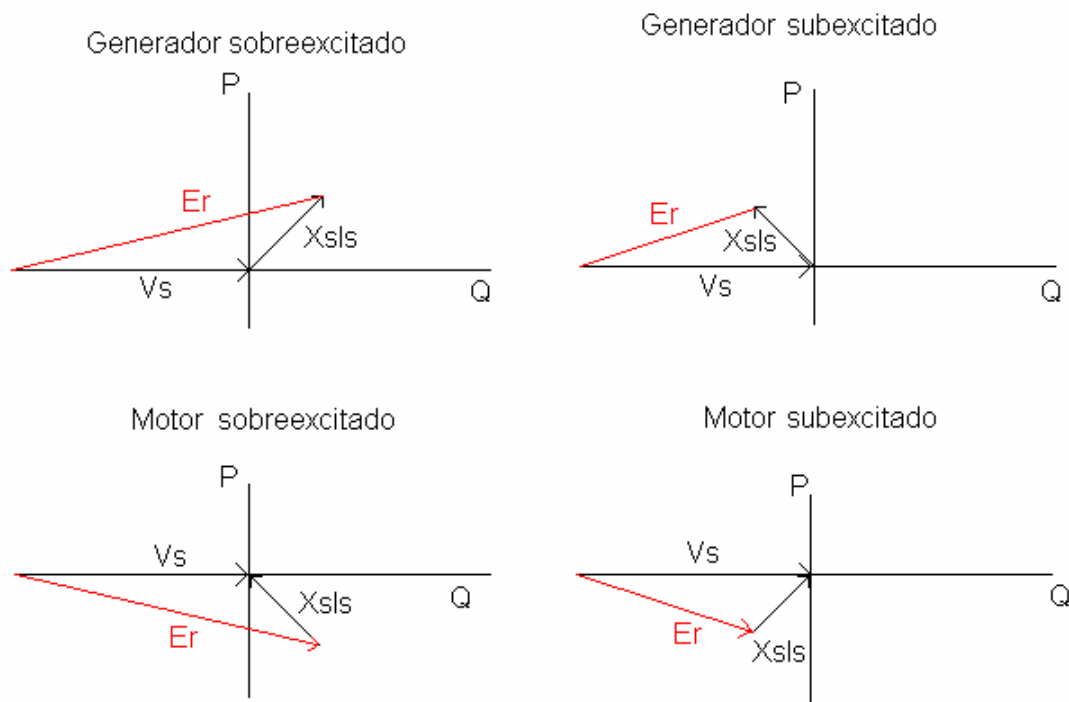
Parámetros para el transformador trifásico de potencia

6. Modelado del Turbogenerador

Fundamentos

Por lo general la máquina síncrona tiene un uso más común como generador. Su alto costo entre otras razones resulta de una mayor preocupación por los automatismos de control sobre la turbina y el alternador; controlando la frecuencia, parámetro directamente vinculado con la potencia activa, y actuando sobre la corriente de excitación de campo, controlando tensión, parámetro directamente vinculado con la potencia reactiva.

El modelo más sencillo puede ser el de Behn-Eschemburg, el cual desprecia la saturación. Mostramos las cuatro posibles configuraciones de la máquina síncrona que son las siguientes:



Diagramas vectoriales de la máquina síncrona

Se puede notar entonces, que controlando la corriente de excitación podemos regular las potencias activa y reactiva respectivamente, de ello surge que el modelo adecuado para un flujo de carga es el de potencia constante.

Modelado

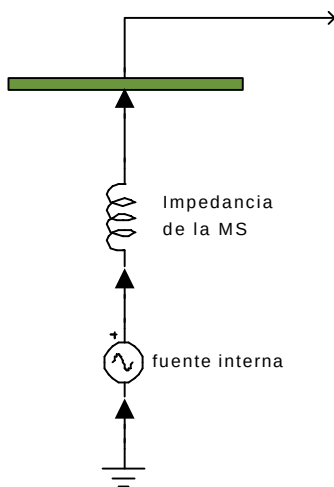
Los generadores son fuerzas electromotrices que previamente al transitorio establecen el flujo de carga en el circuito, intervienen en el transitorio, y posteriormente al transitorio están nuevamente en estado estacionario. El generador es una máquina con inercia, gira a la frecuencia de salida, tiene cierta tensión de salida, y tiene cierta masa rotante ($I \cdot \omega^2$).

La reactancia del generador varía en el tiempo, esto se observa durante los cortocircuitos, la corriente varía en módulo y se habla de subtransitorio, transitorio, y estado permanente. En el estudio transitorio la máquina actúa con x''_d , y se considera que la tensión y frecuencia se mantienen constantes, la inercia impide cambios de velocidad en los tiempos muy breves de duración del fenómeno. En un transitorio de pérdida de carga se produce variación de frecuencia, aumenta la velocidad (rechazo de carga), y hay cambios de frecuencia y velocidad. En estos casos la f.e.m. interna varía, la frecuencia también, y los modelos deben cuando es necesario, simular estas variaciones en función del tiempo.

Adecuándose al propósito de cada simulación se utilizarán distintos modelados para el turbogenerador con su alternador sincrónico. Se utilizaron los datos de fábrica del alternador seleccionado para la cupla turbina -generador.

i. Behn-Eschemburg Monofásico

El primero es utilizado en las simulaciones de las redes monofásicas para el estudio de los flujos de carga. Consiste simplemente en una fuente sinusoidal ideal a frecuencia nominal, de tensión y desfase dependientes del flujo de carga, en serie con una impedancia inductiva calculada a partir de el valor de x_s de régimen del estator. Responde a la siguiente ecuación escalar eléctrica: $V_s = E_s + X_s I_s$, donde V_s es la tensión en bornes del generador, E_s es la tensión interna, y $X_s I_s$ es la caída de tensión en los bobinados del estator debida a la corriente que lo atraviesa.



Modelo de Behn-Eschemburg monofásico

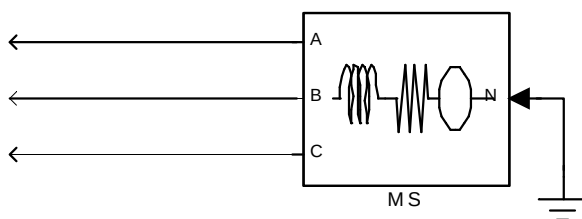
ii. Behn-Eschemburg Trifásico

El segundo es utilizado en las simulaciones de las redes trifásicas para el estudio de flujos de carga y puntos de operación estable más realistas que con los flujos de carga efectuados con redes monofásicas, debido a la posibilidad de existencia de corrientes desbalanceadas.

Consiste en una fuente sinusoidal ideal trifásica directa, balanceada y perfecta, de frecuencia nominal, y de tensión y desfase dependientes del flujo de carga trifásico, en serie con una impedancia trifásica R-L calculada a partir de el valor de R_s y X_s de régimen del estator. Responde a la siguiente ecuación vectorial eléctrica:

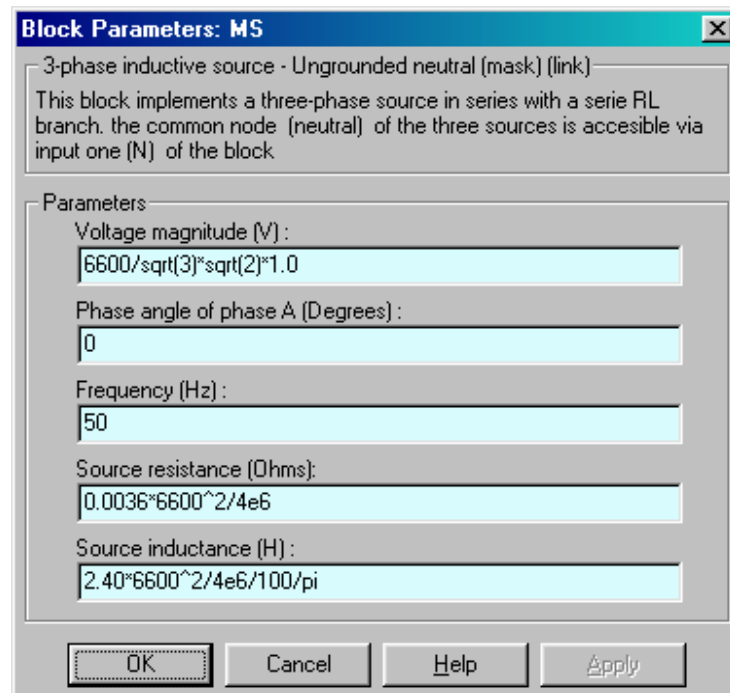
$$\vec{V}_s = \vec{E}_s + Z_s \vec{I}_s .$$

En el ambiente gráfico de Simulink se representa a la máquina de la siguiente forma:



Modelo de Behn-Eschemburg trifásico

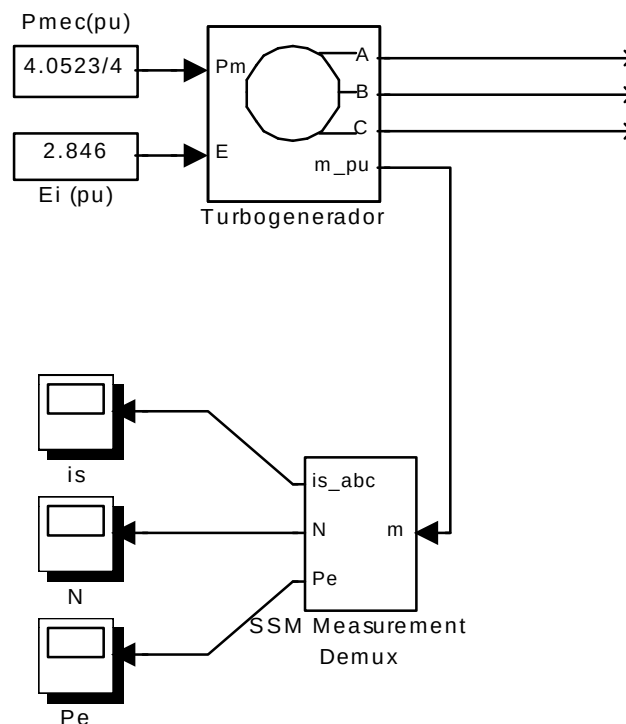
En el siguiente cuadro de diálogo se muestran los valores de los parámetros del fabricante para el modelo del turbogenerador:



Parámetros característicos del turbogenerador

iii. Behn-Eschemburg Trifásico con modelado mecánico

Este tercer modelo es utilizado en las simulaciones de las redes trifásicas para el estudio cualitativo aproximado de la dinámica de las perturbaciones a partir de un punto de operación estable, como ser cortocircuitos, líneas abiertas y cambios de carga.



Modelo de Behn-Eschemburg trifásico con dinámica mecánica

Consiste en una fuente sinusoidal ideal trifásica balanceada perfecta, de frecuencia $\omega(t)$, y de tensión y desfase dependientes dinámicamente del flujo de carga trifásico puntual en el tiempo, en serie con una impedancia R-L por fase calculada a partir de el valor de r_s estimado a partir de máquinas similares y el x_s de régimen del estator. Responde a la siguiente ecuación vectorial eléctrica: $\vec{V}_s = \vec{E}_s + Z_s \vec{I}_s$. Además, este modelo responde a las siguientes ecuaciones mecánicas de vaivén para la velocidad del rotor respecto de la nominal:

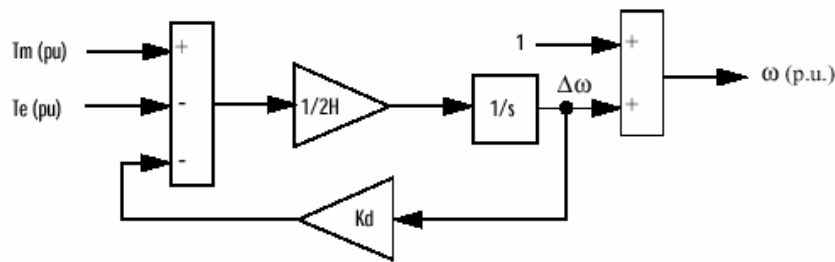
$$\Delta\omega(t) = \frac{1}{2H} \int_0^t (T_m - T_e) dt - K_d \Delta\omega(t)$$

$$\omega(t) = \Delta\omega(t) + \omega_0$$

donde:

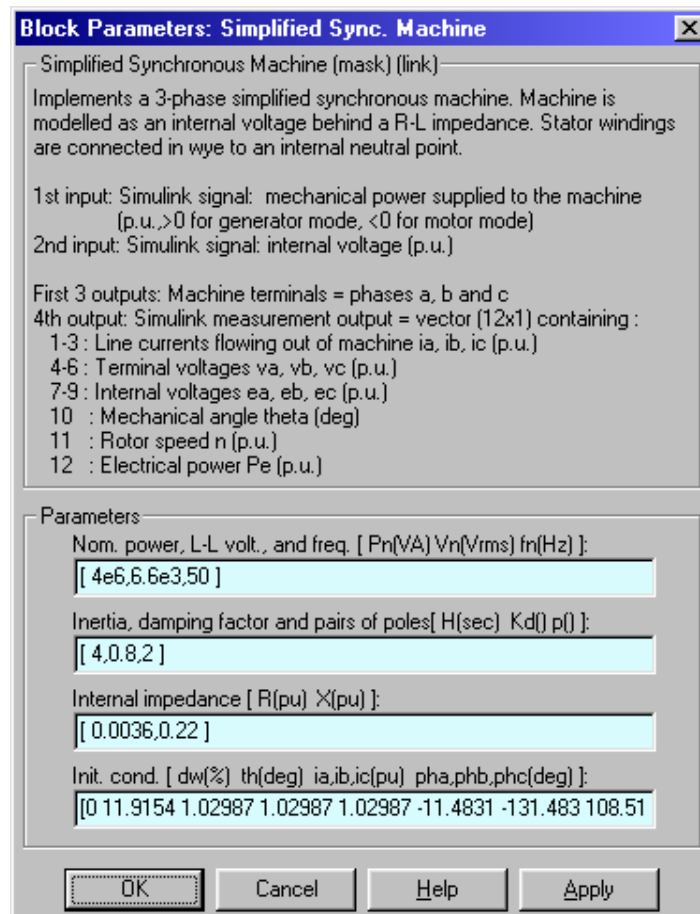
Dw	variación de la velocidad respecto de la de operación
H	constante de inercia
T_m	par mecánico
T_e	par electromagnético
K_d	factor de amortiguamiento
$\omega(t)$	velocidad del rotor
ω_0	velocidad de operación nominal (1 p.u.)

Estas ecuaciones son computadas internamente con el siguiente bloque de control:



El momento de inercia y el factor de amortiguamiento modelan el comportamiento mecánico de la máquina. El factor de amortiguamiento coincide con el del modelo de un sistema de segundo orden. El momento de inercia $H = 4$ s fue estimado a partir de valores típicos para este tipo de turbogeneradores. El factor de amortiguamiento arbitrariamente lo colocamos en 0.8, siendo éste un comportamiento con un leve sobretiro.

En el siguiente cuadro de diálogo se muestran los valores de los parámetros para el modelo del turbogenerador:



Parámetros característicos del turbogenerador

Para comenzar a simular la dinámica de un sistema eléctrico es necesario ingresarle condiciones iniciales (generalmente las correspondientes al estado estable), por medio de un programa "Machine Load Flow" de flujo de carga de la máquina que los calcula a partir de la potencia mecánica a entregar, tensión en bornes, frecuencia, y tipo de generador (PV o flotante "swing"). La salida del programa son los valores iniciales del deslizamiento y ángulo mecánico del rotor, las corrientes fásicas y los ángulos eléctricos de los flujos. Adicionalmente se calculan las tensiones corrientes fásicas, las potencias reactivas, mecánicas y el torque necesario.

En el siguiente cuadro de diálogo se ejemplifican los resultados del flujo de carga con la máquina conectada al sistema UTE-ZA:

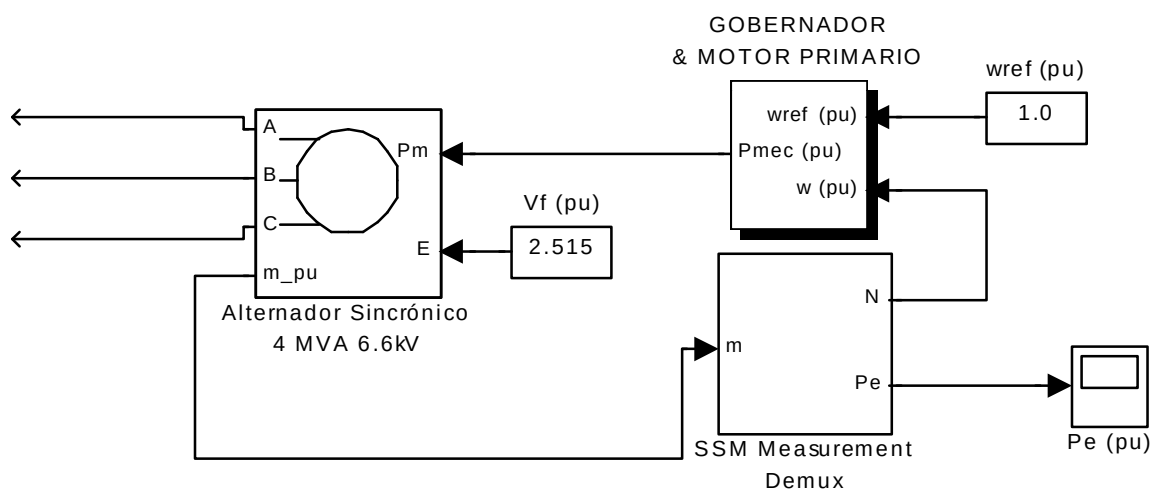
Machine Load Flow -- System: cc1ft_icon_seb31_be_din_simp			
Machine :	Alternador Sincrónico 4 MVA 6.6kV		
Bus type:	PV generator		
UAN phase*:	0		
UAB (V rms):	6600	62.63°	
UBC (V rms):	6600	-57.37°	
IA (A rms):	312.31	44.02°	
IB (A rms):	312.31	-75.98°	
P (W):	3.5e+006		
Q (vars):	-7.0465e+005		
Pmec (W):	3.5115e+006		
E/Vf (pu):	0.9835		
Slip (pu):	0		
Torque (N.m):	2.235e+004		
Frequency: 50 Hz Initial conditions: Auto Do load flow Revert Close			

Tabla de resultados del flujo de cargas para el turbogenerador

Además de las condiciones iniciales mencionadas está el módulo de la tensión de excitación interna $\vec{E}_s$, la cual será fijada como una constante en la entrada E del bloque de la máquina sincrónica en una primera aproximación para las simulaciones. Es bien sabido que las máquinas sincrónicas industriales poseen controladores de la excitación, y simularlo agregará mayor complejidad e incógnitas puesto que los parámetros de su bloque de control son muy difíciles de encontrar y/o estimar.

iv. Behn-Eschemburg Trifásico con modelado mecánico y gobernador

El cuarto y un poco más complejo que el anterior es utilizado en las simulaciones de las redes trifásicas para el estudio de la dinámica de las perturbaciones a partir de un punto de operación estable, como ser cortocircuitos y cambios de carga.



Modelo de Behn-Eschemburg trifásico con dinámica mecánica

Se le integra el bloque de control “Gobernador & Motor Primario” que genera señales para la entrada de potencia mecánica P_m del bloque de la máquina síncrona, a partir de la velocidad de referencia y la salida $w(t)$ del bloque de la máquina. Para caracterizarlo, nos basamos en una serie de parámetros que responderían a un motor Diesel y su gobernador de velocidad, adaptados al de una turbina.

En el siguiente cuadro de diálogo se muestran las transferencias del controlador y el actuador con los parámetros elegidos:

Block Parameters: GOBERNADOR & MOTOR PRIMARIO

Diesel Engine & Governor (mask)

This block implements a diesel engine and governor system:
 1st and 2nd inputs: Desired and actual speed (pu)
 Output: Diesel engine mechanical power. Motor inertia should be combined with generator.
 Controller transfer function:
 $H_c = K \cdot (1 + T_3 \cdot s) / (1 + T_1 \cdot s + T_1 \cdot T_2 \cdot s^2)$
 Actuator transfer function:
 $H_a = (1 + T_4 \cdot s) / [s(1 + T_5 \cdot s)(1 + T_6 \cdot s)]$
 Motor:
 Time delay T_d

(See reference in Tutorial Session 5)

Parameters

Regulator gain K:

Regulator time constants [T1 T2 T3] (s):

Actuator time constants [T4 T5 T6] (s):

Torque limits [Tmin Tmax] (pu):

Engine time delay T_d (s):

Initial value of mechanical power P_{m0} (pu):

OK Cancel Help Apply

Parámetros para el Gobernador y Motor Primario

Existe en el Power System Blockset un adicional controlador de excitación que no utilizaremos para este modelo porque enlentece en gran medida las simulaciones y no aportaría tanta información como cuando lo utilizemos junto con el siguiente modelo.

v. Modelo de parámetros normalizados de Blondel o de referencia d-q

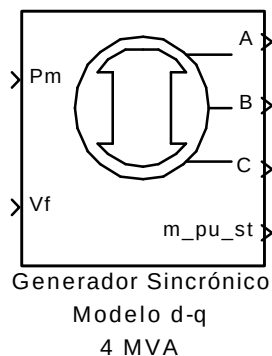
Este modelo es bastante más completo que los anteriores porque cuenta con un modelo eléctrico y mecánico ideal para nuestros estudios de la dinámica de las perturbaciones a partir de un punto de operación estable, como ser cortocircuitos y cambios de carga.

Este modelo también puede hacerse funcionar como motor o como generador. El modo de operación es dictado por el signo de la potencia mecánica, $P_m > 0$ para generador y $P_m < 0$ para motor. La parte eléctrica de la máquina es representada por un modelo de espacio de estados de quinto orden, teniendo en cuenta las dinámicas de los bobinados del estator, rotor y

amortiguamiento. El circuito equivalente de este modelo está referenciado con el rotor (coordenadas d-q). Para conocer el modelo referirse al archivo de ayuda del PSB.

La parte mecánica utiliza la misma representación que la del modelo anterior (iv).

En el ambiente gráfico de Simulink se representa a la máquina de la siguiente forma:



Cuenta con parámetros que son disponibles normalmente por el fabricante, salvo los de saturación. Partiendo de los parámetros del anterior modelo, se le agregan X_d , X_d' , X_d'' , X_q , X_q'' para el estator, las constantes de tiempo T_d' , T_d'' , T_{qo}'' , la resistencia del estator R_s , y finalmente la posibilidad de ingresar una curva de saturación ingresando los valores de corriente de campo versus la tensión de vacío producida.

Posee las mismas entradas de tensión de excitación y potencia mecánica, pudiéndolas controlar con gobernadores y reguladores de excitación.

En el siguiente cuadro de diálogo se muestran los valores de los parámetros del fabricante para el modelo del turbogenerador:

Block Parameters: Generador Sincrónico Modelo d-q 4 MVA [X]

Synchronous Machine (mask) (link)

Implements a 3-phase synchronous machine modelled in the dq rotor reference frame. Stator windings are connected in wye to an internal neutral point. Press help for inputs and outputs description.

Parameters

Nom. power, L-L volt. and freq. [Pn(VA) Vn(Vrms) fn(Hz)]:

[4e6 6600 50]

Reactances [Xd Xd' Xd'' Xq Xq'' Xl] (pu):

[2.40, 0.33, 0.22, 1.20, 0.24, 0.052]

Time constants [Td' Td'' Tqo''] (s):

[0.54, 0.02, 0.05]

Stator resistance Rs(pu):

0.0036

Coeff. of inertia, friction factor and pairs of poles [H(s) F(pu) p()]:

[4 0.8 2]

Init. cond. [dw(%) th(deg) ia,ib,ic(pu) pha,phb,phc(deg) Vf(pu)]:

[0 -44.8749 0.88854 0.88854 0.88854 -5.62219 -125.622 114.3]

☒ Simulate saturation

Saturation parameters [ifd1,ifd2,... (p.u.) ; vt1,vt2,... (p.u.)]:

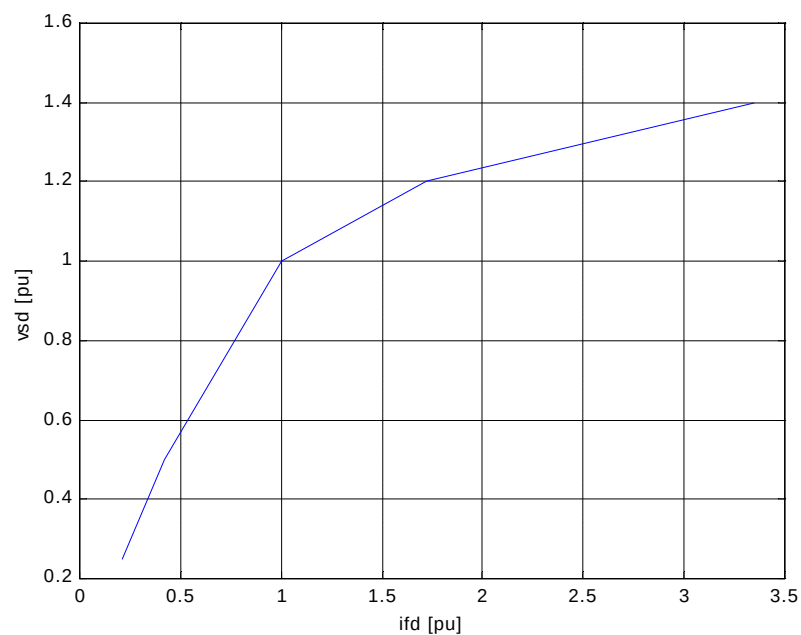
[0.211 0.418 1.0 1.72 3.35 ; 0.25 0.50 1.0 1.2 1.4]

☐ Display Vfd which produces nominal Vt

OK Cancel Help Apply

Parámetros característicos del turbogenerador

La curva de saturación fue adoptada de una máquina de 3.125 MVA y tiene el siguiente andamio:

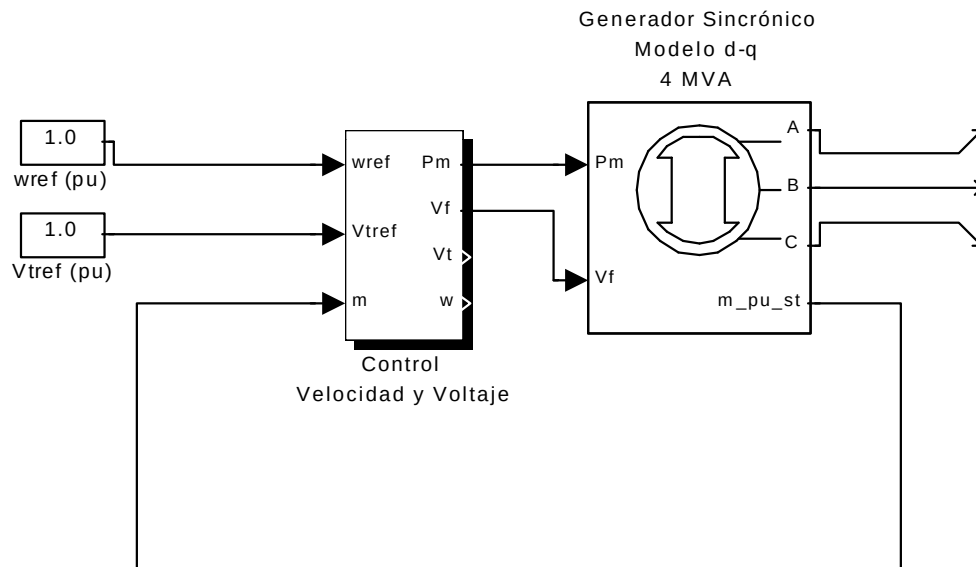


Gráfica de la curva de saturación de la máquina sincrónica

En los ejes figuran la corriente rotórica en devatado i_{fd} en p.u. y v_{sd} la tensión desarrollada en bornes del estator.

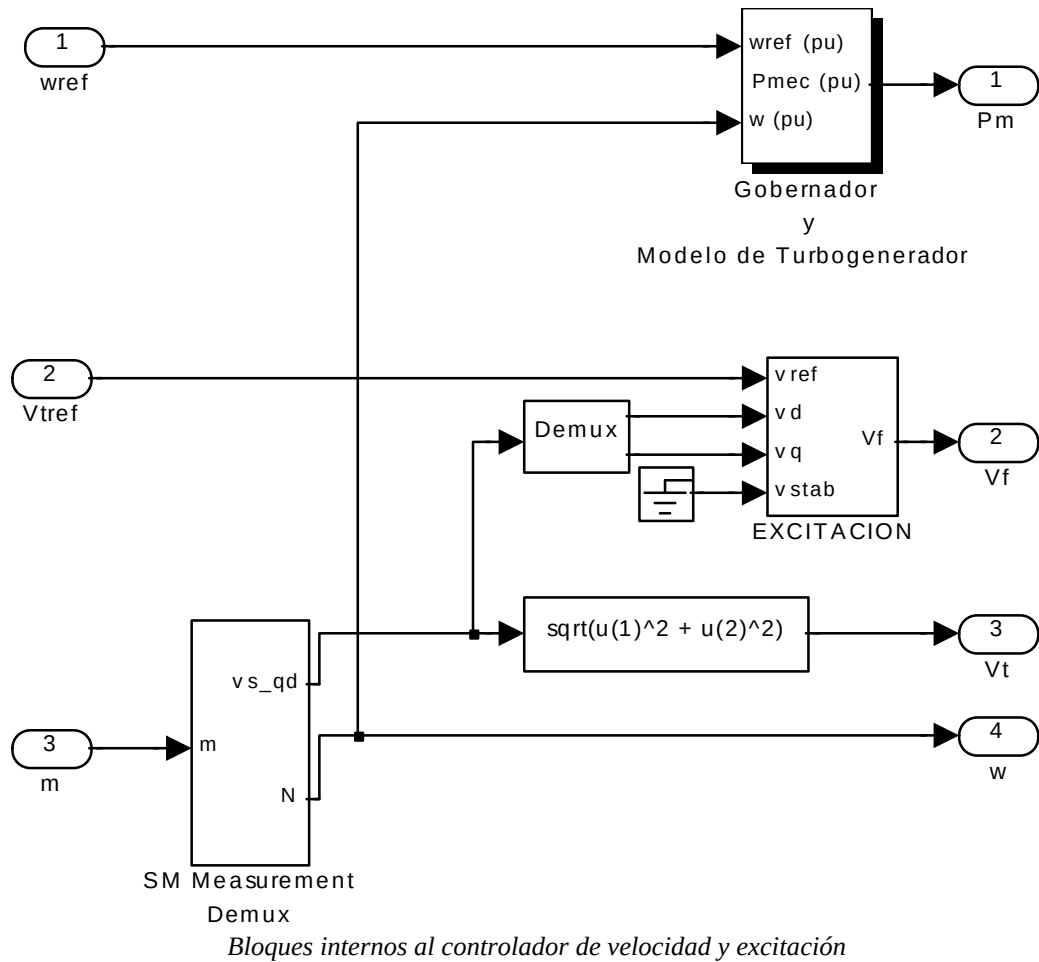
vi. Modelo de Blondel con Gobernador y Regulador de Excitación

Este modelo con un controlador de velocidad y excitación lo utilizaremos en algunas simulaciones en especial donde nos interesen ciertos comportamientos transitorios que requieren buena precisión.



Modelo de Blondel con controladores de velocidad y excitación

Este bloque de control consta del gobernador ya expuesto y un control de excitación para la regulación de tensión de la máquina IEEE tipo 1. Este bloque genera señales para la entrada de tensión continua del campo V_f del bloque de la máquina síncrona, a partir de las tensiones de eje directo y en cuadratura del estator de la máquina. Para caracterizar los parámetros del bloque de control, nos basamos en una serie de parámetros que responderían a un motor Diesel y su regulador de excitación, adaptándolos al de una turbina.



En el siguiente cuadro de diálogo se muestran las transferencias del controlador y el actuador con los parámetros elegidos:

Block Parameters: EXCITACION

Excitation System (mask) (link)

Implements an IEEE type 1 synchronous machine voltage regulator combined to an exciter. This block uses the dq components of terminal voltage (Synchronous Machine block, measurement outputs 9 and 10).

1st input: desired stator terminal voltage (p.u.);
2nd input: vd component of the terminal voltage (p.u.);
3rd input: vq component of the terminal voltage (p.u.);
4th input: stabilization voltage from user-supplied power system stabilizer (p.u.);

output: field voltage vfd to be applied to the Synchronous Machine block's 2nd input (p.u.).

Parameters

Low-pass filter time constant Tr(s):

20e-3

Regulator gain and time constant [Ka() Ta(s)]:

[200, 0.02]

Exciter [Ke() Te(s)]:

[1, 0]

Transient gain reduction [Tb(s) Tc(s)]:

[0, 0]

Damping filter gain and time constant [Kf() Tf(s)]:

[0.001, 0.1]

Field saturation parameters [A, B]:

[0, 0]

Regulator output limits and gain [Efmín, Efmáx (p.u.), Kp()]:

[0, 6, 0]

Initial values of terminal voltage and field voltage [Vt0 (pu)

[1.0 2.394]

OK

Cancel

Help

Apply

Parámetros para el bloque de control de la excitación

vii. Modelo de parámetros fundamentales de Blondel o de referencia d-q

Este modelo es el mismo que el anterior porque cuenta con un mismo modelo eléctrico y mecánico salvo que con otros parámetros que no son proveídos por el fabricante ni pedidos por la norma IEC. Partiendo de los parámetros del tercer modelo, se le agregan X_d y X_q para el estator, Z_f para el bobinado del rotor, Z_{kd} y Z_{kq} de los bobinados amortiguadores, y finalmente la posibilidad de ingresar una curva de saturación ingresando los valores de corriente de campo versus la tensión de vacío producida.

Posee las mismas entradas de tensión de excitación y potencia mecánica, pudiéndolas controlar con similares gobernadores y reguladores de excitación antes mencionados.

Simulación

Finalmente, una vez elegido el modelo y puesto a correr la simulación, internamente punto a punto en el tiempo son calculados las variables de estado de la máquina sincrónica para obtener la salida en bornes de la máquina las tensiones y corrientes $\vec{V}_s(t)$ e $\vec{I}_s(t)$ en función de sus entradas P_m y V_f .

Idealmente, hubiera sido más realista utilizar el modelo de Blondel con parámetros normalizados para todas las simulaciones de transitorios del sistema eléctrico que estudiamos, pero la capacidad computacional disponible hoy día hubiera imposibilitado efectuar simulaciones en tiempos razonables.

7. Modelado de las cargas

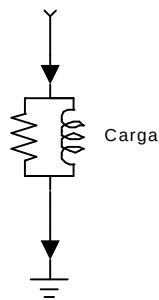
Introducción

Las cargas o consumos se pueden representar en distintas formas según se prevea su comportamiento, en ciertos estudios la representación debe ser muy compleja para corresponder al funcionamiento real de la carga. Generalmente es suficiente representarlas en alguna de las siguientes formas:

- con una impedancia constante.
- absorbiendo una potencia constante independientemente de las variaciones del entorno.
- absorbiendo corriente constante.

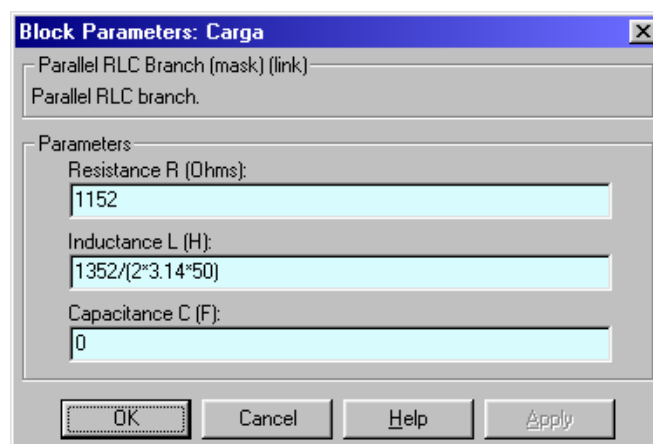
Impedancias constantes

Las impedancias constantes se pueden implementar de dos formas diferentes de acuerdo al modelo que se utilice. La primer opción es con un modelo serie, compuesta por una resistencia, una inductancia y una capacidad, cuyos valores los define y calcula el usuario. La segunda opción, más adecuada a nuestros objetivos, modela a la carga como una impedancia paralelo:



Carga monofásica

En el siguiente cuadro de diálogo se muestran los valores de los parámetros:



Parámetros para la carga monofásica

Simulink permite de acuerdo a los valores que se ingresen eliminar tanto la resistencia, la inductancia o la capacitancia simplemente introduciendo el valor adecuado de acuerdo al modelo. En el caso del modelo

serie será necesario si deseamos eliminar tanto la resistencia como la inductancia ingresar un valor 0, mientras que en el caso de la capacidad se deberá ingresar un valor infinito. Si el modelo es paralelo debemos hacer infinito los valores de las primeras o cero la tercera.

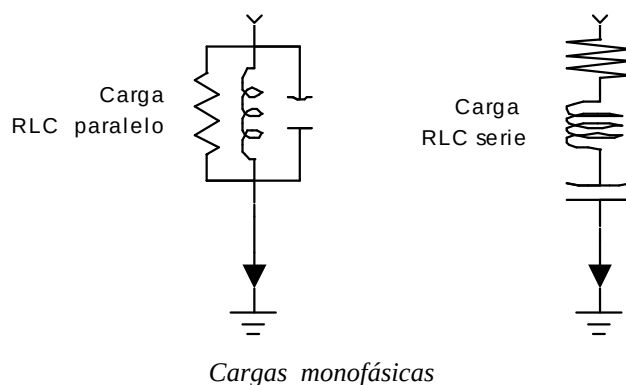
Vertederos de potencia

Los vertederos de potencia al igual que las impedancias pueden ser modelados de dos diferentes formas, serie y paralelo.

El modelo es en realidad un artilugio utilizado por el programa. Desde el punto de vista teórico, un vertedero de potencia es una carga que consume una potencia constante independientemente de la tensión que haya en el punto, es decir regula la corriente de forma tal que dada una tensión en ese punto circulará por dicho ramal la corriente que produzca la disipación de la potencia establecida anteriormente. Se desprende de que un vertedero de potencia es una carga no lineal respecto a tensión y corriente dado que establece una constante en el producto de ambas.

El PSB solo tiene implementado cargas lineales, siendo estas combinaciones de resistencias, inductancias y capacidades todas ellas *constantes*. Es posible modelar en Simulink una carga no-lineal, pero excede el alcance de nuestro estudio.

En el modelo de carga del PSB tipo “vertedero de potencia” debemos ingresar tensión nominal, frecuencia, y potencia activa, reactiva inductiva y capacitiva que se desea consumir. A partir de los parámetros ingresados, el PSB calcula la impedancia $Z(f)$ equivalente paralelo o serie (resistencia, inductancia y capacidad) para el vertedero.



Block Parameters: Carga RLC paralelo

Parallel RLC Load (mask) (link)

Electrical load branch
(parallel combination of RLC elements).

Parameters

Nominal voltage V_n (Vrms):
1000

Nominal frequency f_n (Hz):
60

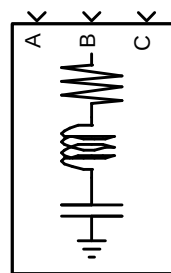
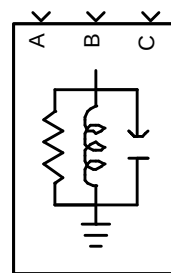
Active power P (W):
10e3

Inductive reactive Power Q_L (positive var):
100

Capacitive reactive power Q_c (negative var):
100

OK Cancel Help Apply

Parámetros para la carga monofásica

Carga trifásica
RLC serieCarga trifásica
RLC paralelo

Cargas trifásicas

Block Parameters: Carga SE A

3-phase parallel RLC load (mask) (link)

This block implements a three-phase parallel RLC load connected in Y configuration, with the neutral connected to the ground. Each phase consist of one parallel RLC load block connected between the phase input and the ground.

Parameters

Nominal phase-phase voltage (Vrms):
400

Nominal frequency (Hz):
50

Three-phase active power P (W):
1076518

Three-phase inductive reactive power Q_L (var):
1018391

Three-phase capacitive reactive power Q_c (var):
799794

OK Cancel Help Apply

Parámetros para la carga trifásica

Elección de modelos de carga

Para comenzar a modelar la carga, la primer tarea que debemos realizar es asignar un orden de prioridad a las restricciones a las cuales nos enfrentamos, para una vez establecidas, atenerse a las posibilidades de las que se dispone. Este punto va de la mano también con la viabilidad de la obtención de datos acerca de los valores de los parámetros involucrados en los modelos.

Estos puntos nos hicieron en una primera instancia desechar algunas alternativas evaluadas preliminarmente pero que a la postre demostraban no amoldarse de forma justa y perfecta a nuestras necesidades, quizás brindando si una solución más elegante desde el punto de vista teórico a la hora de analizar comportamientos transitorios del S.E.P.

En primer lugar no es necesario ahondar en efectos dinámicos de las cargas, los cuales añaden mayor complejidad a los modelos dado que se deben contemplar otras variables.

A su vez carecemos de información exacta acerca de la evolución de la carga con el paso del tiempo, y debemos tener en cuenta que nuestros escenarios de simulación se ubican en un futuro que si bien es cercano, es un lapso lo suficientemente extenso como para que se produzcan modificaciones en el crecimiento que distorsionen los valores cargados al esquema eléctrico en Simulink.

Por los motivos expuestos anteriormente descartamos de plano un modelo de carga que considere la variable tiempo como uno de sus parámetros. Consideraremos sí al tiempo como parámetro anual para calcular el consumo de las subestaciones, de acuerdo a la pauta de crecimiento que se establecerá más adelante, pero a partir de ese valor de consumo de la carga fijaremos modelos estáticos de la misma.

Con esta decisión hemos acotado en gran medida el espacio de alternativas que teníamos, dado que redujimos el modelo de la carga a tres posibles variantes, o combinaciones de ellas. Las posibilidades que evaluamos entonces son las ya conocidas:

- Impedancia constante
- Flujos de potencia constante (también denominados vertederos de potencia)
- Fuentes de corriente

Establecidas las diferentes posibilidades que vamos a considerar, ahora nuestro nuevo cuello de botella es la información que se pueda obtener de la carga.

En primer lugar, el principal dato a tener en cuenta es la potencia aparente nominal del transformador de la subestación, el cual nos otorga una idea de la potencia que pueda estar consumiendo dicha carga. A su vez es importante una vez conocida la potencia nominal del transformador de la subestación y en la medida de lo posible su factor de utilización, de forma de ya tener un valor más próximo al real, profundizar en la composición de la carga, es decir la naturaleza de la misma.

Podrá parecer un hecho de escasa relevancia pero no lo es, diferente será el comportamiento de una subestación dentro de un S.E.P. si ésta alimenta en su totalidad motores, que si lo que hace es alimentar cargas de tipo pasivo como pueden ser aparatos destinados a iluminación por ejemplo.

Después de un extenso proceso de evaluación hemos llegado a la conclusión que los dos primeros modelos (impedancia y flujo de potencia constante) son los que mejor se adaptan a nuestra aplicación, eligiéndose en función del tipo de carga sea que componga la subestación que porcentaje corresponderá a cada uno.

En síntesis, elegiremos un modelo teórico para representar la carga de acuerdo a su naturaleza (ya sea iluminación, motor de inducción, sincrónico, computadoras etc), luego de acuerdo a la potencia que consuma la subestación y a la composición de la carga de la misma (que porcentaje del total de la

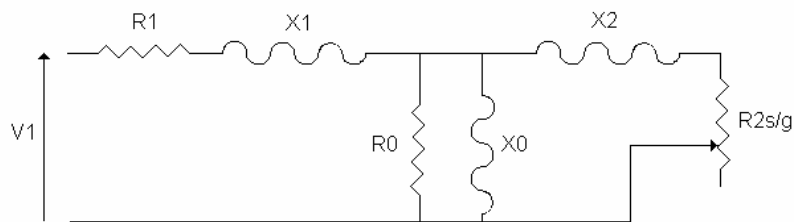
potencia consumida está destinada a cada uno de los rubros), aplicando el modelo mencionado obtendremos los valores numéricos (a través de la planilla Base de Datos de la Red) que serán entradas en los elementos de red de los archivos de simulación.

Elementos de carga de una subestación típica

Máquinas asíncronas

Las máquinas asíncronas hoy día en la Red Eléctrica uruguaya están destinadas a funcionar como motores, dejando a las sincrónicas el rol de generadores. Por otra parte las subestaciones tanto de U.T.E. como las que actualmente conforman Zonamérica no poseen generación propia sino que extraen energía activa y reactiva de la red, por lo tanto en nuestro modelo consideraremos que las máquinas asíncronas funcionarán como motores.

A continuación se muestra el equivalente monofásico de un motor de inducción:



Circuito monofásico equivalente de la máquina asíncrona

siendo:

- P: potencia eléctrica consumida
- P_{emf} : potencia electromagnética del entrehierro
- V_1 : tensión de fase en el estator
- R_1 : resistencia estatórica
- X_1 : reactancia del estatórica
- R_0 : resistencia de vacío
- X_0 : reactancia de vacío
- R_2 : resistencia rotórica
- X_2 : reactancia rotórica
- g: deslizamiento
- I_0 : corriente de vacío
- I_1 : corriente estatórica
- I_2 : corriente rotórica
- C: par mecánico
- ω_{rotor} : velocidad de giro del rotor
- ω_s : velocidad de sincronismo
- p: número de pares de polos del rotor

Se cumplen las ecuaciones:

$$I_2^2 = \frac{V_1^2}{\left(R_1 + \frac{R_2}{g}\right)^2 + (X_1 + X_2)^2} \quad (1)$$

$$C \cong \frac{3V_1^2 R_2}{g \left(\frac{\omega}{p} \right) \left(\left(R_1 + \frac{R_2}{g} \right)^2 + (X_1 + X_2)^2 \right)} \quad (2)$$

En los motores de inducción al variar la tensión, por ejemplo en disminución, aumenta el desplazamiento g y esto motiva un aumento en la corriente I_2 por disminución de la resistencia que disipa la potencia útil $R_2(1-g)/g$, conduciendo a que no sea modificado sustancialmente el par en el eje y por tanto la potencia consumida se mantiene aproximadamente constante.

Evidentemente se concluye que un *vertedero de potencia* es el modelo refleja de mejor manera el consumo de potencia activa de un motor de inducción.

También podemos observar que la reactancia del motor está totalmente desacoplada del deslizamiento u otras variables como fluctuaciones en la tensión, volcándonos a elegir una impedancia *constante* para simular la reactancia de un motor de asíncrono.

Iluminación, servicios y calefacción

Tanto calefactores como lámparas incandescentes y equipamiento de iluminación varían el consumo de potencia de en forma proporcional con el cuadrado del nivel de la tensión. No cabe lugar a dudas entonces que un modelo de impedancia constante es el fiel reflejo del comportamiento de éste tipo de cargas.

Equipos de corrección de energía reactiva

La compensación de energía reactiva se hace mediante el uso de condensadores, dado que generalmente la carga tiene un comportamiento de tipo inductivo. Este motivo nos inclina a la opción de impedancia constante.

Computadoras y equipos electrónicos en general

Este tipo de equipamiento es menos clásico que los anteriores. Generalmente se modelan con fuentes de corriente. La particularidad de estas cargas es la fuerte no linealidad que presentan, motivando introducción de armónicas y energía reactiva en la red.

Como expresamos anteriormente Simulink presenta problemas en simulaciones que incluyan fuentes de corriente motivo por el cual nos vimos en la obligación de desechar esta posibilidad, decidimos entonces modelar como impedancias constantes.

8. Modelado de Interruptores

El uso del interruptor esta asociado a las operaciones de cierre y de apertura, los modelos son distintos, en la apertura la interrupción de la corriente se produce en la proximidad del cero, la orden de apertura es seguida por la separación mecánica de los contactos, el establecimiento del arco eléctrico entre ellos, y finalmente la interrupción ideal, en el cero de corriente.

La interrupción en el cero es característica de la operación con grandes corrientes y cortocircuitos, en cambio al interrumpir corrientes pequeñas se puede producir la anticipación de la interrupción respecto del cero natural, esto ocurre en particular con corrientes inductivas. Si se interrumpe una corriente inductiva en el instante de cero, se produce una oscilación de alta frecuencia de la tensión, a partir del instante en que la corriente pasa por cero y es cortada; la tensión es oscilatoria con frecuencia que depende de la capacitancia e inductancia entre el borne lado carga del interruptor y tierra.

En el modelado de interruptores pueden coexistir parámetros eléctricos, mecánicos y térmicos, del comportamiento mecánico es importante la precisión, se da la orden y se desencadena un proceso mecánico que lleva a la operación del aparato que produce el cierre o la apertura, acompañada de fenómenos eléctricos y térmicos que afectan el efectivo establecimiento o interrupción de la corriente.

A diferencia de los otros modelos (ej. línea y transformador), en este aparece la necesidad de una lógica de control, el modelo entonces recibe el comando, censa la corriente, censa la tensión y finalmente decide si debe interrumpir la corriente o debe cerrar, estableciendo nuevamente la corriente y con qué condiciones.

El fenómeno de cierre tiene otras particularidades, el interruptor es trifásico, existe discrepancia de polos, al instante de cierre una única orden de cierre se transforma en tres operaciones no simultáneas. La orden pasa de la bobina de un relé a un movimiento mecánico y se producen los tres cierres separados. Cuando se da la orden, su relación con el ciclo no está definida, la probabilidad de darla es igual en cualquier punto de la sinusoide de tensión, la orden es equiprobable. El retardo de cierre en cambio se adopta gaussiano alrededor de un valor medio (en rigor gaussiano truncado, cortado). Los interruptores se garantizan con una discrepancia de polos de 3-5 milisegundos a 50 Hz, aproximadamente 60 grados eléctricos.

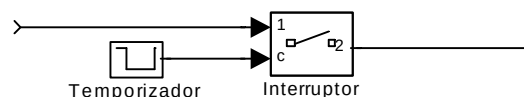
Existen interruptores con resistor de pre inserción, un primer contacto se cierra insertando un resistor en serie, y luego de 5 a 10 milisegundos se cierra el segundo contacto principal, que cortocircuita el resistor, esto se utiliza para energizar largas líneas de alta tensión. También en este caso la distribución de los instantes de cierre es aleatoria, influye el pre arco, y es aleatorio el retardo del segundo contacto.

Las maniobras de cierre generan transitorios que son estadísticos y no determinísticos. A su vez las aislaciones tienen comportamientos estadísticos, y se representa la probabilidad de ocurrencia de una descarga.

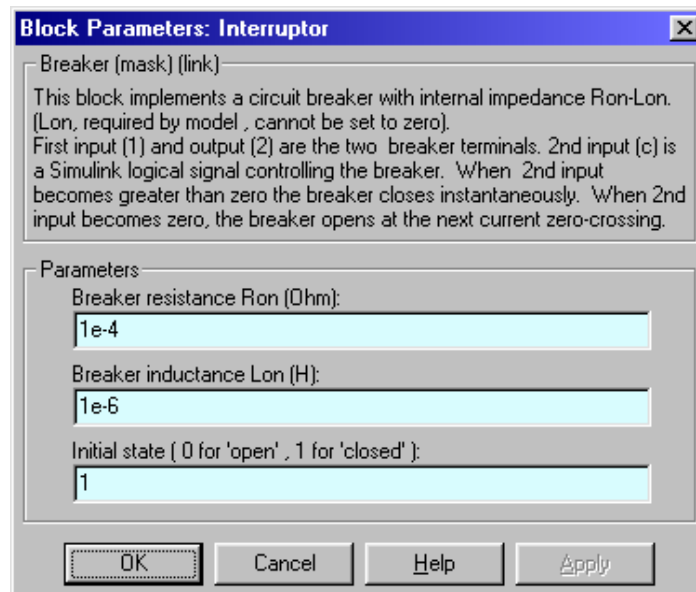
El Power System Blockset posee un modelo de interruptor cuyo modelo de extinción de arco responde al de uno que abre por cruce en cero de la corriente. Este efecto es modelado mediante una fuente de corriente controlada por la tensión en sus terminales. La petición de apertura / cierre es por medio de una señal lógica binaria en su segundo puerto de entrada. Al primer cruce por cero luego de la señal el interruptor conmuta.

Cuando en conducción responde a una impedancia R-L, cuyos valores pueden ser ajustados de tal manera que sean negligibles con la del resto del circuito (valores típicos $R_{on}=10\mu\Omega$ y $L_{on}=10mH$). Cuando está abierto presenta una impedancia infinita.

En el ambiente gráfico es representado como:

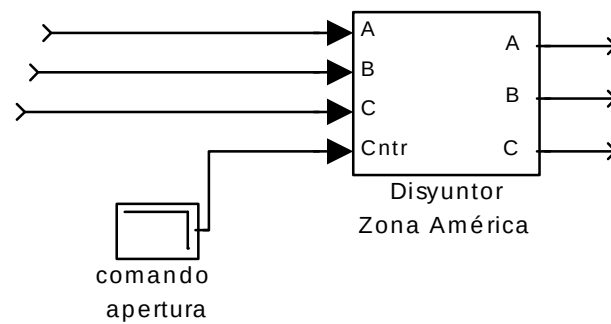


Y su ventana de diálogo para el ingreso de parámetros es la siguiente:

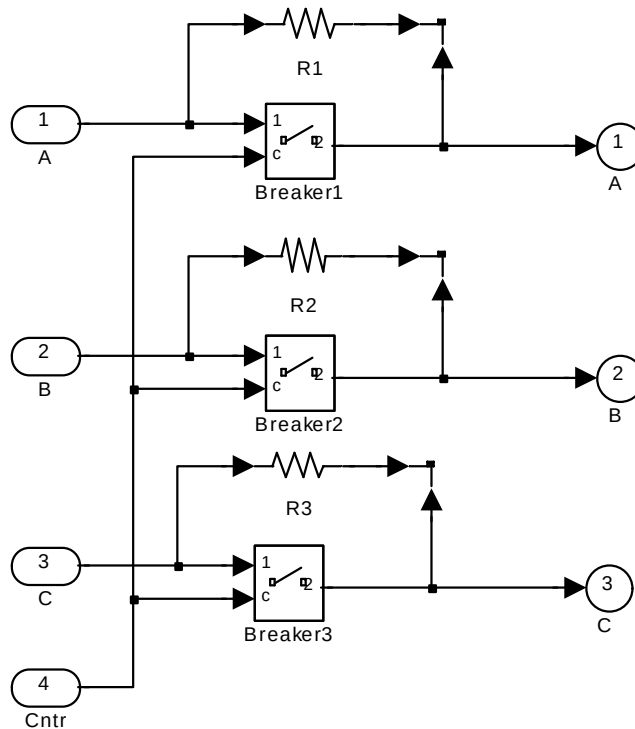


Parámetros para el interruptor

Un disyuntor trifásico se puede representar mediante el siguiente módulo de interruptores:

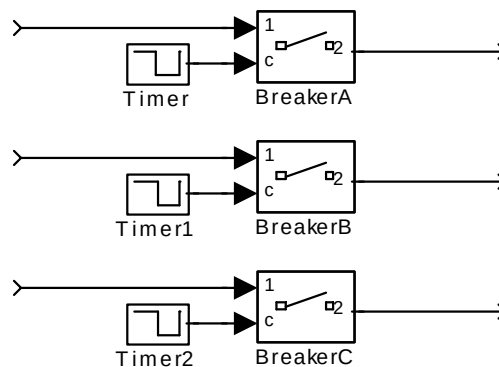


El cual internamente presenta la siguiente topología:



La resistencia ($100\text{ k}\Omega$) en paralelo a cada interruptor es para evitar dejar a la fuente de corriente sin cortocircuitar.

Si se quiere representar un disyuntor con discrepancia de polos el modelo es de un interruptor por fase con temporización independiente, escalonando las aperturas con valores como los mencionados anteriormente:



9. Descargador de Sobretensión

Existen descargadores convencionales, pero la evolución de la técnica ofrece desde hace años los varistores de óxido de cinc. Los descargadores convencionales con explosor en serie tienen un comportamiento dinámico que depende del resistor no lineal. La tensión de cebado, depende del tiempo de crecimiento de la onda de choque, iniciada la descarga interviene la resistencia a lineal, en el explosor la caída de tensión es función del tiempo, en particular si el explosor es activo aumenta la resistencia del arco y el apagado del mismo se anticipa. El modelo puede realizarse con un generador de tensión y un resistor, la lógica debe controlar la actuación, el generador reproduce la forma de la onda de tensión, en consecuencia el descargador no conduce.

Se controla la tensión V_0 del explosor, cuando se alcanza el valor correcto inicia la conducción, un cierto retardo T_0 simula la variación de la tensión de cebado con la pendiente de crecimiento.

Si el descargador es activo, el incremento de la tensión de arco se simula incrementando V_0 en ΔV con una cierta pendiente en el tiempo, si el descargador no es activo simplemente se hace cero a ΔV .

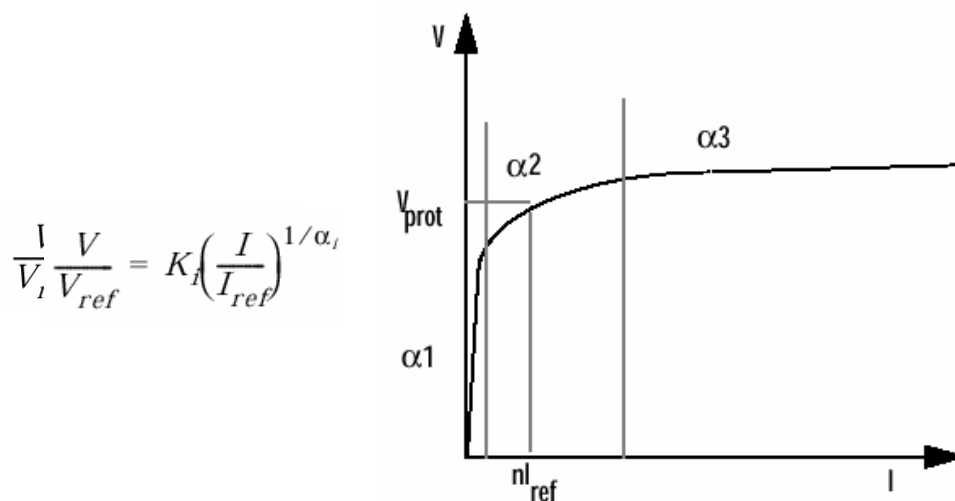
La resistencia alinear se representa por tramos o con una función polinómica.

El descargador de óxido de cinc es conceptualmente mucho más fácil de representar; es simplemente un resistor no lineal con pendiente muy abrupta y a partir de cierto valor la pendiente se hace muy pequeña. La corriente residual de estos descargadores aumenta con la temperatura, y el proceso puede llegar a ser térmicamente inestable. La mejora del modelo hace necesario poder representar las curvas tensión corriente con la influencia de la temperatura ambiente, y la influencia de la corriente de descarga, una terrible dificultad se presenta en obtener los datos de equipos reales para poderlos modelar.

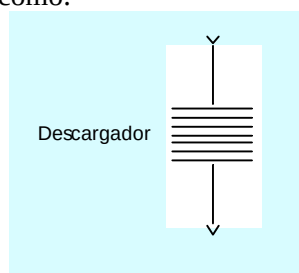
Los descargadores convencionales se eligen para que nunca ceban con la tensión alterna, los de óxido de cinc se eligen para soportar durante cierto tiempo una cierta tensión, si esto no es causa de inestabilidad térmica el criterio de elección es correcto.

En ciertos estudios detallados es de interés determinar cuanto se puede soportar una sobretensión, y se hace necesario modelar el comportamiento con la temperatura, la característica sobretensión duración depende de la temperatura.

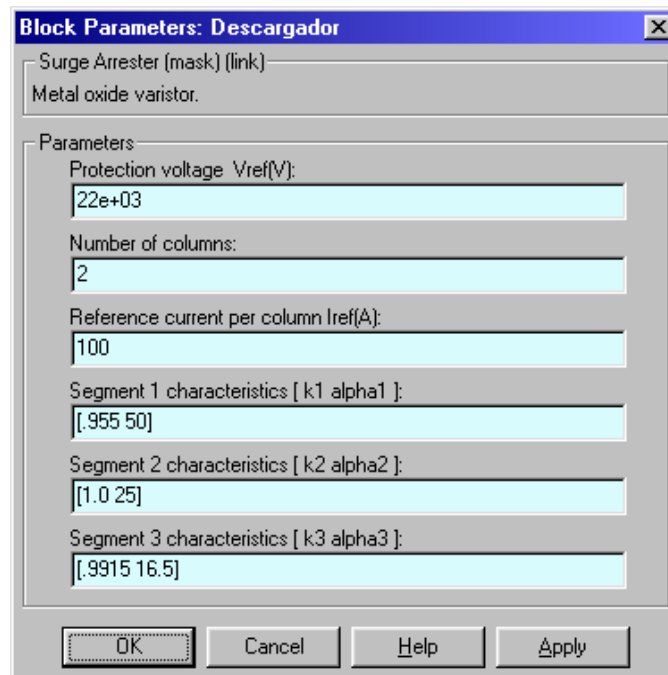
El Power System Blockset posee un modelo de varistor de óxido metálico (MOV) cuyo modelo responde a la siguiente expresión:



En el ambiente gráfico es representado como:



Y su ventana de diálogo para el ingreso de parámetros es la siguiente:



Parámetros para el descargador de sobretensión

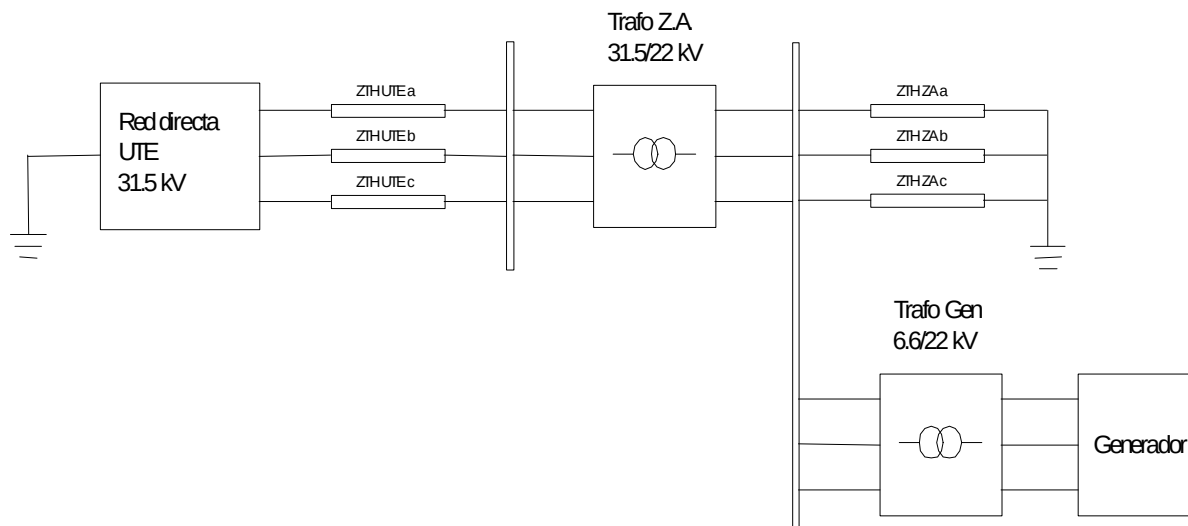
Referencias: [19], [20]

Equivalente de Thèvenin de las Redes de UTE y Zonamérica

Nos interesará efectuar estudios de régimen y dinámicos del generador en nuestro sistema eléctrico ante diversas situaciones, como ser cambios de carga y cortocircuitos. Para poder simular eléctricamente el funcionamiento del generador sincrónico con el resto de la red de interés, es necesario simplificar el modelado de las redes de UTE y Zonamérica. La necesidad surge porque cada transformador, línea, carga y el generador sincrónico en especial introducen un gran número de variables de estado que enlentecen drásticamente la simulación.

Con el mencionado objetivo, se obtendrán por medio de simulación en Simulink los equivalentes de Thèvenin para las redes de secuencia directa, inversa y homopolar, caracterizando en forma simplificada a las redes de UTE y Zonamérica en Media Tensión. El punto de observación de la red de UTE será en barras de la subestación B de Zonamérica, del lado de 31.5 kV, mientras que el punto de observación de la red de Zonamérica será del lado secundario en 22 kV.

Una vez caracterizados los sistemas tendremos una red simplificada, y el número de variables de estado para la simulación se verá disminuido en tal cantidad que permita la rápida simulación del generador sincrónico.



Red simplificada de la red de MT desde “Montevideo A” hasta Zonamérica

Adicionalmente, los equivalentes de Thèvenin de las redes se utilizarán en otros estudios en donde se haga necesario reducir parcialmente la cantidad de variables de estado; por ejemplo, cuando se hagan estudios de cortocircuito dentro de Zonamérica, será útil concentrar la red de UTE.

Punto de partida

Para caracterizar estas dos redes trifásicas en forma concentrada será necesario hacer una serie de suposiciones que permitirán simplificar los cálculos y llegar a nuestro objetivo.

Linealidad

Se aceptará el comportamiento lineal de todos los elementos de las redes a estudiar. Si hubiera sido necesario introducir alguna alinealidad para aumentar la precisión (ej. la curva de saturación de los transformadores de distribución), la caracterización de la red se efectuaría en el punto de operación habitual, aceptando así un modelo linealizado.

Elementos que componen la red

Se comprueba que cuando por los elementos de una red hay circulación de corrientes de distintas secuencias, éstos presentan una impedancia sensible a cada secuencia; por más que físicamente los elementos son perfectamente simétricos:

- La Estación “Montevideo A” se supondrá como una fuente de tensión directa detrás de una impedancia de cortocircuito conocida. El transformador de potencia de 150 / 31.5 kV es de conexión Ynyn0d con resistor en el neutro del secundario; presentará entonces impedancias sensibles iguales para las secuencias directa e inversa, siendo la homopolar de valor bajo por estar el neutro con impedancia a tierra.
- Los transformadores de potencia de las estaciones de distribución tanto de UTE como de Zonamérica presentan impedancias iguales para las secuencias directa e inversa, siendo la homopolar fuertemente afectada por la configuración de los arrollamientos. En general los transformadores son de conexión Dyn11 salvo un caso de Yz11, bloqueando casi completamente (salvo las fugas) las corrientes homopolares del lado primario.
- Las líneas de transmisión se supondrán perfectamente transpuestas así equilibrando e igualando las secuencias directas e inversas. La impedancia homopolar será determinada por las pequeñas corrientes parásitas que fluirán a la tierra directamente o a través el hilo de guardia. En nuestro caso no se considerarán en el modelado.

- Los cables subterráneos se supondrán de mismas características de secuencia que las líneas de transmisión, salvo que las capacidades parásitas son mayores. En nuestro caso no se considerarán en el modelado.
- Las cargas de las subestaciones de distribución se supondrán equilibradas, presentando impedancias sensibles iguales a la secuencia directa e inversa. El neutro es aislado tanto del lado fuente como del lado receptor, siendo entonces la impedancia homopolar casi infinita gracias al conexionado Dy. En la composición mixta de las cargas, los motores asíncronos presentan una impedancia para la secuencia directa igual al doble de la inversa, siendo la homopolar infinita pues los motores tienen el estator en triángulo. Frente a un cortocircuito, solamente el circuito de secuencia directa de las máquinas rotativas contienen fuentes de tensión.

Con las suposiciones que hicimos podemos modelar a la red de UTE como una impedancia serie simétrica y balanceada sensible a las distintas secuencias, en serie con una fuente trifásica de tensión directa. Similarmente, la red de Zonamérica se la modelará como una impedancia serie simétrica y balanceada sensible a las distintas secuencias.

Es prudente suponer que las redes directa e inversa son iguales, salvo con las fuentes directas.

Relación entre tensiones y corrientes de secuencia

Consideremos un receptor trifásico genérico desbalanceado:

$$\begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Z_{11} & Z_{12} & Z_{13} \\ Z_{21} & Z_{22} & Z_{23} \\ Z_{31} & Z_{32} & Z_{33} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{bmatrix}$$

Las tensiones V_a , V_b y V_c son referidas a un neutro, y las corrientes I_a , I_b y I_c son de línea. Las impedancias Z_{ii} son llamadas impedancias propias y las Z_{ij} con $i \neq j$ son llamadas impedancias mutuas del receptor genérico.

Con las suposiciones anteriormente mencionadas:

$$\begin{aligned} \text{Equilibrio:} \quad & Z_{11} = Z_{22} = Z_{33} = Z_s \\ \text{Simetría:} \quad & Z_{ij} = Z_{ji} = M \\ \text{Transposición:} \quad & Z_{21} = Z_{31} ; Z_{32} = Z_{12} ; Z_{23} = Z_{13} \end{aligned}$$

Quedando entonces:

$$\begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Z_s & M & M \\ M & Z_s & M \\ M & M & Z_s \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{bmatrix} \quad \text{o bien: } \vec{V}_f = \mathbf{Z} \cdot \vec{I}_f$$

De la teoría de componentes simétricas:

$$S = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ a^2 & a & 1 \\ a & a^2 & 1 \end{bmatrix}$$

$$\Rightarrow \vec{V}_f = S \cdot \vec{V}_s$$

$$\Rightarrow Z_s = S^{-1} \cdot Z_f \cdot S \text{ y } Z_f = S \cdot Z_s \cdot S^{-1}$$

Pasamos las tensiones y corrientes de componentes fasoriales a simétricas:

$$S \cdot \vec{V}_s = Z \cdot S \cdot \vec{I}_s \Rightarrow \vec{V}_s = S^{-1} \cdot Z \cdot S \cdot \vec{I}_s \Rightarrow \vec{V}_s = Z_s \cdot \vec{I}_s$$

$$\Rightarrow \vec{V}_s = \begin{bmatrix} Z_s - M & 0 & 0 \\ 0 & Z_s - M & 0 \\ 0 & 0 & Z_s + 2M \end{bmatrix} \cdot \vec{I}_s$$

Obtuvimos un *sistema de ecuaciones desacoplado* para cada red de secuencia. Esto es, la secuencia directa de la tensión sólo depende de la corriente directa, etc. Por lo tanto podemos analizar este sistema por medio de cada ecuación desacoplada y transformando luego las corrientes y tensiones de secuencia para obtener los valores reales por fase. Estas impedancias halladas por red de secuencia se llaman *impedancias sensibles*.

Podemos hallar las impedancias sensibles Z_s y M :

$$\left. \begin{array}{l} Z_1 = Z_s - M = Z_2 \\ Z_0 = Z_s + 2M \end{array} \right\} \Rightarrow \begin{cases} Z_s = \frac{1}{3}(2Z_1 + Z_0) \\ M = \frac{1}{3}(Z_0 - Z_1) \end{cases}$$

Teorema de Thèvenin

Utilizando el teorema de Thèvenin pero generalizando para una red trifásica, podremos representar una red trifásica como una fuente en serie con impedancias sensibles a las redes de secuencia. Esto nos permitirá caracterizar a estas redes y continuar con las simulaciones menos pesadas en procesamiento numérico.

El procedimiento sería:

- 1) medir la tensión de vacío (V_1, V_2, V_0) o (V_a, V_b, V_c) en barras del punto de observación
- 2) anular las fuentes activas, alimentar desde el punto de observación con una fuente de tensión directa V_1 y medir la corriente I_1
- 3) anular las fuentes activas, alimentar desde el punto de observación con una fuente de tensión homopolar V_0 y medir la corriente I_0

Con estos datos calculamos las impedancias sensibles a partir de las ecuaciones vistas anteriormente:

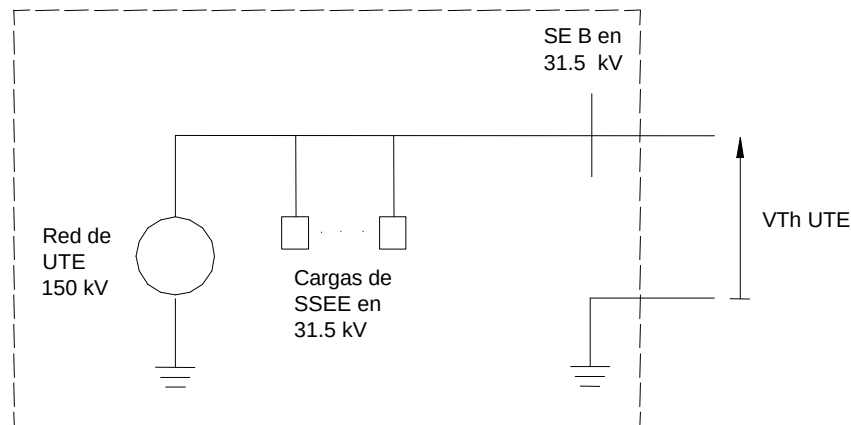
$$Z_1 = \frac{V_1}{I_1}$$

$$Z_0 = \frac{V_0}{I_0}$$

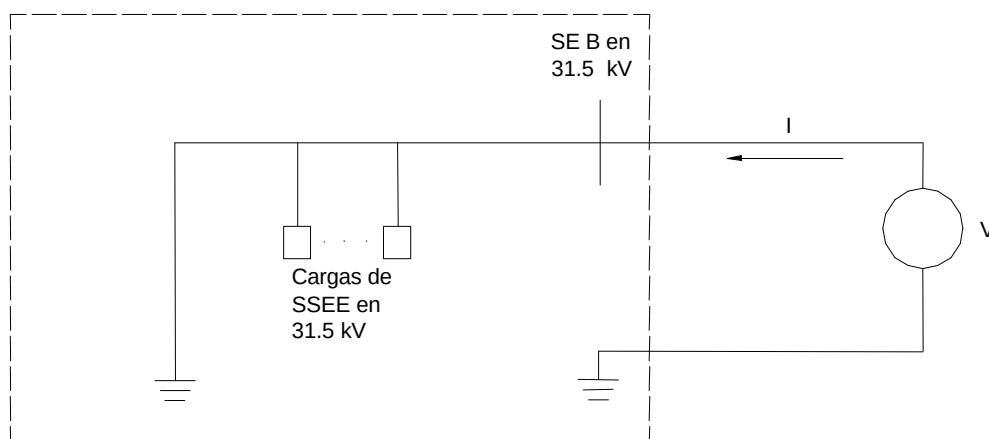
Una vez obtenido el vector de tensiones secuenciales de Thèvenin $\vec{V}_{TH} = (V_{TH1}, V_{TH2}, V_{TH0})$, lo transformaremos al vector de tensiones fásicos $\vec{V}_{TH} = (V_{THA}, V_{THB}, V_{THC})$ por medio de la matriz de transformación de simétricas a fasoriales para poder representarlas en Simulink como tres fuentes con referencia a tierra para cada fase. Esperáramos que dada la configuración de los elementos de la red anteriormente mencionada, la tensión de Thèvenin fuera en su totalidad de secuencia directa salvo un pequeño error.

Llegamos entonces a concentrar la red trifásica en una red simplificada de fuentes (Va, Vb, Vc) en serie con impedancias sensibles Z1 y Z0.

1. Equivalente Thèvenin para la red de UTE



Medida de la Tensión de Thèvenin



Medida de la Impedancia Vista de Thèvenin

a. Red de secuencia directa

Modelando a MA como una fuente directa equilibrada de 31.5 kV tensión compuesta, la tensión de vacío se obtiene midiendo en la simulación la tensión de las tres secuencias (V_1 , V_2 , V_0) en barras de la SE B lado de alta. De donde,

$$V_{TH\ UTE\ 1} = 0.9843 \angle -0.6576^\circ \text{ p.u.}$$

$$V_{TH\ UTE\ 2} = 4e-5 \angle 143^\circ \text{ p.u.}$$

$$V_{TH\ UTE\ 0} = 2e-5 \angle -19^\circ \text{ p.u.}$$

Como se podrá observar, en la tensión medida no se presentan las secuencias inversa y homopolar.

Anulando a la fuente de MA, colocando una fuente directa equilibrada de 31.5 kV tensión compuesta en barras del punto de observación, y midiendo la corriente directa compleja de línea, se obtiene mediante simple cálculo la impedancia vista:

$$V_1 = 7.8284e-3 \angle -1.9196e-3^\circ \text{ p.u.}$$

$$V_2 = 0 \text{ p.u.}$$

$$V_0 = 0 \text{ p.u.}$$

$$I_1 = 28.759 \angle -89.653^\circ \text{ A}$$

$$I_2 = 0 \text{ A}$$

$$I_0 = 0 \text{ A}$$

$$\mathbf{P} \ Z_{TH\ UTE\ 1} = 0.0301 + j\ 4.9504 \text{ }^\circ \text{ W}$$

Debido a ciertos problemas de convergencia, se optó por utilizar la representación de la red monofásica de UTE para hacer la misma medida de la impedancia vista. Resultando entonces:

$$\mathbf{P} \ Z_{TH\ UTE\ 1} = 2.879 + j\ 9.262 \text{ }^\circ \text{ W}$$

b. Red de secuencia homopolar

Anulando a la fuente de MA, colocando una fuente homopolar equilibrada de 31.5 / $\sqrt{3}$ kV tensión estrellada en barras del punto de observación, y midiendo la corriente homopolar compleja de línea, se obtiene mediante simple cálculo la impedancia vista:

$$V_1 = 0 \text{ p.u.}$$

$$V_2 = 0 \text{ p.u.}$$

$$V_0 = 0.99140 \angle 3.8621e-6^\circ \text{ p.u.}$$

$$I_1 = 0 \text{ A}$$

$$I_2 = 0 \text{ A}$$

$$I_0 = 157.70 \angle -8.0382^\circ \text{ A}$$

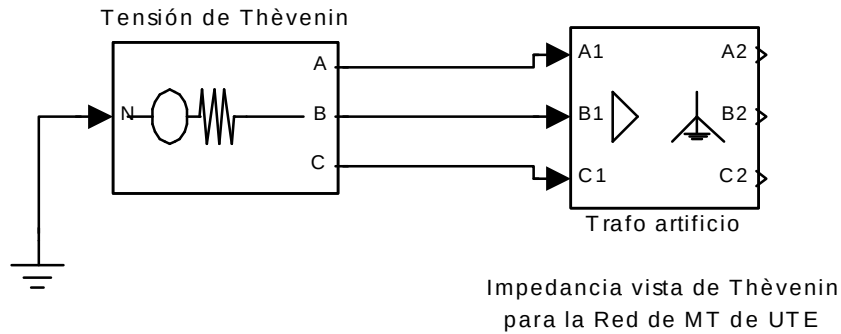
$$\mathbf{P} \ Z_{TH\ UTE\ 0} = 113.21 + 15.987j \text{ }^\circ \text{ W}$$

No hubieron problemas de convergencia.

c. Modelado del equivalente

Para simular la sensibilidad a las secuencias directa y homopolar de la impedancia vista, se construirá un transformador artificial con impedancia en el neutro, cuya función explicaremos a continuación. Para las corrientes directas o inversas, sólo circulará corriente por los bobinados de fase, de valor la impedancia vista para la red de secuencia directa. Para las corrientes homopolares, circulará corriente hasta el neutro por los bobinados de fase, atravesando la impedancia de neutro, cuyo valor acumulado con la impedancia de los bobinados de fase es igual a la impedancia vista para la red de secuencia homopolar.

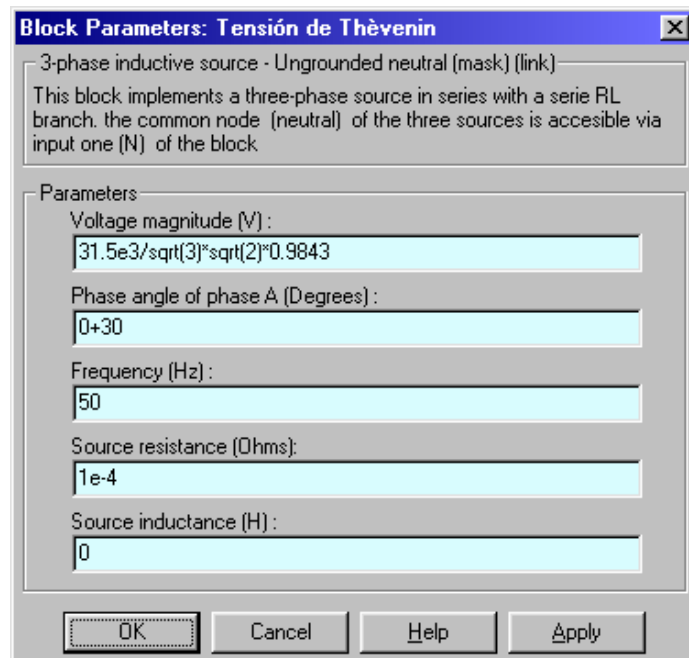
En la siguiente figura se muestra el equivalente de Thèvenin trifásico utilizado para simplificar la red de UTE, manteniendo sus características eléctricas fundamentales:



Equivalente deThèvenin de la Red de UTE

La fuente directa ideal ($Z_{cc}=0$) puede suministrar corrientes directas al exterior a través del transformador pasando por las impedancias de los bobinados secundarios (estrella).

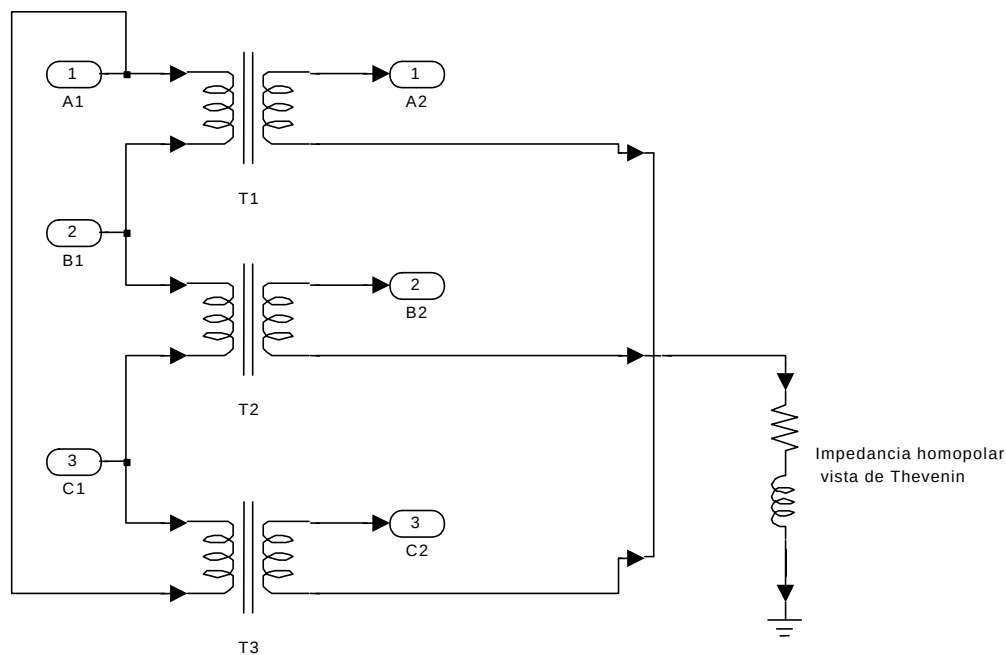
El siguiente cuadro de diálogo muestra los parámetros de esta fuente ideal:



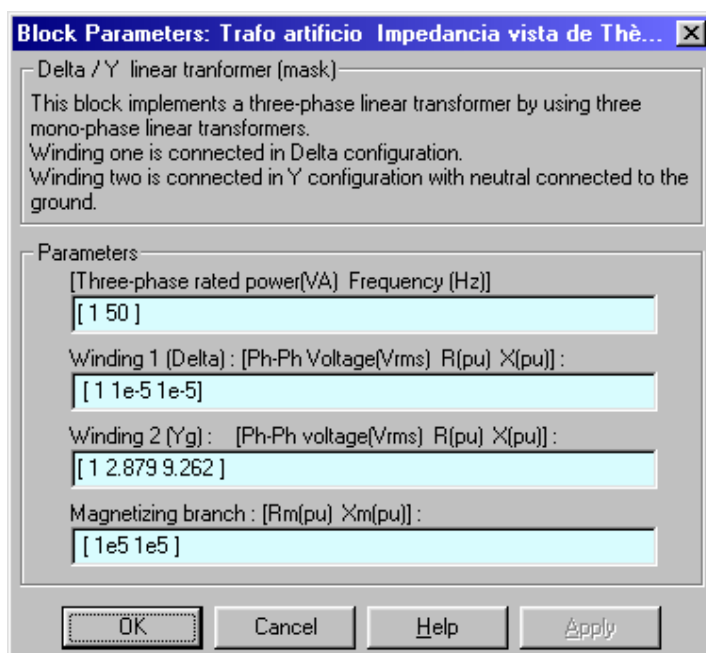
Observar que la tensión de vacío de Thèvenin es menor a 1 pu, lo que llevaría a la necesidad de ajustar la tensión para que en un flujo de carga normal la tensión en barras de la SE B en 31 kV sea aproximadamente 1 pu. Esto simularía los cambios de derivación reales del transformador de potencia de “MA” y de la entrada de Zonamérica para obtener tensión nominal. Corriendo un flujo de carga trifásico con este equivalente llevará a que la tensión de Thèvenin sea corregida a 1.06 pu.

El desfase $+30^\circ$ es para anular el atraso ficticio que introduce el transformador artificial debido a su grupo vectorial Dyn11. La resistencia $1e-4$ es la más cercana a cero posible por razones de cálculo.

El siguiente esquema eléctrico muestra el transformador artificial internamente:



El siguiente cuadro de diálogo muestra los parámetros de este artificio:



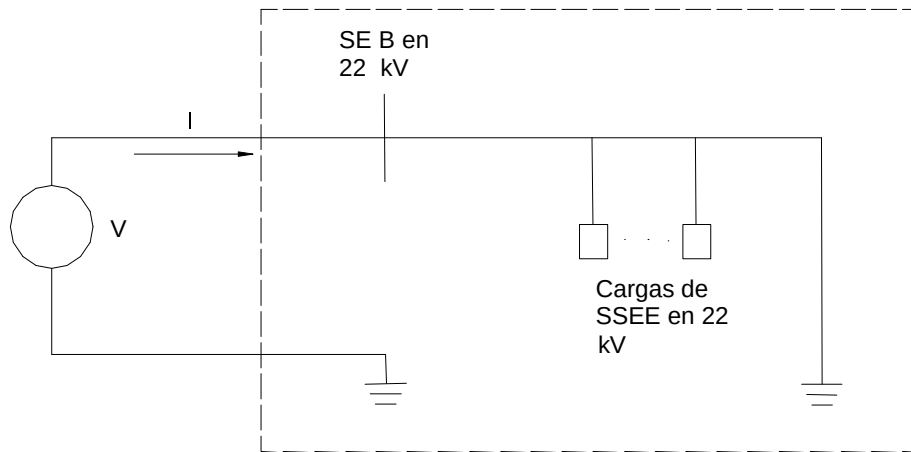
En el lado secundario colocamos la impedancia de cortocircuito no nula pues éste es el bobinado que vería un observador externo tanto para la red directa como la homopolar.

Como el ingreso de los parámetros es en p.u., tanto la potencia aparente como las tensiones nominales de los bobinados son unitarios.

Los números 1e6 y 1e-9 representan los valores infinito y cero respectivamente, necesarios para eliminar la rama magnetizante y anular la impedancia del bobinado primario (delta).

La impedancia del neutro tiene como valor $Z_{\text{neutro}} = (Z_0 - Z_1)/3 = 37.7261 + j.11.7e-3 \Omega$.

2. Equivalente Thèvenin para la red de Zonamérica



Medida de la Impedancia Vista de Thèvenin

Separaremos de esta red el generador propio, quedando entonces sin fuentes independientes; la tensión de vacío en barras de la SE B lado de baja es nulo para las tres secuencias.

$$V_{TH\ ZA\ 1} = V_{TH\ ZA\ 2} = V_{TH\ ZA\ 0} = 0$$

a. Red de secuencia directa

Colocando una fuente directa equilibrada de 31.5 kV tensión compuesta en barras del punto de observación, y midiendo la corriente directa compleja de línea, se obtiene mediante simple cálculo la impedancia vista:

$$V_1 = 0.99185 \angle 6.3039^\circ \text{ p.u.}$$

$$V_2 = 1.41e-6 \angle -4.8e-3^\circ \text{ p.u.}$$

$$V_0 = 0 \text{ p.u.}$$

$$I_1 = 152.66 \angle -13.676^\circ \text{ A}$$

$$I_2 = 2e-4 \angle -76^\circ \text{ A}$$

$$I_0 = 0 \text{ A}$$

$$\Rightarrow Z_{TH\ ZA\ 1} = 114.81 + 27.937j \text{ W}$$

b. Red de secuencia homopolar

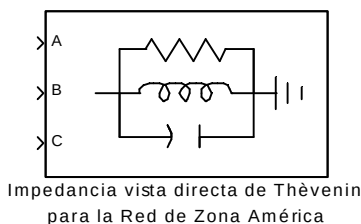
Colocando una fuente homopolar equilibrada de 31.5 kV tensión compuesta en barras del punto de observación, y midiendo la corriente inversa compleja de línea, se obtuvo que no hay sensibilidad frente a las corrientes homopolares, por lo que:

$$\Rightarrow Z_{TH\ ZA\ 0} = \infty$$

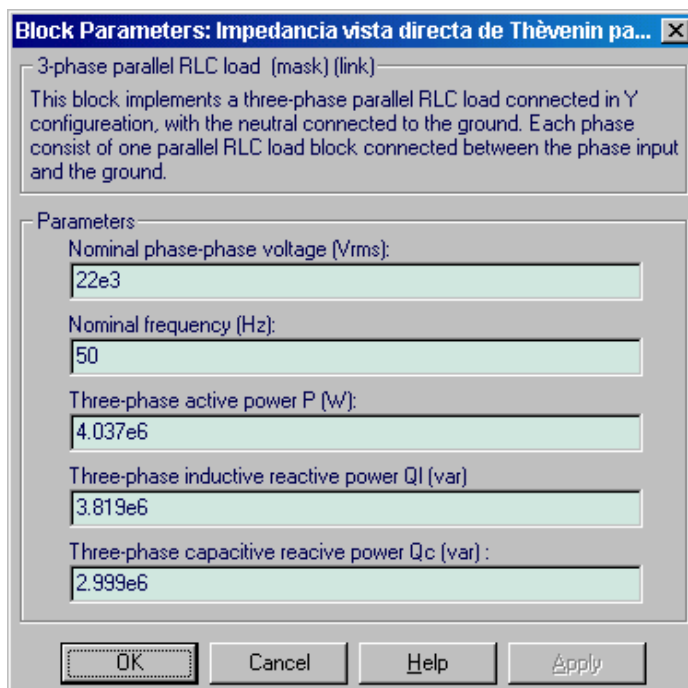
c. Modelado del equivalente

Al medir las impedancias Z_1 y Z_0 , se ve que la que prepondera es la directa, siendo la homopolar casi cero. Este hecho simplifica en gran medida la representación de la red de Zonamérica. Podremos entonces usar el modelo de carga provisto por el PSB, ingresando directamente las potencia consumidas por Zonamérica, no siendo necesario medir impedancias vistas.

En la siguiente figura se muestra el equivalente de Thèvenin trifásico utilizado para simplificar la red de Zonamérica, manteniendo sus características eléctricas fundamentales (resistivo, inductivo, capacitivo):



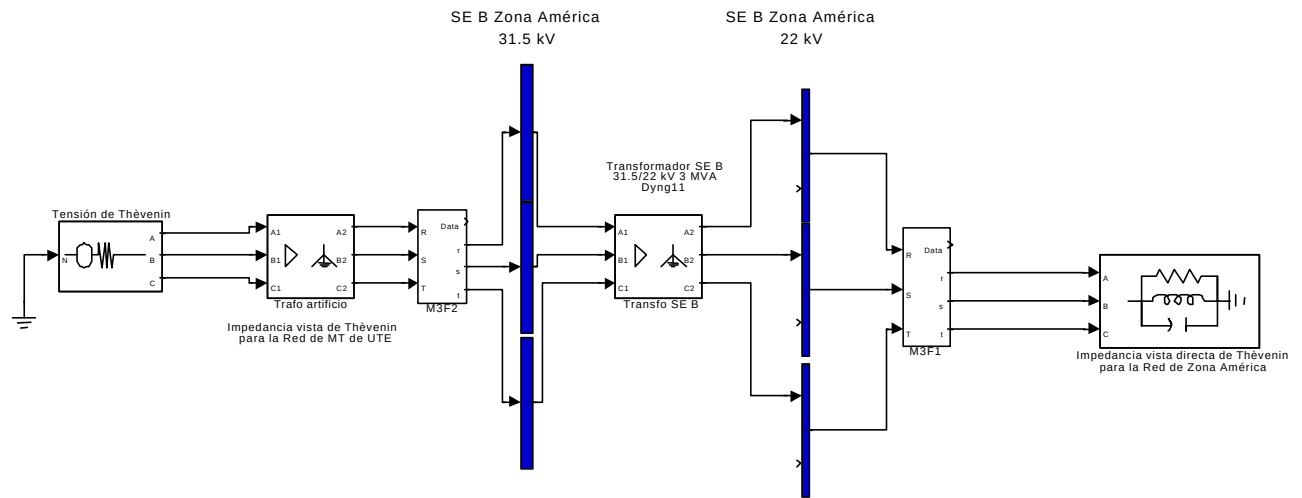
El siguiente cuadro de diálogo muestra los parámetros de este equivalente, siendo posible ingresarlos en forma de potencias activa, reactiva inductiva y reactiva capacitiva. Estos datos son obtenidos a partir de las tablas de consumo proyectado para Zonamérica a la hora pico de las 14 hs al cabo de 5 años.



3. Red completa equivalente

Una vez obtenidos los equivalentes de las redes independientemente, podemos integrarlos para representar el sistema de potencia en su completitud. Observando el esquema de Simulink, tenemos de izquierda a derecha la red de UTE en serie con un medidor trifásico (M3F₂), las barras de 31.5 kV de Zonamérica, el transformador de entrada, las barras en 22 kV internos a Zonamérica, un medidor trifásico (M3F₁), y finalmente el equivalente de la red de Zonamérica. En barras de 22 kV llegarían los alimentadores desde la subestación del generador.

Este esquema representaría la red eléctrica de la actualidad sin el generador interconectado.



Esquema en Simulink del sistema de potencia equivalente

Operación Interconectada

Introducción

Siendo el principal objetivo la operación del generador en paralelo con la red de UTE, es necesario tener en cuenta algunos puntos sobre los flujos de potencia y la tensión aplicada a la carga de Zonamérica.

Condiciones para la puesta en paralelo

Al conectar dos generadores en paralelo es deseable para el objetivo de minimizar las corrientes de inserción, que la tensión y las velocidades sean iguales en magnitud y fase, como explicado en “Sincronizador Automático”. Varios esquemas han sido desarrollados para la puesta en sincronismo de equipos de generación.

División de la Potencia Activa

Las variaciones de la carga están reguladas por los gobernadores de los motores primarios, actuando en la medida justa para restablecer la velocidad a la nominal. A medida que la carga es aumentada en dos alternadores conectados en paralelo, uno siendo UTE y el otro comparativamente pequeño siendo el generador en estudio, las opciones de entregar más potencia dependen de la situación de carga en que está el turbogenerador. Si éste está entregando potencia por debajo de la nominal, absorbería la variación de la carga en la medida suficiente hasta llegar a la potencia plena del turbogenerador. Si el turbogenerador está en plena carga permanecerá entregando la misma potencia mientras que la red de UTE absorbe la nueva demanda.

División de la Potencia Reactiva

La tensión aplicada a una carga depende de la excitación de los equipos generadores. Como UTE y el turbogenerador no poseen las mismas características, no se repartirán igualmente los voltampere reactivos. De todas maneras, un incremento en la tensión de excitación del turbogenerador implicará que localmente se aumente la tensión aplicada a la carga, y éste localmente aportará mayor cantidad de potencia reactiva a la carga que la red de UTE. Para un generador pequeño como tal conectado a un sistema casi infinito, el regulador de tensión de la excitación va a determinar principalmente el factor de potencia del generador en mayor medida que la tensión en bornes.

Restricciones

Para el correcto funcionamiento del sistema eléctrico junto con el turbogenerador es necesario tener en cuenta algunas restricciones para acercarse al punto óptimo del funcionamiento tanto eléctricamente como económicamente:

- $V_{ZA} = 1 \text{ pu}$: tensión nominal en barras de 22 kV en SE B de Zonamérica,
- $\text{máx } \cos\phi_{\text{UTE}}$: minimizo costos variables de compra de energía reactiva a UTE,
- $\text{máx } P_{\text{generador}}$: minimizo costos variables de energía activa de UTE, optimizo eficiencia de la turbina.

Existen otras restricciones secundarias, en particular respecto a la cargabilidad del generador.

Teniendo en cuenta estas restricciones el operador de la red eléctrica de Zonamérica manejará los parámetros accesibles (ej. turbogenerador, transformador de entrada en SE B) para llegar a un punto óptimo de funcionamiento dadas las condiciones de demanda de carga y los valores de los parámetros no accesibles (ej. la tensión de UTE en barras de 31.5 kV de la SE B).

Para desarrollar procedimientos o programas de optimización del sistema eléctrico, al operador le interesará distinguir cuales son los parámetros principales que afectan más efectivamente a las variables que quiere modificar.

Simulación

Aprovechando la versatilidad del Simulink para variar parámetros con facilidad sin tener que experimentar con sistemas reales, es que a partir del archivo de Simulink “red3f_equiv_be.mdl” (ver Apéndice Tablas y Diagramas) el cual tiene modelado las redes equivalentes de UTE y Zonamérica interconectados con el generador con su modelo de Behn-Eschemburg, estudiaremos el sistema trifásico en operación en un entorno de un estado estable posible.

En una primera instancia no es necesario utilizar un modelo más completo para el turbogenerador puesto que estamos estudiando pequeños apartamientos de un punto de equilibrio sin interesarnos su curso transitorio.

El siguiente diagrama muestra el modelo del sistema interconectado:

Diagrama Trifásico de la red equivalente simplificada

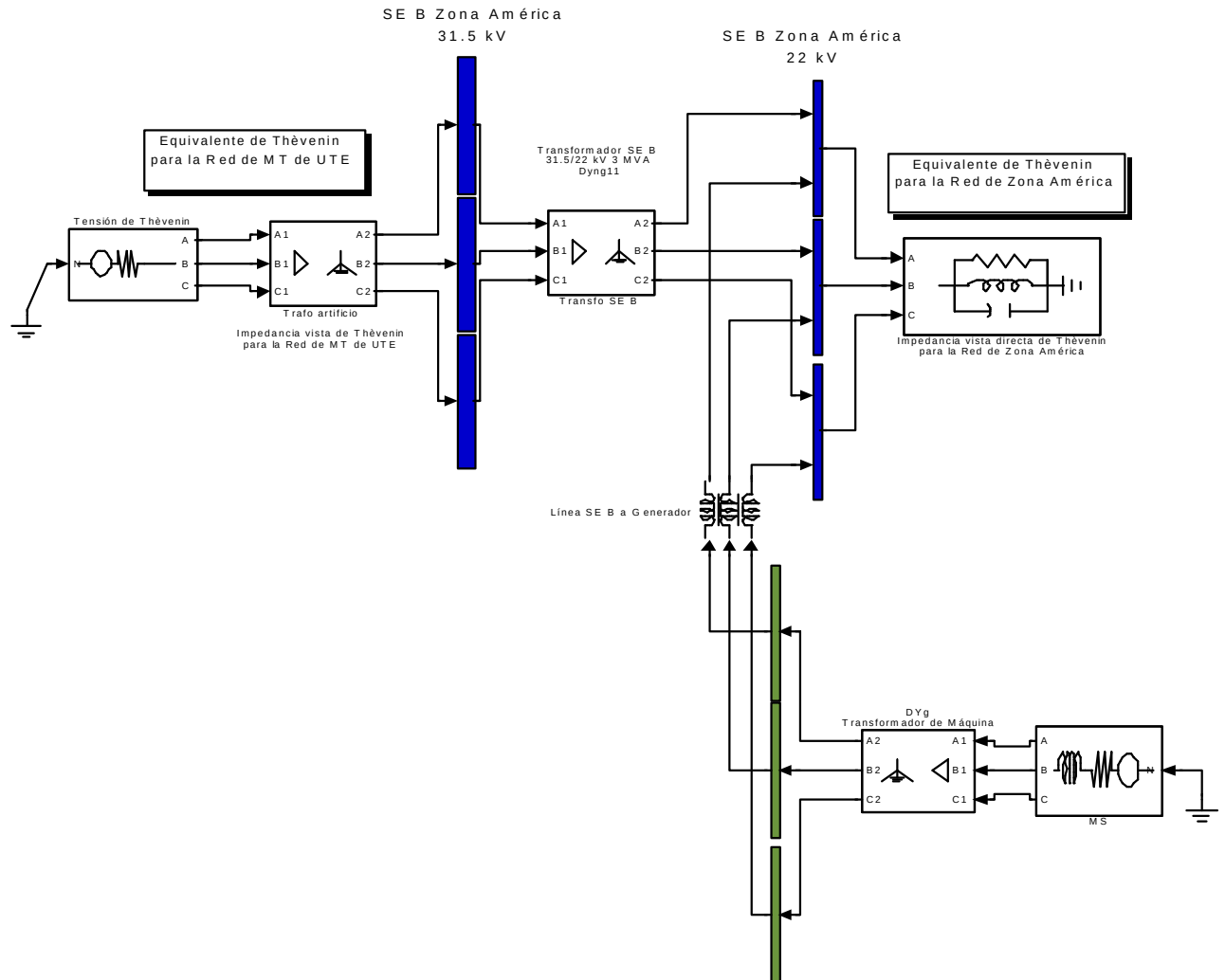


Diagrama eléctrico de la red interconectada

Estudio de sensibilidad

Será interesante observar las sensibilidades y rigideces del sistema en estudio, teniendo en cuenta el gran tamaño del sistema eléctrico de UTE, el pequeño tamaño relativo del generador y la cercanía del generador a la carga de Zonamérica.

Se hará el estudio de sensibilidad frente a la variación de los parámetros principales del sistema interconectado UTE-Zonamérica-Generador. En la primera columna de las tablas siguientes se variarán por separado los parámetros E , δ del generador, P_{ZA} potencia demandada de Zonamérica*, $V_{red\ UTE}$ tensión en barras de “Montevideo A” en 150 kV y la derivación o ‘tap’ del transformador de entrada de Zonamérica, observando el comportamiento del resto de las variables.

Definiciones:

* Nota: Un aumento en la potencia demandada de Zonamérica implica una variación en la potencias activa y reactiva inductiva, y no la capacitiva puesto que se supondrá la compensación de reactiva como fija ante pequeños cambios en la demanda. Se debe tener en cuenta también que el factor de potencia es fijo y no depende de variaciones pequeñas de la carga.

E : tensión de excitación del generador [pu]
 d : ángulo de desplazamiento o de par del generador
 V_{gen} : tensión desarrollada en bornes del generador [pu]
 P_{gen} : potencia activa eléctrica entregada por el generador [MW]
 $\cos j_{gen}$: factor de potencia del generador
 V_{ZA} : tensión aplicada en barras de SE B en 22 kV [pu]
 P_{ZA} : potencia activa demandada por Zonamérica [MW]
 tap : posición del cambiador de derivaciones del transformador de SE B lado de alta.
 V_{UTE} : tensión aplicada en barras de SE B en 31.5 kV [pu]
 P_{UTE} : potencia activa eléctrica entregada por UTE [MW]
 $\cos j_{UTE}$: factor de potencia medido por UTE en barras de SE B en 31.5 kV
 $V_{red\ UTE}$: tensión ficticia aguas arriba del punto de interconexión con Zonamérica

A continuación se despliegan las tablas del estudio de sensibilidad:

ΔE [%]	V_{gen} [pu]	$D V_{gen}$ [%]	P_{gen} [MW]	$D P_{gen}$ [%]	$\cos j_{gen}$	$D \cos j_{gen}$ [%]	V_{ZA} [pu]	$D V_{ZA}$ [%]	V_{UTE} [pu]	$D V_{UTE}$ [%]	P_{UTE} [MW]	$D P_{UTE}$ [%]	$\cos j_{UTE}$	$D \cos j_{UTE}$ [%]
-5	1.022	-0.78	3.308	-5.4	0.9639	0.80	1.002	-0.40	1.007	-0.099	0.7816	22	0.9864	-1.4
0	1.030		3.492		0.9562		1.006		1.008		0.6381		1	
+5	1.037	0.68	3.6757	5.3	0.9486	-0.79	1.011	0.50	1.01	0.20	0.4944	-22	0.9681	-3.2

Tabla 1 - Sensibilidad de parámetros frente a una variación de la Tensión de excitación E_{gen}

Dd [%]	V_{gen} [pu]	$D V_{gen}$ [%]	P_{gen} [MW]	$D P_{gen}$ [%]	$\cos j_{gen}$	$D \cos j_{gen}$ [%]	V_{ZA} [pu]	$D V_{ZA}$ [%]	V_{UTE} [pu]	$D V_{UTE}$ [%]	P_{UTE} [MW]	$D P_{UTE}$ [%]	$\cos j_{UTE}$	$D \cos j_{UTE}$ [%]
-1	1.041	1.1	3.275	-6.2	0.9248	-3.3	1.013	0.70	1.01	0.20	0.9083	42	0.9574	-4.3
0	1.030		3.492		0.9562		1.006		1.008		0.6381		1	
+1	1.027	-0.29	3.531	1.1	0.9614	0.5	1.005	-0.099	1.008	0.00	0.5872	-8.0	0.9949	-0.51

Tabla 2 - Sensibilidad de parámetros frente a una variación del ángulo de deslizamiento d

DP_{ZA} [%]	V_{gen} [pu]	$D V_{gen}$ [%]	P_{gen} [MW]	$D P_{gen}$ [%]	$\cos j_{gen}$	$D \cos j_{gen}$ [%]	V_{ZA} [pu]	$D V_{ZA}$ [%]	V_{UTE} [pu]	$D V_{UTE}$ [%]	P_{UTE} [MW]	$D P_{UTE}$ [%]	$\cos j_{UTE}$	$D \cos j_{UTE}$ [%]
-5	1.037	0.70	3.505	0.37	0.956	-0.021	1.013	0.70	1.01	0.20	0.472	-26	0.9249	-7.5
0	1.030		3.492		0.9562		1.006		1.008		0.6381		1	
+5	1.023	-0.70	3.478	-0.40	0.9565	0.031	0.9996	-0.64	1.006	-0.20	0.8003	25	0.9717	-2.8

Tabla 3 - Sensibilidad de parámetros frente a una variación de la potencia demandada por Zonamérica P_{ZA}

$D V_{red\ UTE}$ [%]	V_{gen} [pu]	$D V_{gen}$ [%]	P_{gen} [MW]	$D P_{gen}$ [%]	$\cos j_{gen}$	$D \cos j_{gen}$ [%]	V_{ZA} [pu]	$D V_{ZA}$ [%]	V_{UTE} [pu]	$D V_{UTE}$ [%]	P_{UTE} [MW]	$D P_{UTE}$ [%]	$\cos j_{UTE}$	$D \cos j_{UTE}$ [%]
-5	0.9856	-4.3	3.326	-4.7	0.9482	-0.84	0.9606	-4.5	0.9593	-4.8	0.4394	-31	0.9638	-3.6
0	1.030		3.492		0.9562		1.006		1.008		0.6381		1	
+5	1.074	4.3	3.657	4.7	0.9636	0.77	1.052	4.6	1.057	4.9	0.8422	32	0.9874	-1.3

Tabla 4 - Sensibilidad de parámetros frente a una variación de la tensión V_{UTE} en barras de la SE B en 31.5 kV

Tap SE B [%]	V_{gen} [pu]	$D V_{gen}$ [%]	P_{gen} [MW]	$D P_{gen}$ [%]	$\cos j_{gen}$	$D \cos j_{gen}$ [%]	V_{ZA} [pu]	$D V_{ZA}$ [%]	V_{UTE} [pu]	$D V_{UTE}$ [%]	P_{UTE} [MW]	$D P_{UTE}$ [%]	$\cos j_{UTE}$	$D \cos j_{UTE}$ [%]
-5	0.9857	-4.3	3.323	-4.8	0.9477	-0.89	0.9606	-4.5	1.01	0.20	0.443	-31	0.962	-3.8
0	1.030		3.492		0.9562		1.006		1.008		0.6381		1	
+5	1.073	4.2	3.659	4.8	0.964	0.82	1.051	4.5	1.006	-0.20	0.8438	32	0.9862	-1.4

Tabla 5 - Sensibilidad de parámetros frente a una variación del 'tap' en el transformador de SE B en 31.5 kV

Para estudiar la rigidez de la variación de las distintas variables se definirá un estadístico e de un parámetro p_i para una variable x_j , calculado como el cociente de la variación relativa de la variable x_j con respecto a la variación relativa del parámetro p_j . Frente a la variación del parámetro e_{ij} es cercano a 0 si es rígido o estático, y mayor en módulo que 1 si es elástico. Su signo denota proporcionalidad directa si es positivo o inversa si es negativo.

Este estadístico es en esencia una linealización y se puede interpretar como una derivada parcial en un punto de la superficie S de estados posibles permitidos por el sistema:

$$e_{ij} = \left. \frac{\partial x_i}{\partial p_j} \right|_{\substack{x_i \in S \\ p_j \in S}}$$

La siguiente tabla resume las sensibilidades de los distintos parámetros y variables del sistema eléctrico interconectado:

Parámetro	V_{gen} [pu]	P_{gen} [MW]	$\cos j_{gen}$	V_{ZA} [pu]	V_{UTE} [pu]	P_{UTE} [MW]	$\cos j_{UTE}$
E	0.15	1.0	-0.16	0.089	0.030	-4.5	0.15
d	-0.68	3.7	1.9	-0.40	-0.099	-25	-0.68
P_{ZA}	-0.14	-0.077	0.0050	-0.13	-0.040	5.1	-0.14
$V_{red UTE}$	0.86	0.95	0.16	0.91	0.97	6.3	0.86
tap	0.85	0.96	0.17	0.90	-0.040	6.3	0.85

Tabla 6 - Estadístico de variables frente a una variación de parámetros

Resultados y conclusiones:

Se puede decir lo siguiente respecto a la sensibilidad de los parámetros:

1. Con un ajuste de E puedo modificar rápidamente a P_{UTE} a expensas de P_{gen} y con leve variación de $\cos j_{UTE}$.
2. Con un ajuste de d se puede modificar fuertemente a P_{UTE} y en menor medida a $\cos j_{UTE}$ a expensas de P_{gen} y $\cos j_{gen}$.
3. Como era de esperar en el entendido que el generador ya está a plena carga, un cambio en la demanda de Zonamérica afecta rápidamente a P_{UTE} con leve variación de V_{ZA} y $\cos j_{UTE}$.
4. Con una variación de la tensión $V_{RED UTE}$ se puede modificar rápidamente a P_{UTE} y directamente a V_{UTE} y V_{ZA} , $\cos j_{UTE}$, a expensas de V_{gen} y P_{gen} .

5. Con un ajuste del ‘tap’ se modifica lo mismo que en (4) salvo V_{UTE} .

En resumen, se ve que es conveniente para el control del flujo de potencia activa entrante a Zonamérica modificar a la excitación E del generador y para el control del flujo de potencia reactiva entrante a Zonamérica modificar al ángulo de desplazamiento d y la excitación E en conjunto. Dentro de ciertos límites de cargabilidad del generador, E y d son fácilmente ajustables mediante el regulador de tensión de excitación y el gobernador de velocidad de la turbina.

El hecho de que las variaciones de la demanda de Zonamérica afectan principalmente la potencia suministrada por UTE da una indicación de la rigidez de ésta, salvaguardando contra variaciones de potencia entregada por el generador y ayudando a su eficiencia. Esto es válido en la hipótesis de que el generador ya está a plena carga, no siendo así si el generador tiene margen y se le despacha en tiempo real para maximizar la potencia entregada P_{gen} y por consiguiente minimizar la P_{UTE} .

El parámetro menos controlable es el de $V_{red\ UTE}$ puesto que depende de la operación la red de distribución a la que pertenece Zonamérica, de “Montevideo A” y aguas arriba. Las variaciones de tensión desajustan al sistema y deben ser contrarrestadas para encontrar un nuevo punto óptimo. Dependiendo de la permanencia del cambio en $V_{red\ UTE}$ es que se recurrirá a cambiar la derivación del transformador de entrada de Zonamérica o bien se cambiará el punto de funcionamiento del generador.

Proyecciones de demanda de Zonamérica y de la Red de UTE

Predicción a N años de Zonamérica

Parece claro, dada la índole de nuestra tarea, que no alcanza solamente con modelar la realidad de Zonamérica y el resto del sistema al día de hoy, o en el mejor de los casos, su realidad en un breve plazo.

Para llevar a cabo este cometido se desarrolló una tabla en Excel llamada “Base de Datos” (ver Apéndice Tablas y Diagramas), que contempla la demanda actual de Zonamérica y la red, y las proyecciones de crecimiento en los próximos veinte años.

El modelo de predicción de crecimiento que asumimos es el potencial, cuya fórmula es la siguiente:

$$P(n, \gamma, P_\alpha) = P_0 + P_\alpha n^\gamma \quad (1)$$

donde definimos:

$P(n)$: demanda de potencia activa en el año n de toda la instalación (MW)
 n : año corriente
 P_0 : demanda de potencia activa en el año cero de toda la instalación (MW)
 P_α : tasa de crecimiento de consumo de potencia activa (MW/año)
 γ : exponente que modela el crecimiento

A continuación se presenta un breve descriptivo de la hoja “Zonamérica n años a futuro” de “Base de Datos”.

La tabla es completamente paramétrica en función del año, lo que nos libera de la necesidad de construir una diferente para cada año de estudio de la inversión.

Dado que esta hoja de cálculo necesita ser paramétrica con respecto a las variables independientes temporal (n), tasa de crecimiento (P_α) de cada una de las subestaciones de la planta y el exponente (γ), se hace necesario incluirla como nuevos datos de entrada en la misma. A su vez necesitaremos P_0 la potencia activa consumida en el año cero en cada subestación, el cual se obtiene de la hoja Zonamérica n años.

Sea P_α la tasa de crecimiento para toda Zonamérica, entonces cada subestación tendrá una tasa de crecimiento propia dado por la ecuación (2)

$$P_{\alpha SE_i} = P_\alpha \frac{S_{ni}}{\sum S_{nj}} \quad (2)$$

donde se definen:

$P_{\alpha SE_i}$: tasa de crecimiento de la subestación i
 S_{Ti} : potencia del transformador de la subestación i
 $\sum S_{nj}$: suma de las potencias instaladas en todas las subestaciones

De su propia definición se deduce que la ecuación (2) es un cambio de escala que traduce el modelo general de la planta a cada una de las diferentes subestaciones.

Claramente se está suponiendo que el crecimiento a lo largo del tiempo estará uniformemente distribuido en las diferentes subestaciones de Zonamérica, sin perjuicio de lo cual, el programa Excel contempla la posibilidad de hacer crecer en forma independiente cada una de las subestaciones de la planta. El problema en nuestra situación es que desconocemos como puede ser la distribución del aumento de la carga con el paso del tiempo, más teniendo en cuenta períodos tan amplios en los cuales pueden producirse modificaciones que alteran el escenario.

Ahora deduciremos el nuevo factor de utilización de la subestación:

Primero adaptaremos la ecuación (1) a la situación particular de cada una de las plantas

$$P_{SE_i}(n, \gamma, P_\alpha) = P_{0SE_i} + P_{\alpha SE_i} n^\gamma \quad (3)$$

siendo $P_{SE_i}(n)$ la potencia activa consumida por la subestación i en el año n .

Ahora lo que haremos será sustituir el valor el resultado de la ecuación (3) en la ecuación (1) y obtendremos el valor del factor de utilización para cada subestación:

$$f_U(n, \gamma, P_\alpha) = \frac{P_{SE_i}(n, \gamma, P_\alpha)}{S_n \text{ F.P.}} \quad (4)$$

Crecimiento en la demanda en la red

En el caso del resto del sistema la pauta de crecimiento será modelada de diferente forma. Nuevamente el factor de utilización de las subestaciones dejará de ser una variable independiente dado que ahora será función del factor de utilización en el año 0, el año y y la tasa de crecimiento. Ver la hoja “Red Global n años a futuro” de “Base de Datos”.

De acuerdo a lo expresado anteriormente se deduce la expresión de f_U

$$\Rightarrow f_U(n, v, f_{U0}) = f_{U0} (1 + v)^n \quad (5)$$

siendo:

f_{U0} : factor de utilización de la subestación en el año 0

f_U : factor de utilización de la subestación en el año n

v: tasa de crecimiento de la subestación

Flujo de Carga

El estudio de Flujo de Carga es una herramienta poderosa para determinar la tensión, intensidad y potencia activa y reactiva en cualquier punto de una red eléctrica. Permite además calcular las pérdidas en la red, y estudiar en forma sencilla las posibles alternativas a la hora de ampliar un sistema ya existente.

Se asume como hipótesis principal para el estudio de un Flujo de Carga, que el sistema se encuentre en régimen sinusoidal equilibrado y no existan anomalías.

Fijados los distintos escenarios de interés con las proyecciones de demanda en los años tres y cinco, se realizarán dos estudios distintos de Flujo de Carga. En primera instancia se realizará un flujo de carga tradicional, basado en el algoritmo de Newton-Raphson, modelando la carga y la red de UTE por su equivalente Thévenin. Para esta etapa se cuenta con programas desarrollados en Matlab por el Ing. R. Hirsch. A través de este flujo de carga se determina en forma aproximada el punto de funcionamiento del turbogenerador.

Una vez obtenidos los valores mediante el flujo de carga convencional, se realizará un segundo estudio en Simulink en el cual se modelarán por separado cada una de las subestaciones de la red y del anillo de Zonamérica. En esta etapa se buscará optimizar el despacho del equipo de modo de extraer la mayor cantidad de potencia activa posible, sin exceder los límites fijados por la curva de cargabilidad de la máquina, y además se relevarán las corrientes nominales en los distintos tramos del anillo.

Elementos del Flujo de Carga

- Red de Alta Tensión: red de potencia infinita.
- Generadores pequeños: potencias activa y reactiva constante teniendo como cota superior la nominal del equipo, esta potencia variará según la necesidad de la red pero a la hora de la simulación se considerará fija.
- Transformadores: impedancia constante.
- Líneas de distribución: impedancia constante.
- Cargas: consideraremos un modelo mixto donde la carga será representada mediante un porcentaje de potencia constante y un porcentaje impedancia constante.
- Barras Las barras que se utilizarán para modelar el estudio serán de tres tipos diferentes.

a) Barra de carga (P-Q)

Las Barras de carga se utilizará para modelar aquellos puntos donde no hay generación, las asociaremos a aquellas instalaciones con motores de inducción o impedancias pasivas y se modelarán como potencia entrante e impedancia fijas.

b) Barra de generación (P-V)

La Barra de generación es aquella a la cual se conectan pequeños generadores, y tendrán como cometido realizar un balance de energía reactiva en forma local (dado que modelaremos las líneas de distribución como reactancias, la potencia reactiva estará asociada a las caídas de tensión en los diferentes tramos de la red). Dentro de nuestro esquema la Subestación Genergía es la que mejor se adecua a esta descripción.

c) Barra slack

Su función es la de realizar un balance de potencia activa demandada y potencia activa consumida. Estas barras se asocian a la red de potencia infinita, forma por la que modelaremos la red AT, lo cual nos garantiza un flujo de potencia firme ilimitado (dentro de lo que es la capacidad de la red de distribución existente), y Tensión constante.

En nuestro sistema esta barra representará a la estación Montevideo A (MA).

Líneas

Usualmente una línea se modela por un circuito pi, que puede ser de parámetros concentrados o parámetros distribuidos. El modelo de parámetros concentrados considera a la línea como impedancias puntuales, mientras que el de parámetros distribuidos como su nombre lo indica, como impedancias a lo largo de la línea.

En nuestro estudio por tratarse de líneas ‘cortas’ (longitud menor de 80km), adoptaremos el modelo de parámetros concentrados, despreciando la capacidad a tierra.

Cargas

Las cargas pueden clasificarse a grandes rasgos en dos tipos:

Impedancia constante

Este tipo de carga como su nombre lo indica presenta un valor fijo, y la potencia de la misma varía conforme varíe la tensión en el punto.

Potencia constante

Este tipo de carga consume un valor de potencia constante, independientemente del valor de la tensión.

Transformadores

Los transformadores se modelan como una impedancia, que suele asumirse inductiva pura.

Generadores

Los generadores suelen modelarse como una inyección de potencia activa constante y reactiva variable para de esta forma regular el nivel de tensión en bornes de la máquina. Esta regulación es limitada ya que los generadores tienen límites de operación que deben ser respetados.

Diferentes escenarios para el flujo de carga

Para diseñar los programas que simularán el flujo de carga será necesario saber discriminar las posibles configuraciones de la red en su conjunto.

La curva de carga de Zonamérica difiere de forma importante con la de una subestación de transformación de 31.5 kV típica, es decir, en lo que comúnmente se denomina horario de punta para una estación común, Zonamérica presenta un consumo reducido, y en el horario de la mañana y durante la tarde, las horas de llano, la planta tiene su pico en la carga. Este fenómeno debe ser considerado, debido a que las diferencias entre los consumos máximos y mínimos son extremadamente importantes.

Es por ello que describiremos cuatro escenarios diferentes para la simulación:

1. Zonamérica aislada de la red

Este escenario si pretendemos realizarlo con demanda interna máxima de Zonamérica debemos a lo sumo fijarlo en un lapso de tres años, dado que de acuerdo a nuestras estimaciones de crecimiento en la demanda luego del tercer año el equipo no podrá satisfacer por si solo, sin estar comprometiendo su vida útil por funcionar por encima de las condiciones nominales.

2. Zonamérica con generador conectada a la red en horario de punta

En este caso conocemos los valores surgidos para este horario de acuerdo a nuestra pauta de crecimiento interno, el cual será muy menor al consumo de pico, el valor del consumo de las subestaciones exteriores a la planta será el máximo estimado por nuestro modelo, a través del cual calculamos los parámetros, porque en el horario de punta es cuando se produce el pico en la demanda.

Como la red está interviniendo el proceso supone que la energía no será como en el caso anterior una limitante respecto del momento en el cual se debe suponer la simulación porque la red es capaz de abastecer cualquier demanda dentro de los valores normales. Por ello decidimos fijar una fecha de cinco años para cargar los valores en este archivo.

3. Zonamérica con generador conectada a la red en horario de llano

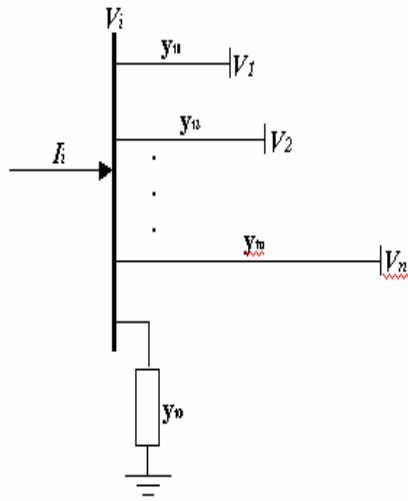
En este caso Zonamérica presenta el consumo máximo y las subestaciones externas están funcionando por debajo del pico en la demanda. Nuevamente fijamos a cinco años el escenario de simulación.

4. Zonamérica sin generador conectada a la red

Es el escenario más sencillo de modelar, consideraremos el horario de llano para hacer la simulación y nuevamente el año cinco es el elegido.

Estudio del Flujo de Carga Tradicional

Se considera el sistema de la figura, en el que se quiere determinar el valor de las distintas corrientes de las líneas en función de la tensión en la barra, la admitancia y las tensiones especificadas.



$$I_i = y_{i0}V_i + y_{i1}(V_i - V_1) + y_{i2}(V_i - V_2) + \dots + y_{in}(V_i - V_n)$$

$$= (y_{i0} + y_{i1} + y_{i2} + \dots + y_{in})V_i - y_{i1}V_1 - y_{i2}V_2 - \dots - y_{in}V_n$$

o

$$I_i = V_i \sum_{j=0}^n y_{ij} - \sum_{j=1}^n y_{ij}V_j \quad j \neq i$$

Definiendo la matriz admitancia Y_{bus} de la siguiente forma :

$$\text{elementos de la diagonal } Y_{ii} = \sum y_{ij}$$

$$\text{elementos fuera de la diagonal } Y_{ij} = -y_{ij}$$

$$\text{Llegamos a : } I_i = \sum_{j=1}^n Y_{ij}V_j$$

Expresando esta ecuación en forma polar tenemos :

$$I_i = \sum_{j=1}^n |Y_{ij}| |V_j| \angle (q_{ij} + d_j)$$

La potencia compleja en la barra i es :

$$P_i - jQ_i = V_i^* I_i$$

Sustituyendo la corriente en la expresión de la potencia :

$$P_i - jQ_i = |V_i| \angle (-d_i) \sum_{j=1}^n |Y_{ij}| |V_j| \angle (q_{ij} + d_j)$$

Separando en partes real e imaginaria :

$$P_i = \sum_{j=1}^n |V_i| |V_j| |Y_{ij}| \cos(q_{ij} - d_i + d_j)$$

$$Q_i = -\sum_{j=1}^n |V_i| |V_j| |Y_{ij}| \sin(q_{ij} - d_i + d_j)$$

Las 4 magnitudes que están asociadas a cada barra del sistema son para cada tipo de barra:

- $|V|$, módulo de la tensión
- δ , ángulo de fase
- P , potencia activa

- Q, potencia reactiva

Barra Slack: no aporta ecuaciones al algoritmo, si no que una vez calculados los $|V|$ y d en el resto de las barras, se calcula P_{slack} y Q_{slack} :

$$P_{slack} = \sum_{j=1}^n |V_i| |V_j| |Y_{ij}| \cos(q_{ij} - d_i + d_j)$$

$$Q_{slack} = - \sum_{j=1}^n |V_i| |V_j| |Y_{ij}| \sin(q_{ij} - d_i + d_j)$$

Barra PQ: Tanto el módulo como la fase de las tensiones son desconocidas, y se calculan resolviendo el siguiente set de ecuaciones no lineales:

$$P_i = \sum_{j=1}^n |V_i| |V_j| |Y_{ij}| \cos(q_{ij} - d_i + d_j)$$

$$Q_i = - \sum_{j=1}^n |V_i| |V_j| |Y_{ij}| \sin(q_{ij} - d_i + d_j)$$

$$P_i = \sum_{j=1}^n |V_i| |V_j| |Y_{ij}| \cos(q_{ij} - d_i + d_j)$$

Barra PV: Se aplica entonces una única ecuación por barra para el cálculo de la fase de la tensión. Una vez calculadas todas los módulos y fases de las tensiones de todas las barras, se calcula Q en todas las barras PV:

$$Q_i = - \sum_{j=1}^n |V_i| |V_j| |Y_{ij}| \sin(q_{ij} - d_i + d_j)$$

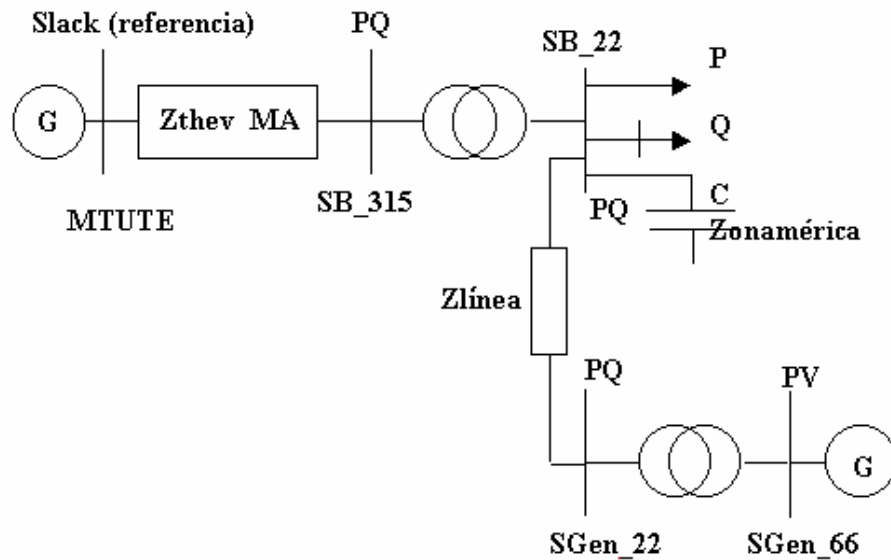
Resolución Teórica del Problema de Flujo de Carga “Tradicional”

Los pasos para la resolución del problema de flujo de carga a grandes rasgos son los siguientes:

- Formar la matriz Ybus del sistema
- Determinar los tipos de barras
- Realizar un listado con las variables conocidas y desconocidas en cada barra
- Escribir las ecuaciones del flujo de carga
- Elección de un método de resolución de sistemas no lineales para resolver el sistema. Por lo general se utiliza el método de Newton – Raphson (ver Apéndice Anexos “Método de Newton-Raphson”).

Aplicación Flujo de Carga “Tradicional”

En este primer estudio, como fuera dicho anteriormente se modela la red de UTE y las subestaciones de Zonamérica por su equivalente Thévenin. Se realizará el estudio de flujo de carga de Zonamérica en el año 5 conectada a la red con generador en el horario de mayor y menor demanda. La figura siguiente se muestra un esquema del flujo de carga a resolver.



Para los cálculos de las impedancias en pu se toma como valor de Potencia Base 100 MVA

- La barra MTUTE se asume como fue dicho anteriormente que es Slack, tomando como valor de tensión 1 pu y ángulo cero.
- La barra SB_315 se asume que es de tipo PQ y no tiene carga.
- La barra SB_22 es PQ con los siguientes valores de carga:

Zonamérica en el año 5 en momento que se produce el pico en su demanda:

$P = 4.0 \text{ MW}$
 $Q = 3.7 \text{ Mvar}$
 Compensación de Reactiva = 3 MVA

Zonamérica en el año 5 a las 21:00hs

$P = 1.3 \text{ MW}$
 $Q = 1.3 \text{ Mvar}$
 Compensación de Reactiva = 1.0 MVA

- La barra Sgen_22 es PQ sin carga
- La barra Sgen_66 es tipo PV, y se toma como valor de tensión 1 pu y $P = 3.515 \text{ MW}$. Por otro lado se limitó la capacidad máxima de generación de reactiva debido a que la potencia nominal del generador es 4 MVA.

Con este modelo de nuestro sistema, se crea un archivo ('FlujoCarga_5_14hs') que se adjunta en los Apéndices con los datos del sistema y se ejecuta una función hecha en Matlab llamada 'flujo' (*) que da como resultado los valores del flujo de carga y las pérdidas.

Zonamérica con generador conectada a la red en horario de llano

Los resultados obtenidos fueron los siguientes:

(*) La función 'flujo' junto con otras funciones que son ejecutadas en esa rutina fueron desarrolladas por el Ing Hirsch. En el capítulo 3 de los apuntes del curso de Estabilidad de Sistemas Eléctricos de Potencia que se adjunta en los anexos, se presenta un estudio detallado de cada una de ellas, y la forma en que debe escribirse un archivo de flujo de carga.

Máximo error en la potencia = 0.09369
No. de Iteraciones = 12

Barra	Tensión Mag.	Ángulo grados	-----Carga-----		---Generación---		Shunt
			MW	MVAr	MW	MVAr	MVAr
SB_315	1.034	-0.176	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
SB_22	1.002	-0.855	4.0	3.8	0.0	0.0	3.0
SGen_22	1.002	-0.833	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
SGen_66	1.000	1.969	0.0	0.0	3.2	-0.5	0.0
MTUTE	1.050	0.000	0.0	0.0	0.8	1.5	0.0
Total			4.0	3.8	4.0	1.0	3.0

Flujo en las líneas y pérdidas

--Línea--		-Flujo en la línea-			--Pérdidas--	
desde	hasta	MW	Mvar	MVA	MW	Mvar
SB_315	MTUTE	-0.830	-1.512	1.725	0.008	0.026
SB_22	SGen_22	-3.178	0.562	3.227	0.001	0.001
SGen_22	SB_22	3.179	-0.561	3.228	0.001	0.001
MTUTE	SB_315	0.838	1.538	1.752	0.008	0.026
Total de pérdidas					0.009	0.027

Flujo en los transformadores

-Transformador-		-Flujo transformador-			--Tap--
desde	hasta	MW	Mvar	MVA	
SB_315	SB_22	0.830	1.512	1.672	1.000
SB_22	SB_315	-0.822	-1.455	1.725	1.000
SGen_22	SGen_66	-3.179	0.655	3.238	1.000
SGen_66	SGen_22	3.200	-0.497	3.246	1.000

Zonamérica en el año 5 conectada a la red en horario de punta (21:00hs)

En este caso Zonamérica vende sus excedentes de energía a la red, en el flujo de carga se asume que el generador está trabajando en condiciones nominales. Se adjunta en Apéndice el archivo 'FlujoCarga_5_21hs'.

Los resultados obtenidos fueron los siguientes:

Máximo error en la potencia = 0.0895199
No. de Iteraciones = 11

Barra	Tensión Mag.	Ángulo grados	-----Carga-----		---Generación---		Shunt	
			MW	MVAr	MW	MVAr	MVAr	
SB_315	1.040	1.145	0.0	0.0		0.0	0.0	0.0
SB_22	1.012	3.451	1.3	1.3		0.0	0.0	1.0
SGen_22	1.012	3.477	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
SGen_66	1.010	6.327	0.0	0.0	3.2	-1.2	0.0	
MTUTE	1.050	0.000	0.0	0.0	-1.8	1.8	0.0	
Total			1.3	1.3	1.4	0.6	1.0	

Flujo en las líneas y pérdidas

--Línea--		-Flujo en la línea-			--Pérdidas--	
desde	hasta	MW	Mvar	MVA	MW	Mvar
SB_315	MTUTE	1.828	-1.724	2.513	0.017	0.054
SB_22	SGen_22	-3.265	1.336	3.528	0.001	0.001
SGen_22	SB_22	3.266	-1.335	3.529	0.001	0.001
MTUTE	SB_315	-1.811	1.778	2.538	0.017	0.054
Total de pérdidas					0.018	0.055

Flujo en los transformadores

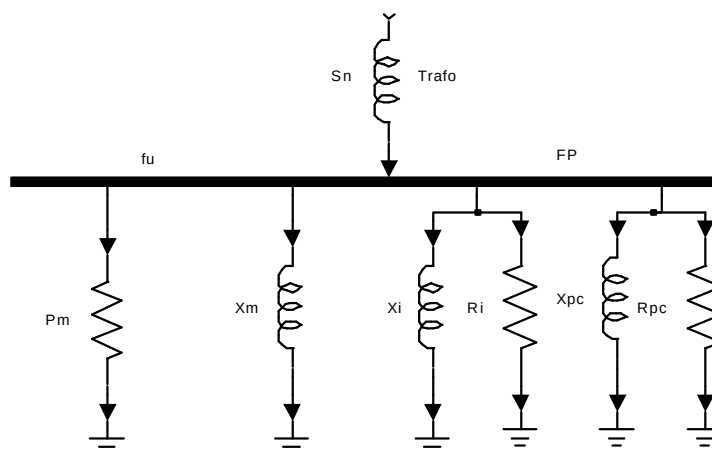
-Transformador-		-Flujo transformador-			--Tap--
desde	hasta	MW	Mvar	MVA	
SB_315	SB_22	-1.828	1.724	2.446	1.000
SB_22	SB_315	1.846	-1.606	2.513	1.000
SGen_22	SGen_66	-3.177	1.335	3.404	1.000
SGen_66	SGen_22	3.200	-1.161	3.446	1.000

Flujo de carga en SIMULINK

A continuación detallaremos la realización del Flujo de carga en SIMULINK, el cual dadas las características del software permite una mayor especificidad en los modelos de los elementos que participan del sistema.

Modelado de las SSEE de Zonamérica

Cada subestación de Zonamérica responde al siguiente esquema:



Definiciones:

- U: tensión compuesta
- V: tensión fase neutro
- S_n : potencia aparente nominal del transformador de la subestación (en MVA)
- f_U : factor de utilización de las subestación
- S: potencia aparente de la carga de la subestación (en MVA)
- P: potencia activa consumida por la subestación (en MW)
- Q: potencia reactiva consumida por la subestación (en MVar)
- F.P.: factor de potencia de la carga de la subestación compensado
- ϕ : ángulo correspondiente al factor de potencia de la subestación sin compensar
- X_{CCT} : impedancia de cortocircuito del transformador
- P_M : potencia activa consumida por los motores
- Q_M : potencia reactiva consumida por los motores
- X_M : reactancia de los motores
- f_M : factor de consumo de potencia de motores dentro de la subestación
- ϕ_M : ángulo correspondiente al factor de potencia de motores sin compensar
- P_I : potencia activa consumida por los servicios de iluminación
- Q_I : potencia reactiva consumida por los servicios de iluminación
- R_I : resistencia que modela el consumo de potencia activa de servicios de iluminación
- X_I : reactancia que modela el consumo de potencia reactiva de servicios de iluminación
- f_I : factor de consumo de potencia de servicios de iluminación dentro de la subestación
- ϕ_I : ángulo correspondiente al factor de potencia de servicios de iluminación sin compensar
- P_{PC} : potencia activa consumida por computadoras
- Q_{PC} : potencia reactiva consumida por computadoras
- R_{PC} : resistencia que modela el consumo de potencia activa de computadoras
- X_{PC} : reactancia que modela el consumo de potencia reactiva de computadoras
- f_{PC} : factor de consumo de potencia de computadoras dentro de la subestación
- ϕ_{PC} : ángulo correspondiente al factor de potencia de computadoras sin compensar
- Q_{INY} : potencia reactiva inyectada para corregir el factor de potencia al valor deseado

Es importante destacar que en cada subestación consideramos que los servicios de iluminación tienen un factor de potencia 0.9 ($\cos \phi_I = 0.9$), las computadoras de 0.75 ($\cos \phi_{PC} = 0.75$) y los motores 0.65 ($\cos \phi_M = 0.65$), datos obtenidos de los proyectistas de la planta. Es por estas razones que instalaremos un banco de corrección de reactiva en cada barra cuyo valor resultará de los cálculos.

A continuación se presenta una Memoria de Cálculo de acuerdo a los estos criterios:

Los motores en cada Subestación se modelarán de la siguiente forma:

- potencia activa 100% constante

- reactancia 100% constante

Iluminación y computadoras:

- impedancia 100% constante

1. Cálculo de los parámetros de motores

Por las definiciones anteriores:

$$P = f_U S_n FP \quad (1)$$

$$P_M = f_M P \quad (2)$$

Sustituyendo (1) en (2) obtenemos la siguiente igualdad:

$$P_M = f_U f_M S_n FP \quad (3)$$

Recordamos la relación general entre P y Q para cualquier carga:

$$Q = P \tan(\varphi) \quad (4)$$

En nuestro caso:

$$Q_M = P_M \tan(\varphi_M) \quad (5)$$

Además se verifica:

$$Q_M = \frac{3V^2}{X_M} \quad (6)$$

Igualando (5) y (6) obtenemos:

$$X_M = \frac{U^2}{P_M \tan(\varphi_M)} \quad (7)$$

Sustituyendo (3) en (7) hallamos el valor de la reactancia que modela el consumo de energía reactiva de motores en función de los parámetros definidos anteriormente.

$$X_M = \frac{U^2}{f_U f_M S_n FP \tan(\varphi_M)} \quad (8)$$

2. Cálculo de los parámetros de iluminación

Análogamente en el caso de motores, para iluminación tenemos:

$$P_I = f_U f_I S_n FP \quad (9)$$

Además:

$$P_I = \frac{U^2}{R_I} \quad (10)$$

Igualando (9) y (10) hallamos el valor de R_I resistencia que modela el consumo de potencia activa de los servicios de iluminación.

$$R_I = \frac{U^2}{f_U f_I S_n FP} \quad (11)$$

Para hallar el valor de X_I se realiza el mismo razonamiento que para X_M resultando:

$$X_I = \frac{U^2}{f_U f_I S_n FP \tan(\phi_I)} \quad (12)$$

3. Cálculo de los parámetros de computadoras

Los cálculos son análogos al caso anterior porque el modelo es el mismo:

$$R_{PC} = \frac{U^2}{f_U f_{PC} S_n FP} \quad (13)$$

$$X_{PC} = \frac{U^2}{f_U f_{PC} S_n FP \tan(\phi_{PC})} \quad (14)$$

4. Cálculo del equipo de compensación de energía reactiva

Para calcular el banco de compensación de energía reactiva recordemos brevemente algunos conceptos.

La figura que se observa a continuación (Figura 1) ilustra la situación ante la cual nos enfrentamos: deseamos corregir el factor de potencia $\cos \phi$ de una determinada carga inductiva y deseamos llevarla a un factor de nuevo factor de potencia al que denominaremos $\cos \phi_D$, debemos inyectar una potencia reactiva capacitiva.

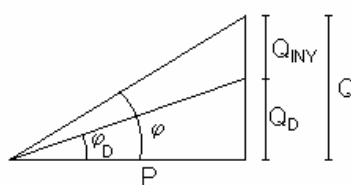


Figura 1

Definiciones:

P:	potencia activa total consumida por la subestación
Q:	potencia reactiva sin compensar
Q _D :	potencia reactiva deseada
cos(φ):	factor de potencia sin compensación
cos(φ _D):	factor de potencia deseado

Q_{INY} : potencia reactiva que debe inyectar el equipo de compensación

$$\tan(\varphi) = \frac{Q}{P} \quad (15)$$

$$\tan(\varphi_D) = \frac{Q_D}{P} \quad (16)$$

$$Q_D = Q - Q_{INY} \quad (17)$$

$\Rightarrow$ despejando de (15), (16) y (17) obtenemos la igualdad:

$$\frac{Q}{\tan(\varphi)} = \frac{Q - Q_{INY}}{\tan(\varphi_D)} \quad (18)$$

Despejando Q_{INY} de (18)

$$Q_{INY} = Q \left(\frac{\tan(\varphi) - \tan(\varphi_D)}{\tan(\varphi)} \right) \quad (19)$$

De acuerdo al resultado de la ecuación (19), y con las definiciones presentadas anteriormente, el valor nominal de los equipos de compensación de energía reactiva es el siguiente:

φ_D será el ángulo cuyo factor de potencia es FP

De la ecuación (20), y extendiéndola al caso de servicios de iluminación y computadoras resultan:

$$Q_M = P_M \tan(\varphi_M) \quad (20)$$

$$Q_I = P_I \tan(\varphi_I) \quad (21)$$

$$Q_{PC} = P_{PC} \tan(\varphi_{PC}) \quad (22)$$

Por lo tanto:

$$Q = Q_M + Q_I + Q_{PC} \quad (23)$$

Sustituyendo (23) en (18):

$$\tan(\varphi) = \frac{Q_M + Q_I + Q_{PC}}{P} \quad (24)$$

Sustituyendo los resultados de (12), (16), (21) y (22) obtenemos:

$$\tan(\varphi) = \frac{P_M \tan(\varphi_M) + P_I \tan(\varphi_I) + P_{PC} \tan(\varphi_{PC})}{f_U S_n FP} \quad (25)$$

La ecuación (25) puede ser simplificada sustituyendo P_M , P_I y P_{PC} por sus valores

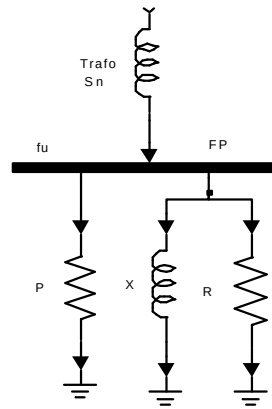
$$\Rightarrow \tan(\varphi) = f_M \tan(\varphi_M) + f_I \tan(\varphi_I) + f_{PC} \tan(\varphi_{PC}) \quad (26)$$

Aplicando el resultado de (26) en (30) hallamos la expresión de Q_{INY} .

$$Q_{INY} = f_U S_n FP (f_M \tan(\varphi_M) + f_I \tan(\varphi_I) + f_{PC} \tan(\varphi_{PC}) - \tan(\varphi_D)) \quad (27)$$

Modelado de las SSEE de la red

las subestaciones de la red se modelaron de forma no lineal respondiendo al siguiente esquema:



Como modelos globales, es decir adoptando el mismo modelo de comportamiento para todas las cargas de un sistema eléctrico, el criterio que optamos es el utilizado por UTE en estudios de planificación del sistema, el modelo es el que se explica a continuación:

- $P = 70\%$ potencia constante y 30% impedancia constante
- $Q = 100\%$ impedancia constante.

Es un modelado aproximado, pero suficientemente conservador en cuanto al desempeño del sistema. En este caso optamos por criterios más generales dado que carecemos de información tan certera como en el caso de nuestra planta.

Es importante destacar que supusimos para el modelado que todas las subestaciones tienen dispositivos de compensación propios.

Definiciones:

- U: tensión compuesta
- V: tensión fase-neutro
- S_n : potencia aparente nominal del transformador de la subestación (MVA)
- f_U : factor de utilización de la subestación
- S: potencia aparente de la carga de la subestación (MVA)
- P: potencia activa consumida por la subestación (MW)
- Q: potencia reactiva consumida por la subestación (MVar)

F.P.: factor de potencia de la carga
 ϕ : ángulo correspondiente al factor de potencia F.P.
 f_{pc} : factor que asigna el porcentaje de potencia activa consumida como carga constante
 f_R : factor que asigna el porcentaje de potencia activa consumido a través de una resistencia constante
 f_X : factor que asigna el porcentaje de potencia reactiva consumido a través de reactancia constante
 P_C : potencia activa consumida como carga constante
 R : resistencia asociada al consumo de la subestación
 X : reactancia correspondiente a la subestación
 X_{CCT} : impedancia de cortocircuito del transformador

1. Cálculo de la potencia activa consumida como flujo de potencia constante.

$$P = S_n f_U FP \quad (1)$$

$$P_C = f_{pc} P \quad (2)$$

$$P_C = f_{pc} f_U S_n FP \quad (3)$$

2. Cálculo de la resistencia que modela el consumo de potencia activa como resistencia constante.

$$P_R = f_R f_U S_n FP \quad (4)$$

Pero también se cumple para todo modelo equivalente monofásico en el que consideramos la impedancia como una resistencia y reactancia en paralelo las siguientes ecuaciones:

$$P = \frac{3V^2}{R} \quad (5)$$

$$U = \sqrt{3} V \quad (6)$$

Aplicando las ecuaciones (5) y (6) en nuestro caso obtenemos:

$$f_R f_U S_n FP = \frac{U^2}{R} \quad (7)$$

Despejando R de (7) hallamos su expresión en función de los parámetros que hemos definido.

$$R = \frac{U^2}{f_R f_U S_n FP} \quad (8)$$

3. Cálculo de la reactancia que modela el consumo de potencia reactiva.

$$Q = f_U S_n \sin(\phi) \quad (9)$$

Análogamente a (5) para la potencia activa, para la potencia reactiva se cumple:

$$Q = \frac{U^2}{X} \quad (10)$$

Igualando (9) en (10) hallamos el valor de X:

$$X = \frac{U^2}{f_U S_n \sin(\phi)} \quad (11)$$

Resultados del Flujo de carga en SIMULINK

El punto de funcionamiento óptimo para el equipo debe cumplir una serie importante de requisitos como ser:

- Asegurar niveles de tensión acordes a los requisitos estandarizados en las diferentes subestaciones que son abastecidas por el mismo
- Preponderar la generación de potencia activa, buscando a su vez disminuir la generación de reactiva, la cual puede empeorar el factor de potencia si se está interconectado con la red, siendo entonces pasible de sanción económica el autoproduccion
- No sobrecargar al equipo (tanto turbina como generador) respecto de su capacidad nominal

El mecanismo para encontrar el punto óptimo consiste en los siguientes pasos

- i. Elegir, según la situación real lo permita, el ángulo de desfase entre la corriente y tensión en bornes del generador, lo que equivale a decir, el factor de potencia de la carga que éste va a observar.
En el caso aislado, es posible aplicar un modelo Thèvenin de la carga, debiéndose incluir el transformador de máquina, que está aguas debajo de bornes del generador. En el caso interconectado con la red, la situación es más compleja, porque existe una fuente que modifica los flujos de potencia, con las repercusiones conocidas.
- ii. Una vez decidido el FP o $\cos(\phi)$, hallamos la tensión E que permite alcanzar los valores buscados.
- iii. Teniendo la tensión E, que será el parámetro que introduciremos en el programa, comenzamos un proceso iterativo, a partir de la fase originalmente calculada de E, hasta llegar a un punto de funcionamiento en el cual podamos satisfacer todos los requisitos anteriormente mencionados.
- iv. El proceso puede no tener éxito si el FP elegido no permite satisfacer **todas** las restricciones, por lo tanto, es de singular importancia el valor asignado al mismo, debiéndose en caso de no encontrarse solución para dicho valor, comenzar nuevamente el proceso con otro valor de FP. Es importante tener en cuenta que en la medida que el factor de potencia disminuye (carga más inductiva), el valor del módulo de E aumenta.

Datos relevados

1. Zonamérica aislada

Es importante manifestar que el archivo propone la red de Zonamérica en su horario de consumo máximo dentro de 3 años, a diferencia de los otros tres casos en los cuales la simulación se hace para una situación de 5 años. La razón de la diferencia en el tiempo se debe a que el tercer año será el último en el cual, dada la estimación de crecimiento proyectada, y el actual consumo en las diferentes subestaciones, el equipo estará en condiciones de satisfacer la demanda máxima funcionando en condiciones nominales.

Es también el único programa en el cual los parámetros del modelo están calculados para el nivel de 22 kV.

La Tabla 1 nos muestra los resultados obtenidos en la simulación.

	Generador	S.E. B	S.E. A	S.E. York	S.E.Mimo	S.E. C	S.E. F	S.E. G
V(p.u.)	1.019	0.9912	0.9971	1.002	1.000	0.9956	1.002	0.9966
P (W)	3.458×10^6	1.919×10^5	9.301×10^5	1.222×10^5	1.700×10^5	8.459×10^5	2.664×10^5	9.292×10^5
Q (Var)	1.015×10^6	3.897×10^4	1.884×10^5	2.467×10^4	3.444×10^4	1.715×10^5	5.394×10^4	1.882×10^5
F.P.	0.9595	0.9800	0.9801	0.9802	0.9801	0.9801	0.9801	0.9801

Tabla 1

Estos valores se obtienen para los siguientes valores de E, I y ϕ :

$$E = \frac{57.200}{\sqrt{3}} \text{ kV}$$

$$I = 92.81 \text{ A}$$

$$FP \cong 1$$

$$\phi \cong 0^\circ$$

Definimos:

GUT: grado de utilización de la turbina

$$GUT(\%) = 100 \frac{P_{GEN}}{P_{NT}} \quad (1)$$

$$GUT = 100 \frac{3.458 \times 10^6}{3.515 \times 10^6} = 98.37(\%)$$

Ahora calculemos el valor de la potencia aparente generada, comparándola con la nominal del generador.

$$S = \sqrt{P^2 + Q^2} \quad (2)$$

$$\Rightarrow S = \sqrt{(3.458 \times 10^6)^2 + (1.015 \times 10^6)^2} \Rightarrow S = 3.604 \text{ MVA}$$

La potencia nominal del generador es 4000 kVA, y la de la turbina 3515 kW, lo cual nos permite un margen de acción con respecto al flujo de energía reactiva en el equipo.

Definimos el grado de utilización del generador (GUG) como:

$$GUG(\%) = 100 \frac{S}{S_N} \quad (3)$$

siendo S_N la potencia aparente nominal del generador, y S la potencia aparente generada.

En este caso GUG vale:

$$GUG = 90.10\% \quad (4)$$

Evidentemente, al tener una potencia aparente nominal mayor a la de la turbina, el generador tendrá un margen de acción que le permitirá actuar por debajo de sus valores nominales.

Como se podrá apreciar, el punto de funcionamiento utilizado es el óptimo, o en caso de no serlo, es extremadamente próximo al mismo.

2. Zonamérica conectada a la red sin generador

En este caso Zonamérica presenta un consumo máximo, mientras que la red, dada la hora, no tendrá su pico, sino que seguiría adquiriendo energía eléctrica a un Agente Productor tendrá un consumo del entorno del 49% (este valor surge de estimaciones promediales, sabido es que los datos del consumo en función de la hora depende de cada subestación en particular, siendo este dato inaccesible, por lo tanto, se hizo una estimación promedial en el año cero, para luego calcular el valor de los parámetros en el año 5 en función de éste).

El modelo está calculado en 31.5kV, lo que introduce cierta distorsión respecto a lo que serían los valores exactos, para disminuir este efecto, las líneas que conectan las subestaciones de Zonamérica fueron multiplicadas por la relación de transformación, motivando ello, que las impedancias quedan equivalentes a un único nivel.

El equivalente Thévenin de la red nos indica que un ajuste en un 3.75%, en caso de no estar el generador, permite tener un nivel de tensión mayor a 0.98 p.u. (es decir, una tensión a la entrada con un error menor al 2%, valor aceptado de acuerdo a todos los requisitos técnicos y normativos conocidos hasta el momento), en la barra de entrada.

Es a partir de ello que de ahora en adelante para los archivos que evalúen el comportamiento del grupo con la red, o Zonamérica como carga pasiva conectada a la red consideraremos a Montevideo A elevada a un 3.75% respecto del valor nominal.

Los resultados obtenidos son los presentados en la Tabla 2:

	Entrada	S.E. B	S.E. A	S.E. York	S.E.Mimo	S.E. C	S.E. F	S.E. G
V(p.u.)	0.9818	0.9452	0.9508	0.9559	0.9541	0.9494	0.9553	0.9502
P (W)	3.704×10^6	1.903×10^5	9.730×10^5	1.612×10^5	1.948×10^5	8.685×10^5	3.429×10^5	9.719×10^5
Q (Var)	1.224×10^6	3.865×10^4	1.978×10^5	3.288×10^4	3.877×10^4	1.764×10^5	6.961×10^4	1.976×10^5
F.P.	0.9495	0.9800	0.9799	0.9798	0.9808	0.9800	0.9800	0.9799

Tabla 2

Como fuera dicho anteriormente el “tap” de Montevideo A está escalado en un 3.75%.

Se puede apreciar que el factor de potencia del conjunto es bastante inferior al de cada subestación por separado, esto está motivado por las reactancias del transformador a la entrada y las líneas interiores a la instalación.

Por el transformador de la entrada, si bien presenta una reactancia baja, circula toda la corriente que alimentará a la carga, motivo por el cual el consumo de energía reactiva inductiva se ve aumentado en gran medida.

A pesar de dicha disminución, el FP cumple los requisitos establecidos para un correcto funcionamiento.

3. Zonamérica conectada a la red en el momento del pico en la demanda

Nuevamente el nivel de tensión utilizado es 31.5kV con las restricciones que esto implica.

El escenario está definido en el año 5, y en función de ello se calcularon los valores de los parámetros.

El flujo de potencia es el indicado en la Fig. 2, la potencia nominal del generador, no le permite abastecer toda la demanda interna sin ser sobre exigido, por lo tanto se debe comprar energía a otro Agente Productor.

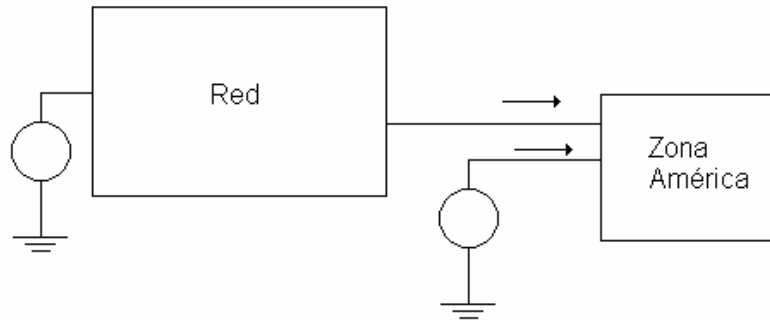


Figura 2

La Tabla 3 muestra los valores de las subestaciones de Zonamérica obtenidos por la simulación.

	Generador	S.E. B	S.E. A	S.E. York	S.E.Mimo	S.E. C	S.E. F	S.E. G
V(p.u.)	1.015	0.9848	0.9907	0.9960	0.9942	0.9892	0.9954	0.9901
P (W)	3.515×10^6	2.066×10^5	1.057×10^6	1.751×10^5	2.115×10^5	9.430×10^5	3.723×10^5	1.055×10^6
Q (Var)	1.064×10^5	4.194×10^4	2.147×10^5	3.568×10^4	4.206×10^4	1.914×10^5	7.553×10^4	2.144×10^5
F.P.	0.9571	0.9800	0.9800	0.9799	0.9808	0.9800	0.9800	0.9800

Tabla 3

El medidor a la entrada de Zonamérica registra los siguientes valores:

$$V(\text{p.u.}) = 1.002 \quad (5)$$

$$P = 507.8 \text{ kW} \quad (6)$$

$$Q = 120.5 \text{ kVar} \quad (7)$$

$$\text{FP} = 0.973 \quad (8)$$

Los valores hallados corresponden a los siguientes parámetros de E , ϕ , φ e I :

$$E = \frac{83.477}{\sqrt{3}} \text{ kV} \quad (9)$$

$$\phi = 51.59^\circ \quad (10)$$

$$\varphi = -3.14^\circ \quad (11)$$

$$I = 66.34 \text{ A} \quad (12)$$

Para amortiguar los efectos de caída en la tensión a través de las líneas, Montevideo A será aumentada por un factor mayor a uno.

El valor de dicho factor, surge como aquél, cuyo valor, en caso de no estar presente el generador, permite tener en la barra de entrada de Zonamérica, un nivel de tensión acorde con los estándares establecidos.

Si no introdujéramos este factor, la tensión en la barra tendría un valor de 0.946 p.u., levemente inferior a los mínimos establecidos por las entidades reguladoras. Es por ello que optamos por un aumento del 3.75% (ya fue explicado el motivo anteriormente), el cual, en caso de no estar la presencia del generador, asegura en la barra de entrada, una tensión de 0.9818 p.u..

Ahora debemos comenzar el proceso iterativo, pero teniendo en cuenta los siguientes factores:

- i. no sobrecargar al generador (la diferencia entre la potencia aparente del generador y la nominal de la turbina, nos otorga un margen que nos permite movernos con amplia libertad)
- ii. no tener un FP a la entrada inferior al mínimo establecido reglamentariamente (buscando no ser pasible de sanciones)
- iii. maximizar el rendimiento del equipo (generar 3.515 MW)
- iv. asegurar niveles de tensión acordes a las normas en todas las subestaciones
- v. minimizar la compra de energía activa

Como se podrá ver, algunas condiciones tienen ligaduras con otras, por ejemplo:

Si bien el FP de las subestaciones de Zonamérica es 0.98, es decir, la demanda de reactiva es baja, la presencia del transformador a la entrada y las líneas con un fuerte componente inductivo, bajan el FP real del conjunto, demandándose por tanto un mayor caudal de la misma, esto implica que en caso de desear maximizar la eficiencia del generador, buscando generar pura y exclusivamente potencia activa (lo cual se obtiene aumentando ϕ), para abastecer parte de la demanda, y absorber la activa faltante y la reactiva necesaria de la red, jugando con la diferencia de los factores de potencia que permitirían tener un factor cercano a 1 en la entrada, el margen de acción se ve reducido a una franja por demás estrecha.

A su vez, como deseamos comprar la mínima cantidad posible de energía activa de la red, estaremos buscando extraer potencia máxima del grupo turbina-generador, lo cual implica aumentar FP, o lo que es igual a reducir en módulo ϕ , pero ello trae aparejado un aumento en la potencia generada, pudiéndose excederse valores nominales. Es en éste punto, en el cual la diferencia entre la potencias nominales del generador (aparente) y la turbina (activa) nos otorgan un margen que permite movernos con mayor flexibilidad que en caso de tener igual valor ambos.

Como se podrá observar, el proceso iterativo es muy extenso, pero se encuentran puntos próximos, a partir de los cuales se afina el cálculo.

El generador estará siendo utilizado en el siguiente grado:

$$GUG = 100 \frac{3.672 \times 10^6}{4.000 \times 10^6} \quad (13)$$

$$GUG = 91.8\% \quad (14)$$

Como se podrá observar los resultados experimentales se aproximan de forma más que aceptable a los teóricos esperados.

A su vez, el generador está siendo utilizado de forma por demás buena, generando a valores nominales y con un FP o $\cos(\phi) = 0.9985$.

4. Zonamérica conectada en horario de punta

Ahora el consumo interno es menor al que el generador es capaz de producir, y a su vez, el costo de generación por unidad de energía es menor al que se paga en el nivel de 31.5 kV a esa hora.

Por dichas razones, el autoproducer pasaría a ejercer su rol de vendedor, volcando sus excedentes en la red.

Lo que se debe buscar ahora en el punto de funcionamiento es optimizar al máximo el rendimiento del generador, lo que implica, elegir ϕ lo más elevado posible, que me permita a la vez, generar la suficiente

reactiva para cubrir la demanda interna, y minimizar su paso hacia la red, dado que ésta energía no es paga.

Por lo expuesto anteriormente, debemos buscar simultáneamente, abastecer todas las necesidades de demanda interna, tanto para activa como para reactiva, no sobrecargar el equipo, y buscar volcar a la red toda la potencia activa que nos sea posible.

Nuevamente aplicaremos el proceso iterativo ya mencionado con antelación.

El resultado óptimo obtenido es el siguiente:

$$E = \frac{82.814}{\sqrt{3}} \text{ kV} \quad (15)$$

$$\phi = 54.85^\circ \quad (47)$$

$$\cos(\phi) = 0.9995 \quad (16)$$

$$\phi = -1.81^\circ \quad (17)$$

$$I = 65.72 \text{ A} \quad (18)$$

Regulación de Montevideo A: 3.75%, igual al caso anterior.

Con estos parámetros, los valores obtenidos en la simulación son los ilustrados por la Tabla 4:

	Generador	S.E. B	S.E. A	S.E. York	S.E.Mimo	S.E. C	S.E. F	S.E. G
V(p.u.)	1.022	1.002	1.004	1.006	1.005	1.004	1.006	1.004
P (W)	3.515×10^6	7.883×10^4	3.997×10^5	6.640×10^4	7.926×10^4	3.572×10^5	1.398×10^5	3.996×10^5
Q (Var)	1.033×10^5	1.597×10^4	8.119×10^4	1.342×10^4	1.662×10^4	7.263×10^4	2.841×10^4	7.845×10^4
F.P.	0.9595	0.9801	0.9800	0.9802	0.9797	0.9799	0.9800	0.9813

Tabla 4

El medidor en la entrada registra los siguientes valores:

$$V(\text{p.u.}) = 0.9981 \quad (19)$$

$$P = -1993.0 \text{ kW} \quad (20)$$

$$Q = -424.3 \text{ kVar} \quad (21)$$

$$FP = 0.9781 \quad (22)$$

Los signos negativos indican que el flujo de potencia está en sentido contrario al normal para el medidor (el medidor, supone a Zonamérica como consumidor, por lo tanto absorbe potencia de la red en vez de inyectarla). La Fig. 3 ilustra al lector sobre el flujo de potencia.

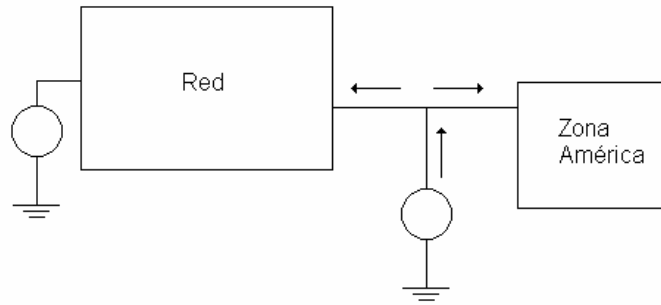


Figura 3

Para finalizar, al igual que en los tres anteriores escenarios, calcularemos el error relativo de los valores experimentales respecto de los teóricos.

Calculemos el GUG.

$$\text{GUG} = 100 \frac{3.663 \times 10^6}{4.000 \times 10^6} \quad (23)$$

$$\text{GUG} = 91.6\% \quad (24)$$

Observación sobre vertederos de potencia

Una fuente de introducción de error está dada al ingresar los datos a un vertedero de potencia.

Ingresamos la tensión nominal V_n , la frecuencia f y la potencia nominal P_n . A partir de éstos datos, Matlab calcula el valor de la impedancia que para el nivel de tensión V_n , consume una potencia P_n , es decir:

$$P = \frac{3V^2}{R} \quad \Rightarrow \quad R = \frac{V^2}{3P}$$

El ejemplo está hecho para vertederos de potencia activa porque son los únicos que existen en el modelo. En el caso de la potencia reactiva, la frecuencia también juega un papel importante al calcularse la inductancia equivalente.

De lo explicado anteriormente, surge que el valor que tendremos será el de la resistencia R , pero en realidad, por las razones enumeradas líneas atrás, el nivel de tensión en el punto de conexión de la carga no es V_n , sino V'_n , siendo entonces el consumo de potencia en el punto para el sumidero de potencia P'_n , tal que:

$$P'_n = \frac{3V_n'^2}{R} \quad (25)$$

Como podrá apreciar fácilmente el lector, como $V'_n < V_n$ por los fundamentos expuestos, se cumple $P'_n < P_n$. El efecto de la distorsión en el consumo de potencia activa, resulta en un apartamiento de los valores obtenidos a través de la simulación, referidos a los valores teóricos.

Conclusiones

La conclusión que se puede extraer de la simulación de Flujo de Carga, es que los modelos teóricos para las cargas, y su implementación en Simulink, han sido extraordinariamente exitosos, encontrándose puntos de funcionamiento óptimos para cada una de las eventuales situaciones a las que se puede encontrar el equipo.

Respecto del software

En primer lugar, pese a que el programa no es el más apto para desarrollar éste tipo de estudios, los resultados de la simulación son los esperados teóricamente.

Otro punto a tener en cuenta, es que con la salvedad de despreciar el fenómeno de los taps en los transformadores, modelándolos simplemente como impedancias, los tiempos de ejecución de los programas son buenos, como también lo es la convergencia. La inclusión del efecto taps, si bien nos otorgaría hipotéticamente un modelo más exacto, impide una ejecución correcta de los programas, lo cual hace estéril todos los beneficios que se pudieran obtener en una primera instancia.

El continuo proceso de prueba y depuración nos ha moldeado a un producto ágil en cuánto a la obtención de resultados, excelso a la hora de análisis cualitativos, que en eventuales casos de estudios más detallados, puede ser mejorado fácilmente.

Para finalizar respecto de este tema, vale decir, para no generar confusiones, que el valor del ángulo ϕ no tiene necesariamente que ser el hallado, aparte de existir valores en un entorno del propuesto que cumplen con creces las metas impuestas, en el caso de la red real, la presencia de transformadores Dy determina desfasajes en las tensiones de entrada y salida del transformador. Por ello, en realidad ϕ será de la forma:

$$\phi = \phi^* + n30 \quad (26)$$

Siendo ϕ^* el valor presentado en el documento para cada uno de los diferentes escenarios. El valor de n depende pura y exclusivamente de la topología de la red. En el caso del equipo funcionando en forma aislada, el valor de ϕ no interesa, es por ello que hicimos:

$$\phi = 0 \quad (27)$$

Referencias:[7],[9],[10],[11],[19],[20],[175],[180]

Análisis de defectos en un Sistema Eléctrico de Potencia

Una parte esencial del proyecto de una red de suministro de potencia es el cálculo de las corrientes que fluyen en los componentes cuando se producen faltas de diversos tipos. En una investigación de faltas, se consideran faltas en diversos puntos de la red y se obtienen corrientes resultantes calculando directamente o mediante la simulación.

El valor de las corrientes de falta dan el valor de ajuste de las protecciones y los valores nominales de los interruptores.

Hay varios tipos de falta, entre ellos el más común es de fase - tierra. Con frecuencia el trayecto hacia tierra contiene resistencias en forma de arco. Aunque la falta a tierra es la más común, muchas veces se realizan cálculos con un cortocircuito equilibrado trifásico. Ésta es la falta más grave y también la más fácil de calcular.

El cálculo de las corrientes de falta puede dividirse en los dos tipos principales siguientes:

- a) Faltas por cortocircuito trifásico cuando la red está equilibrada eléctricamente. Para estos cálculos pueden utilizarse equivalentes monofásicos como en el caso de los flujos de carga.
- b) Faltas distintas de los cortocircuitos trifásicos cuando la red está eléctricamente desequilibrada. Para hacer los cálculos se usa el método de los componentes simétricos.

Los objetivos principales del análisis de faltas pueden enumerarse del modo siguiente:

1. Determinar la potencia de cortocircuito en distintos puntos de la Red
2. Determinar las corrientes máxima y mínima del cortocircuito trifásico
3. Determinar la corriente de falta asimétrica
4. Investigación del modo de funcionamiento de los relés de protección
5. Determinación de la capacidad de ruptura nominal de los interruptores
6. Determinar la distribución de las corrientes de falta y los niveles de tensión en las barras de distribución durante las faltas.

Potencia de Cortocircuito en la Red

Una vez construida la representación de la red completa, considerando a Zonamérica interconectada con UTE y el generador, es posible calcular y luego medir en simulación la potencia de cortocircuito de los distintos puntos notables de esta red. El objetivo de estas medidas es poder compararlas con las que son producidas al tener o no el generador interconectado, pudiendo dar una respuesta concreta si esta nueva planta afecta o no a las instalaciones vigentes y en qué medida.

En primera instancia es razonable suponer que éste no afectará apreciablemente el ajuste de las protecciones en subestaciones de la red de 31.5 kV de UTE, puesto que el pequeño generador interconectado sólo aportaría un décimo de la potencia de cortocircuito disponible en barras de 22 kV de Zonamérica. Cuando en operación aislada ofrece una mejor situación puesto que la potencia de falta se limita solamente a lo que puede entregar la máquina, implicando menores solicitaciones a los disyuntores y protecciones del equipamiento de potencia eléctrica dentro de Zonamérica.

1. Definiciones

Recordamos que la potencia de cortocircuito trifásico de un punto se calcula como:

$$S_{cc3F} = \sqrt{3} \cdot U_n \cdot I_{cc3F},$$

o con una expresión más práctica:

$$S_{cc3F} = \frac{U_n^2}{Z_{Thèvenin}}$$

donde,

- S_{cc3F} es la potencia de cortocircuito trifásica en VA
- U_n es la tensión nominal antes del cortocircuito en V
- I_{cc3F} es la corriente de cortocircuito trifásica en A.
- $Z_{Thèvenin}$ es la impedancia vista a la fuente desde el punto de observación en Ω .

También es posible medir la potencia de cortocircuito monofásico a tierra, siendo éste estadísticamente el más común en la redes de distribución, pero de menor violencia que el trifásico. Su expresión es la misma salvo que la corriente es la que sucede en un cortocircuito monofásico a tierra.

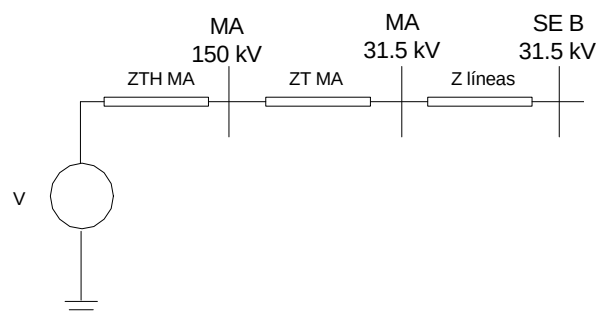
Con los datos de la red de distribución se calculan las siguientes impedancias de secuencia directa a nivel de 31.5 kV:

$$\begin{aligned} Z_{Thèvenin\ MA} &= 0.05823 - j\ 0.2725\ \Omega \\ Z_{trafo\ MA} &= 0.07442 + j\ 2.200\ \Omega \\ Z_{línea\ MA-11} &= 2.357 + j\ 3.732\ \Omega \\ Z_{línea\ 11-78} &= 0.2840 + j\ 0.3760\ \Omega \\ Z_{línea\ 78-B} &= 0.1315 + j\ 0.02192\ \Omega \\ Z_{trafo\ ZA} &= 3.010 + j\ 20.14\ \Omega \\ Z_{trafo\ generador} &= 1.984 + j\ 14.88\ \Omega \\ Z_{línea\ B-Generador} &= 0.05740 + j\ 0.01428\ \Omega \end{aligned}$$

Es posible de aquí calcular un equivalente de Thèvenin de la red de secuencia directa de UTE vista desde las barras de 31.5 kV de la Subestación B:

$$Z_{TH\ UTE\ 1} = 2.905 + j\ 6.058\ \Omega$$

En “Equivalente de Thèvenin de las redes de UTE y Zonamérica” se obtuvo un valor más correcto puesto que se consideró la red completa en la medición de la impedancia.



Red de Media Tensión simplificada

2. Sistema eléctrico actual

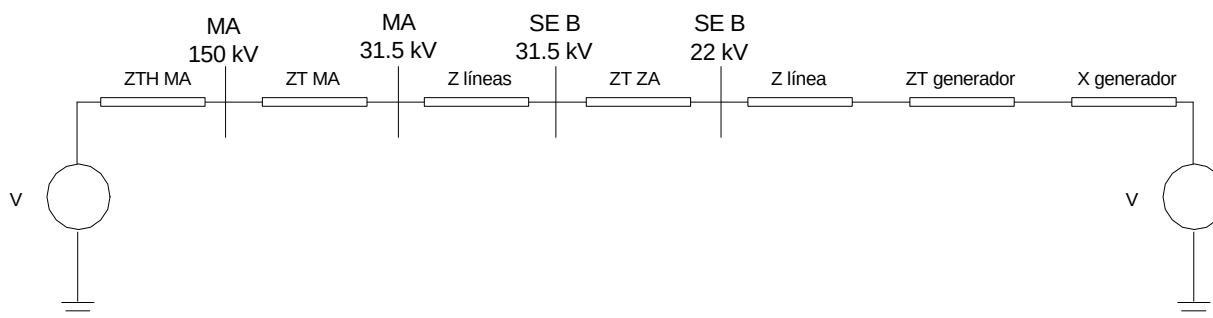
Se efectuaron los cálculos de la potencia de cortocircuito sin estar interconectado el generador para los puntos de interés siguientes:

Punto	Tensión [kV]	$P_{cc\ 3F}$ [MVA]
Estación "MA"	150	3560
Estación "MA"	31.5	513
Subestación B	31.5	148
Subestación B	22	36.9

Tabla 1

3. Sistema eléctrico futuro

Ahora calcularemos los valores de potencia de cortocircuito cuando tenemos al generador interconectado, suponiendo una red de UTE simplificada como muestra la figura.



Red interconectada simplificada

Puesto que nos interesa estudiar al sistema en el peor caso de cortocircuito será necesario utilizar la corriente de pico de cortocircuito trifásico de la máquina, dada por el fabricante. Se utilizará también la corriente sostenida de cortocircuito trifásico para comparar.

Corriente de pico de cortocircuito trifásico: $I_s = 4.05\text{ kA}$

Corriente sostenida de cortocircuito trifásico: $I_k = 1.05\text{ kA}$

A partir de estos datos mencionados se obtienen las siguientes impedancias de secuencia directa, a nivel de 31.5 kV:

$$Z_{\text{generador pico}} = j\,21.57\,\Omega$$

$$Z_{\text{generador sostenida}} = j\,82.69\,\Omega$$

Las siguientes expresiones para el cálculo de la potencia de cortocircuito son válidas para el sistema interconectado:

$$S_{cc\ SE\ B\ a\ 31.5\text{ kV}} = \frac{U_n^2}{(Z_{\text{ThèveninMA}} + Z_{\text{trafoMA}} + \sum Z_{\text{líneas}}) \parallel (Z_{\text{generador}} + Z_{\text{trafo generador}} + Z_{\text{línea SEB-SE generador}} + Z_{\text{trafo SEB}})}$$

$$S_{cc\ SE\ B\ a\ 22\ kV} = \frac{U_n^2}{(Z_{ThèveninMA} + Z_{trafoMA} + \sum Z_{líneas} + Z_{trafoSEB}) \parallel (Z_{generador} + Z_{trafo\ generador} + Z_{línea\ SEB-SE\ generador})}$$

La variación de la potencia de cortocircuito se calcula con referencia al valor del sistema original (sin interconexión).

Punto	Tensión [kV]	P _{cc 3F} [MVA]	DP _{cc} [%]
Subestación B	31.5	164 (pico)	+11
Subestación B	31.5	155 (sostenido)	+4.7
Subestación B	22	63.9 (pico)	+73
Subestación B	22	46.9 (sostenido)	+27

Tabla 2

Las siguientes expresiones para el cálculo de la potencia de cortocircuito son válidas para el sistema aislado:

$$S_{cc\ SE\ B\ a\ 22\ kV} = \frac{U_n^2}{Z_{generador} + Z_{trafo\ generador} + Z_{línea\ SEB-SE\ generador}}$$

La variación de la potencia de cortocircuito se calcula con referencia al valor del sistema original (sin interconexión) del lado de 22 kV.

Punto	Tensión [kV]	P _{cc 3F} [MVA]	DP _{cc} [%]
Subestación B	22	27.2 (pico)	-26
Subestación B	22	10.2 (sostenido)	-72

Tabla 3

4. Conclusiones

Como se puede apreciar en la tabla 2, cuando el generador está interconectado al sistema, la variación de la potencia de cortocircuito con respecto al sistema sin generador, aportada del lado de 31.5 kV es mínima (4.7 %), indicando la innecesidad de reforzar las líneas y/o disyuntores de lado de UTE y del lado de la Subestación B en 31.5 kV. No es así del lado de 22 kV, en donde dicha variación de P_{cc} es apreciable (27 %) y a primera vista sería necesario hacer un estudio pormenorizado de las corrientes de cortocircuito para los distintos elementos de distribución de energía dentro de Zonamérica.

Cuando el generador está aislado con Zonamérica, la tabla 3 indica que un cortocircuito no será nocivo para las protecciones.

5. Simulaciones

5.1. Sistema eléctrico actual

Utilizando las representaciones de la red de Media Tensión tanto de UTE como de Zonamérica, se procedió a hacer las mediciones simuladas de potencia de cortocircuito para corroborar los valores

desplegados en las tablas anteriores. La tabla 4 despliega los valores de P_{cc} para el sistema eléctrico actual sin generador:

Punto	Tensión [kV]	$P_{cc\ 3F}$ [MVA]
Estación “MA”	150	3560
Estación “MA”	31.5	513
Subestación B	31.5	108
Subestación B	22	35

Tabla 4

Como se verá respecto a la tabla 1 que los valores de la tabla 4 coinciden bastante bien salvo el de SE B en 31.5 kV el cual es esperable que fuera menor pues la simulación utiliza una representación más completa de la red para hacer la medida de la potencia de cortocircuito.

Los archivos de Simulink .mdl utilizados fueron los siguientes:

<i>cc_sg_MA_150</i>	Medida de P_{cc} en MA en barras de 150 kV
<i>cc_sg_MA_31</i>	Medida de P_{cc} en MA en barras de 31.5 kV
<i>cc_sg_SEB_31_equiv</i>	Medida de P_{cc} en SE B en barras de 31.5 kV con equivalente de Thèvenin
<i>cc_sg_SEB_22_equiv</i>	Medida de P_{cc} en SE B en barras de 22 kV con equivalente de Thèvenin

5.2. Sistema eléctrico futuro

5.2.1. Generador interconectado

Utilizando representaciones de la red de Media Tensión de UTE y Zonamérica, se procedió a hacer las mediciones simuladas de potencia de cortocircuito para corroborar los valores desplegados en las tablas anteriores. La tabla 5 despliega los valores de P_{cc} para el sistema eléctrico futuro con *generador interconectado*:

Punto	Tensión [kV]	$P_{cc\ 3F}$ [MVA]
Subestación B	31.5	169 (pico)
Subestación B	31.5	109 (sostenido)
Subestación B	22	76 (pico)
Subestación B	22	38 (sostenido)
Subestación Generador	6.6	65 (pico)
Subestación Generador	6.6	24 (sostenido)

Tabla 5

Como se verá respecto a la tabla 2 que los valores de la tabla 5 están en el orden pero generalmente superiores a lo calculado, probablemente porque en el cálculo teórico se omitió el aporte de corriente continua.

Se agregaron los valores de la P_{cc} en bornes del generador a modo ilustrativo.

Adicionalmente se midió la P_{cc} monofásica en SE B barras de 31.5 kV, de valor cercano a los 14 MVA. Es claro que este valor debería ser un tanto mayor puesto que la potencia de cortocircuito monofásica de UTE es 30 % mayor que la monofásica en barras de 150 kV.

Los archivos de Simulink .mdl utilizados fueron los siguientes:

<i>cc3ft_icon_SEB31_dqsat</i>	CC 3FT en SE B en barras de 31.5 kV
<i>cc1ft_icon_SEB31_dqsat</i>	CC 1FT en SE B en barras de 31.5 kV
<i>cc3ft_icon_SEB22_dqsat</i>	CC 3FT en SE B en barras de 22 kV
<i>cc3ft_icon_SEB6_dqsat</i>	CC 3FT en SE B en barras de 6.6 kV

5.2.2. Generador aislado

La tabla 6 despliega los valores de P_{cc} para el sistema eléctrico futuro con *generador aislado* de UTE:

Punto	Tensión [kV]	$P_{cc\ 3F}$ [MVA]
Subestación Generador	22	45 (pico)
Subestación Generador	6.6	21 (pico)

Tabla 6

Como se verá respecto a la tabla 3 que los valores de la tabla 6 están en el orden pero superiores a lo calculado.

Los archivos de Simulink .mdl utilizados fueron los siguientes:

<i>cc_ais_be_din_3ft</i>	CC 3FT en bornes del generador en 6.6 kV
<i>cc3ft_ais_22_be_din</i>	CC en 3FT lado 22 kV del transformador de máquina

5.3. Conclusiones derivadas de la simulaciones

Las simulaciones son verificadas por los cálculos teóricos efectuados. Los valores numéricos son más cercanos a la realidad puesto que involucran un detalle mayor en las redes que representan.

Como era de esperarse, el generador interconectado con la red de UTE y Zonamérica llaman a la necesidad de hacer un estudio de las posibles corrientes de cortocircuito para así reajustar las protecciones actuales. Debido a que la topología de interconexión cambia dramáticamente cuando el generador trabaja aislado o no, es necesario que las protecciones sean comandadas por un programa digital que contemple los distintos casos.

Se hace hincapié en que una vez que se han hecho los trabajos de modelado de la red, la obtención de datos a partir de distintos ensayos es bastante fácil, a parte de que los ensayos se hacen sobre un sistema que no es real y tolerante a los extremos de ciertas pruebas. Con la simulación se ha sustituido un posiblemente costoso banco de pruebas, además de su economía en tiempo invertido en implementación hasta la obtención de resultados de los ensayos.

Cortocircuitos equilibrados trifásicos

Los cortocircuitos trifásicos cuentan con la virtud de ser una anomalía equilibrada, ya que la carga es razonable suponer que es balanceada. Por este motivo es posible modelar la red en presencia de este defecto mediante un equivalente en estrella, simplificando de esta forma los cálculos. Además este tipo de cortocircuito suele ser el de corriente de mayor magnitud.

Para poder determinar los valores de las corrientes de cortocircuito trifásico lo esencial es modelar adecuadamente cada componente de la red mediante un circuito equivalente. Posteriormente se calcula en el punto de interés la corriente de defecto.

Con el valor de la corriente de cortocircuito calculada se determina el poder de corte de los disyuntores en los puntos de interés.

Desarrollaremos dos métodos sistemáticos y sencillos que permitirán calcular la corriente de cortocircuito trifásico en el punto de defecto o en cualquier ramal de la red.

Modelado de los componentes de un S.E.P. en presencia de un Cortocircuito Trifásico.

Los principales componentes de un sistema de potencia son: la red (UTE), los generadores y motores, transformadores, líneas, cables y cargas.

Para realizar el cálculo de la corriente de cortocircuito trifásico, se debe determinar el modelo adecuado de cada uno de estos componentes ante la presencia del defecto. Estos componentes se pueden clasificar en dos categorías: los que aportan al cortocircuito que se denominan elementos activos y los que no aportan que se les denomina elementos pasivos.

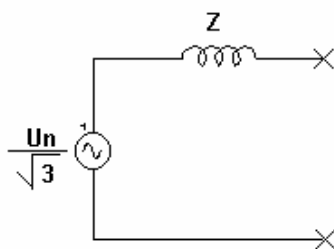
Los componentes activos de la instalación (generadores y motores) se modelan como una fuente ideal de tensión en serie con una impedancia. Por lo general se puede despreciar la componente resistiva de dicha impedancia, considerándose una reactancia pura.

Los componentes pasivos de la instalación (líneas, cables y cargas) serán modelados como impedancias.

Red UTE

Por lo general es usual que la Empresa Distribuidora (UTE) nos indique la Potencia de cortocircuito simétrica inicial en el punto de conexión.

Con este dato y el valor de la tensión nominal de línea de la red, es posible cualquier red compleja modelarla mediante una fuente en serie con una impedancia.



Modelo equivalente de la Red (UTE).

Por lo general se desprecia la componente resistiva de la impedancia de cortocircuito.

Transformadores

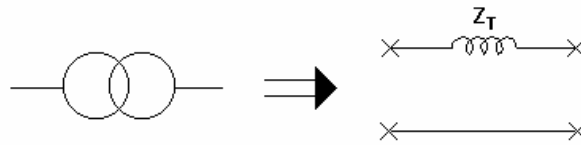
Los transformadores son componentes pasivos. Se modelan como una impedancia, denominada impedancia de cortocircuito. El valor de esta impedancia de cortocircuito se determina a partir de la tensión de cortocircuito obtenida en el ensayo de cortocircuito a corriente nominal.

$$Z_T = \frac{u_{KT}(\%)}{100} \frac{Un^2}{Sn}$$

donde:

- S_n : Potencia nominal aparente del transformador
- U_n : Tensión nominal eficaz de línea
- $u_{KT}(\%)$: Tensión de cortocircuito en %

Por lo general Z_T se considera una inductancia pura.



Modelo equivalente del Transformador

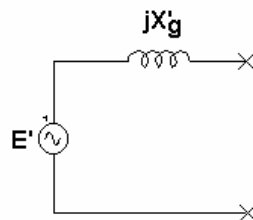
Líneas y cables

Las líneas que intervienen en nuestro análisis son 'cortas', motivo por el cual se desprecian las capacidades y se considera modelada la línea como una impedancia serie $R+jX$. Debido a las características de los materiales que la constituyen suele despreciarse el valor de R frente a X . Aunque el valor de esta impedancia varía con la temperatura, este efecto suele despreciarse.

Generador Síncrono

Existen diversos modelos de generadores sincrónicos, en este caso se utilizará un modelo de Behn-Eschemburg, que consiste en una fuente y una impedancia, generalmente se desprecia la componente resistiva de dicha impedancia.

Esta impedancia se determina a partir de la reactancia transitoria directa (X'_g).



Modelo de Behn-Eschemburg del Generador

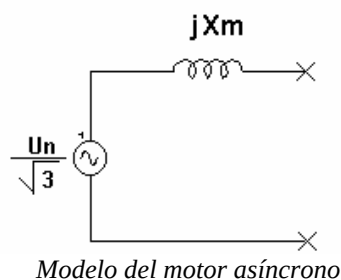
Observación: En nuestro caso los valores de la reactancia subtransitoria serán tomados de una hoja de datos de un generador síncrono de 4 MVA y 6.6 kV de AWK que se adjuntará.

Motores Asíncronos

Existen diversos criterios que establecen las circunstancias en que pueden despreciarse la contribución de los motores al cortocircuito. En nuestra simulación de cortocircuitos trifásicos no serán considerados dichos aportes y se modelará el motor como una carga pasiva.

En el caso en que se considere el aporte se suele modelar como una fuente de tensión nominal en serie con una impedancia, de forma tal que la corriente que el motor aporta al cortocircuito es aproximadamente igual a la corriente de arranque del motor (5 veces la corriente nominal).

Debido a que generalmente en las instalaciones se cuenta con varios motores funcionando al mismo tiempo, se suele modelar al conjunto como un único motor equivalente.



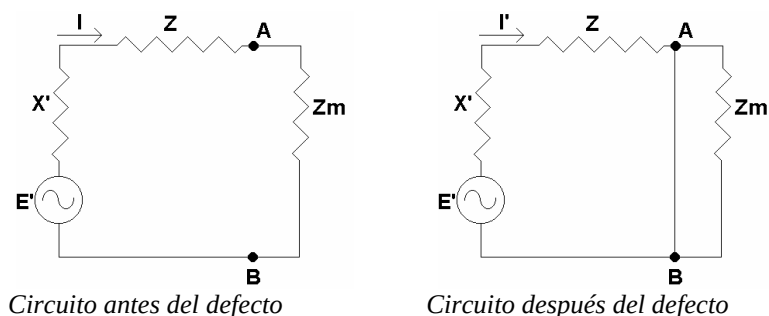
Siendo $X_m = j0.2 \frac{U_n^2}{S_n}$

Métodos de cálculo de la corriente de cortocircuito trifásico

Método I – Fuente de tensión detrás de la impedancia transitoria

Este método consiste en modelar el generador antes del defecto por su impedancia transitoria (X') y una fuente de tensión E' detrás de ella, que se determina su valor mediante flujo de carga. Se asume que en el momento en que se produce el cortocircuito E' y X' permanecen constantes, procediéndose a realizar los cálculos de la corriente.

Luego mediante el circuito después del defecto se determina la corriente en cualquier punto de la red.



Siendo en este caso: $I_{cc} = I'$

Método II – Mediante el uso de componentes simétricas

Este método a diferencia del anterior, también es válido para el estudio de cortocircuitos desequilibrados.

La corriente de cortocircuito en un ramal cualquiera queda determinada por la suma de la corriente antes del defecto y la corriente obtenida mediante las redes de secuencia después del defecto.

Ver Apéndice Anexos “Teoría de Cálculo de Cortocircuitos”

Dimensionado de los disyuntores de Zonamérica

Para dimensionar los disyuntores de protección de las líneas, transformadores y equipamiento en general en un SEP se debe conocer la corriente nominal en el punto de interés y además la corriente de cortocircuito máxima, que es quién determina el poder de corte del disyuntor.

Por lo general se calculan las corrientes de cortocircuito trifásicas, por ser un defecto simétrico, permitiendo de esta forma, estudiar el sistema por su equivalente monofásico en estrella. Además de esta gran virtud, generalmente los cortocircuitos trifásicos son los que presentan un mayor módulo en la corriente de defecto.

Los cálculos de la corriente nominal y la corriente de cortocircuito serán realizados con el estimativo de carga en el año cinco, y se estudiarán los distintos posibles escenarios de funcionamiento, para determinar el más perjudicial.

Diferentes escenarios para los cortocircuitos trifásicos

La curva de carga de Zonamérica es sensiblemente distinta a la del resto de la red, ya que en el horario denominado por UTE de ‘Punta’, Zonamérica presenta un consumo reducido, y su consumo máximo coincide con el denominado por UTE horario de ‘Llano’.

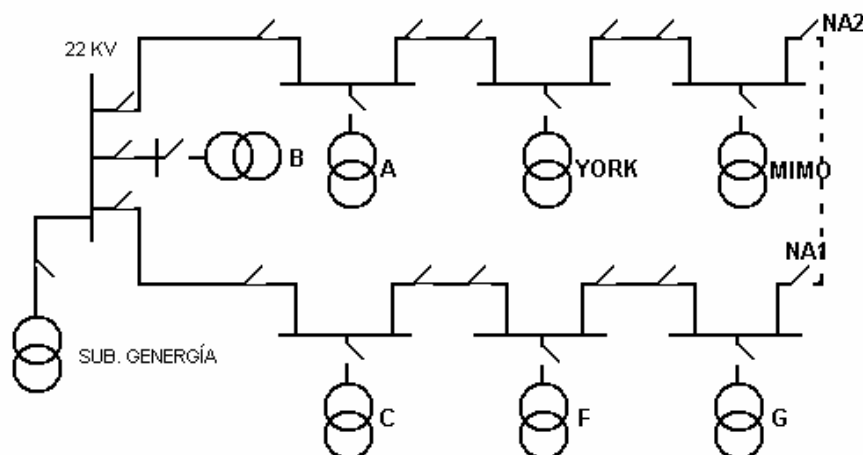
Dado que nuestro estudio está basado en el comportamiento de Zonamérica y en el dimensionado de los disyuntores internos, se optó por limitar los escenarios considerando sólo el correspondiente al horario de mayor demanda de Zonamérica. En el resto de la red se considera un consumo menor, cuyo dato surge de un estimativo estadístico del consumo de la red en el horario de Llano.

Resumiendo nuestros escenarios serán todos referidos al horario de mayor demanda de Zonamérica en el año 5 y serán por su topología tres:

- Zonamérica aislada de la red
- Zonamérica conectada a la red sin generador
- Zonamérica conectada a la red con generador

Anillo de Zonamérica en el futuro

En un futuro el anillo de Zonamérica funcionará íntegro en 22 kV y estará normalmente abierto en el tramo entre G y MIMO. La siguiente figura presenta un esquema del funcionamiento normal del anillo:



Modelado de la carga de cada subestación del anillo

El modelado de la carga de cada subestación en el año cinco en el horario de mayor demanda de Zonamérica fue estudiado anteriormente para realizar los flujos de carga (Se adjunta en los apéndices la planilla ‘Base de Datos’ que contiene los valores de las cargas de las distintas subestaciones del anillo).

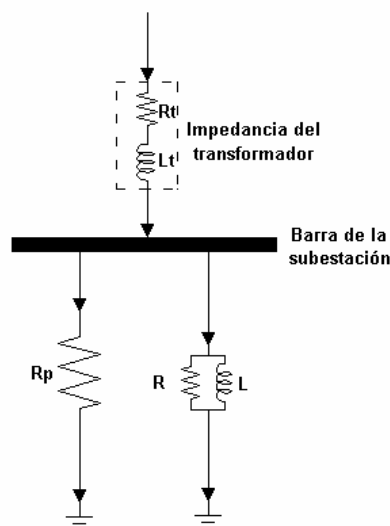
Para adecuarlo al análisis de los cortocircuito trifásico, se asume que las cargas pasivas no varían ante este defecto, y se despreciará el aporte de los motores al cortocircuito.

Modelado de las líneas

Las líneas se modelarán como un circuito R-L cuya impedancia permanecerá constante independientemente de la temperatura.

Modelado de la carga de cada subestación de la red en el horario de Llano

En este caso a la demanda máxima de cada subestación se le adjudicó un factor de utilización menor. El modelo para los cálculos de cortocircuito trifásico será el mismo que el utilizado en el flujo de carga.



Siendo:

R_p – Resistencia equivalente al consumo de potencia constante
 R – Resistencia constante
 L – Componente inductivo de la carga constante
 R_t en serie con L_t – Impedancia del transformador de la subestación

Cálculo de la corriente nominal de los disyuntores en 22 kV

Para determinar el valor de la corriente nominal de cada uno de los disyuntores del anillo, se asumirá que los transformadores de cada subestación del anillo están trabajando en condiciones nominales. Luego la corriente de cada disyuntor queda determinada por la suma de las corrientes de cada una de las subestaciones que se encuentran ubicadas aguas abajo.

Subestación	Potencia del trafo (kVA)	$I_L(A)$
B	200	5.24
A	1600	42
YORK	630	16.5
MIMO	500	13
C	1250	33
F	1250	33
G	1600	42

Corriente nominal en cada subestación

Tramo	$I_{sim} \text{ (A)}$
Barra-B	5.24
Barra - A	71.5
A - YORK	29.5
YORK -MIMO	13
Barra - C	108
C - F	75
F - G	42

Corriente nominal en cada tramo del anillo

Medida de las corrientes de cortocircuito trifásicas en los distintos escenarios en 22 kV.

Zonamérica con generador aislada de la red

Este escenario se presenta cuando por algún motivo la red de UTE sale de servicio, siendo esta situación poco frecuente. En el año 5 en particular en el horario de mayor demanda nuestro generador para poder abastecer el consumo de Zonamérica debe trabajar sobrecargado.

A continuación se presenta una tabla con los valores relevados de la corriente de cortocircuito a través del correspondiente disyuntor:

Punto de Cortocircuito	V (kV)	Icc(A)
Salida del bloque	22	315
Barras B	22	314.5
Subestación A	22	314
Subestación YORK	22	313.5
Subestación MIMO	22	311.5
Subestación C	22	314
Subestación F	22	313
Subestación G	22	312.5

Corriente de cortocircuito en cada punto del anillo

Zonamérica conectada a la red sin generador

Este escenario corresponde al caso en que nuestro generador sale de servicio, quedando alimentado solo con la red de UTE.

Como en el caso anterior se realizaron dos simulaciones en cada punto de interés, presentándose la siguiente tabla con las corrientes de Thèvenin relevadas:

Punto de Cortocircuito	V (kV)	Icc(A)
Barras B	22	939
Subestación A	22	937
Subestación YORK	22	935
Subestación MIMO	22	928
Subestación C	22	939
Subestación F	22	934
Subestación G	22	930

Corriente de cortocircuito en cada punto del anillo

Zonamérica con generador conectada a la red

Un punto importante a tener en cuenta a la hora de realizar el análisis de este escenario es la sincronización en el punto de interconexión de Zonamérica y la red de UTE.

El estudio y cálculo detallado del ángulo de sincronismo de los dos generadores fue realizado en el capítulo de Flujo de Carga, y será el que tomaremos en nuestro estudio.

La siguiente tabla presenta los datos relevados en la simulación:

Punto de Cortocircuito	V (kV)	I_{cc}(A)
Barras B	22	1187
Subestación A	22	1165
Subestación YORK	22	1160
Subestación MIMO	22	1141
Subestación C	22	1180
Subestación F	22	1166
Subestación G	22	1160

Corriente de cortocircuito en cada punto del anillo

Conclusiones

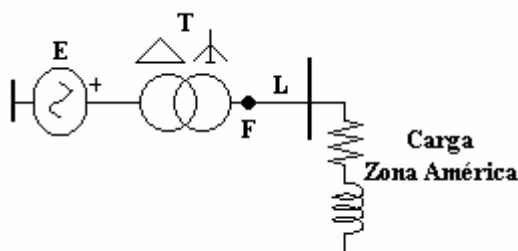
- La corriente de cortocircuito máxima se da en el caso en que Zonamérica se encuentra conectada a la red y además con el generador en funcionamiento, esto es debido a que en este caso hay dos fuentes que aportan al cortocircuito.
- El poder de corte de los disyuntores que trabajan en 22 kV que existen en el mercado es sensiblemente más grande que el valor de la corriente de cortocircuito máxima de Zonamérica. Por ende los disyuntores estarán sobredimensionados.

Cálculo teórico de las corrientes de cortocircuito

Se realizarán a continuación los cálculos teóricos de las corrientes de cortocircuito en la subestación B mediante el método de Thévenin. Posteriormente se compararan estos valores con los relevados en la simulación.

Zonamérica aislada de la red

A continuación se presenta un esquema de la red a resolver, trabajándose en 22 kV. El defecto se presenta a la salida del transformador de máquina



Datos del Generador:

$$E' = \frac{22000}{\sqrt{3}} * 1.17$$

$$X'_g = 0.33 \text{ pu} = 39.9 \Omega \text{ (en 22 kV)}$$

Datos del Transformador:

$$X_T = 6.1\% = 7.38$$

$$(Z_d = Z_i = Z_o)$$

Datos de la carga en 22 kV:

$$Z_c = 113 + j23$$

$$(Z_d = Z_i \text{ y } Z_o = \infty)$$

Se despreciará la impedancia de la línea, por ser mucho más pequeña que la de Zonamérica.

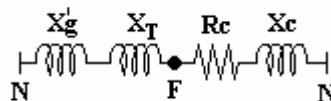
Se calculará a continuación la tensión antes del defecto en el punto F considerando la impedancia del generador como 0.33 pu y la tensión del generador la obtenida mediante el flujo de carga.

$$E_d = \frac{22000}{\sqrt{3}} = 12701$$

Se considera E_d como origen de fase.

$$I_{ad} = \frac{E_d}{Z_c} = 110 \angle -11.3^\circ$$

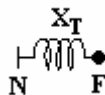
Red de secuencia directa e inversa



$$Z_d = Z_i = (jX'_g + jX_T) \parallel (R_c + jX_c)$$

$$Z_d = 14.3 + j38.4 = 41 \angle 70^\circ$$

Red de secuencia cero



$$Z_o = X_T = j7.38$$

Cálculo del cortocircuito 3FT

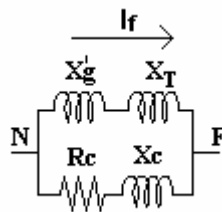
$$\left. \begin{array}{l} I_d = \frac{E_d}{Z_d} \\ I_i = I_h = 0 \end{array} \right\} I = \frac{E_d}{Z_d} = 310 \angle -70^\circ$$

Cálculo del cortocircuito 1FT

$$I_d = I_i = I_h = \frac{E_d}{Z_d + Z_i + Z_o} \left\} I_d = 143 \angle -71^\circ$$

Se determinará la corriente de cortocircuito que circula a través del disyuntor, mediante factores de distribución:

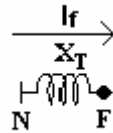
Red de secuencia directa e inversa



$$f_d \cdot (jX'_g + jX_T) = (jX'_g + jX_T) \parallel (R_c + jX_c)$$

$$f_d = 0.8122 - j 0.3025$$

Red de secuencia inversa



$$f_o = 1$$

Cálculo corriente de cortocircuito trifásico a través del disyuntor de salida del bloque

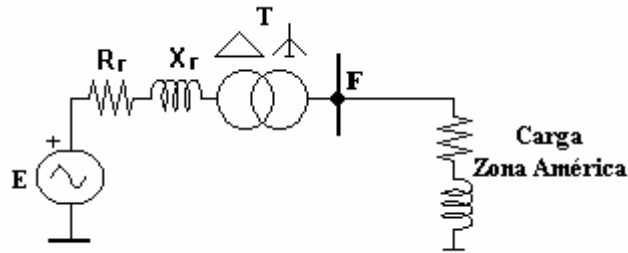
$$|I| = |f_d I_d + I_{ad}| = 309 \text{ A}$$

Cálculo de la corriente de cortocircuito 1FT a través del disyuntor

$$|I| = |f_d I_d + f_i I_i + f_o I_h + I_{ad}| = 430.5$$

Análisis Zonamérica conectada a la red sin generador

En este caso el defecto se produce en la entrada de Zonamérica



Donde:

$$E_d = \frac{22000}{\sqrt{3}}$$

$$R_r = 1.40 \Omega$$

$$X_r = 4.16 \Omega$$

Datos del Transformador

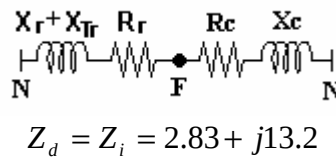
$$\left. \begin{array}{l} X_T = 6.09\% \\ S = 3.0 \text{ MVA} \end{array} \right\} X_T = 9.82 \Omega \text{ (en } 22 \text{ kV)}$$

La tensión antes del defecto en el punto F es la nominal, y se tomará como origen de fase

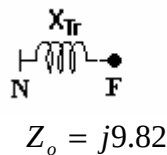
Corriente antes del defecto

$$I_{ad} = \frac{E_d}{Z_c} = 110 \angle -11.3^\circ$$

Red de secuencia directa e inversa



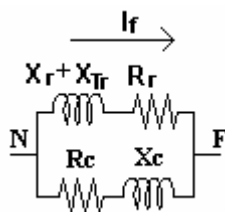
Red de secuencia cero



Cálculo 3FT

$$\left. \begin{array}{l} I_d = \frac{E_d}{Z_d} \\ I_i = I_h = 0 \end{array} \right\} I = \frac{E_d}{Z_d} = 942 \text{ A}$$

Cálculo de la corriente de cortocircuito trifásico a través del disyuntor de la Barra de Entrada



$$f_d \cdot (R_r + j(X_r + X_{Tr})) = (R_r + j(X_r + X_{Tr})) \parallel (R_c + jX_c)$$

$$f_d = 0.953 + j0.107$$

$$f_o = 1$$

$$|I| = |f_d I_d + I_{ad}| = 915 \text{ A}$$

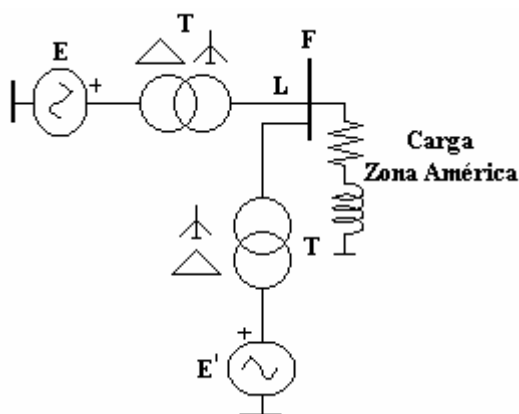
Cálculo 1FT

$$I_d = I_i = I_h = \frac{E_d}{Z_d + Z_i + Z_o} \left. \vphantom{\frac{E_d}{Z_d + Z_i + Z_o}} \right\} I_d = 346 \angle -81^\circ$$

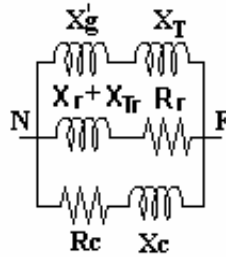
$$|I| = |f_d I_d + f_i I_i + f_o I_h + I_{ad}| = 1032 \text{ A}$$

Análisis Zonamérica conectada a la red con generador

Nuevamente en este caso se considera que el defecto se presenta en la entrada a Zonamérica.

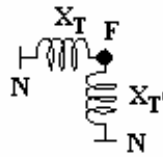


Red de secuencia directa e inversa



$$Z_d = Z_i = 1.73 + j10.4$$

Red de secuencia homopolar



$$Z_o = \frac{(j9.82 \cdot j7.38)}{j9.82 + j7.38} = j4.2$$

Cálculo 3FT

$$\left. \begin{aligned} I_d &= \frac{E_d}{Z_d} \\ I_i &= I_h = 0 \end{aligned} \right\} I = \frac{E_d}{Z_d} = 1204 \angle -80.5^\circ$$

Cálculo 1FT

$$I_d = I_i = I_h = \frac{E_d}{Z_d + Z_i + Z_o} \left\} I_d = 503 \angle -82^\circ$$

Mediante factores de distribución se determinan las corrientes de cortocircuito a través de cada uno de los disyuntores del anillo.

Datos relevados en la simulación

Zonamérica Aislada, corriente de cortocircuito a través del disyuntor de salida del bloque

	Red monofásica	Red Trifásica
CC3FT	315 A	420 A
CC1FT	-	460 A

Se observa que el dato relevado de corriente de cortocircuito trifásico en el modelo monofásico coinciden con el valor teórico, no así en el modelo completo. Esto se debe a que en la simulación se consideró un

modelo dinámico del generador, apareciendo componentes de corriente continua cuando se produce el cortocircuito.

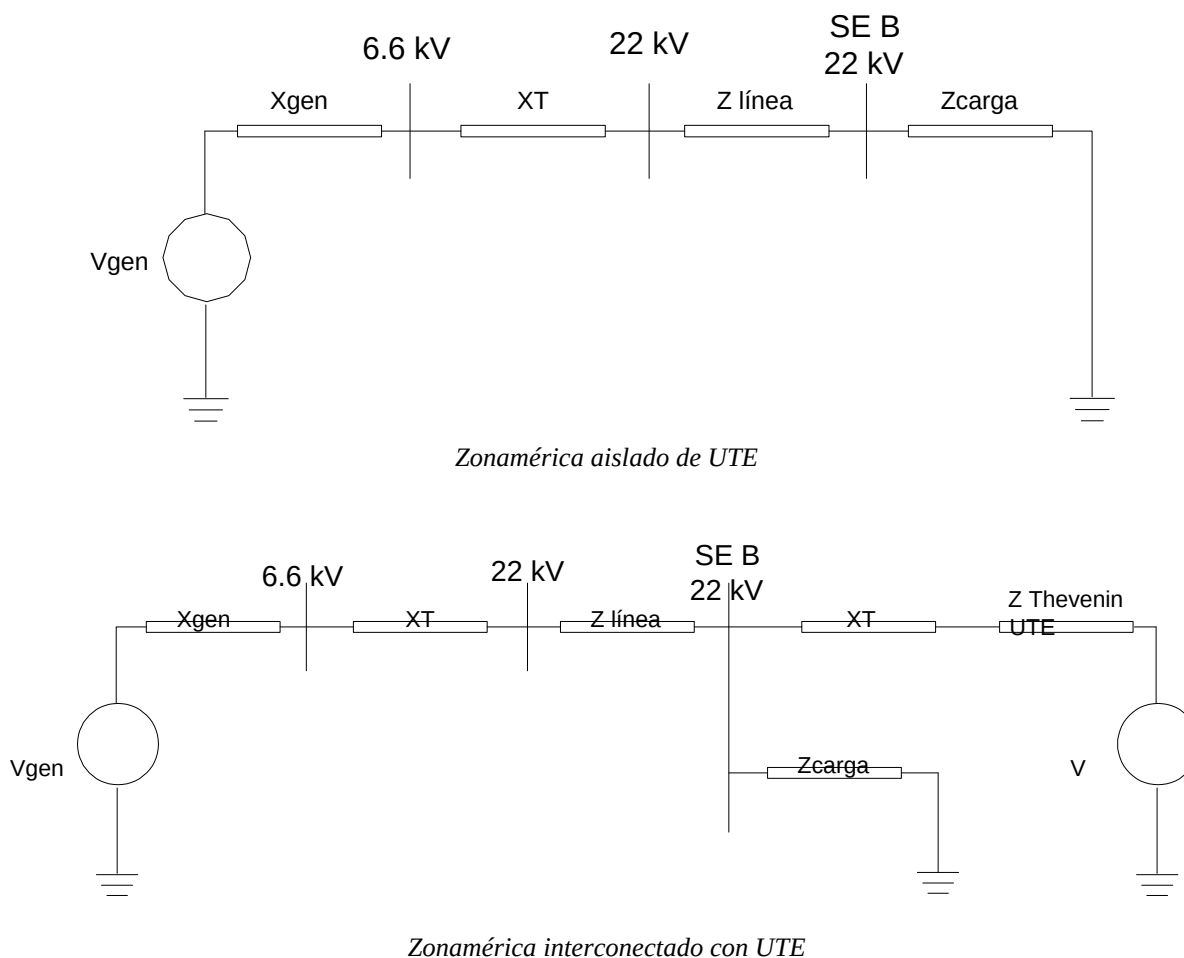
Referencias:[7],[9],[22],[180]

Impedancia del neutro como limitador de la corriente de defecto monofásico a tierra

Introducción

De particular interés es el estudio de las corrientes por el disyuntor de máquina frente a defectos de naturaleza tanto simétrica como asimétrica. Nuestro sistema proyectado tiene dos topologías de funcionamiento muy distintas y merece entonces cierta atención el empleo de técnicas paliativas de los graves efectos que pueden tener las corrientes de cortocircuito en equipamientos costosos.

A efectos del cálculo teórico de las corrientes de defecto se utilizaron los siguientes esquemas eléctricos monofásico equivalente:



Nota: Recordar que el transformador de máquina es Ynd y que el de entrada a Zonamérica es Dyn.

A. Neutro del Generador

Se estudiaron los efectos de colocar una impedancia en el neutro del generador específicamente frente a cortocircuitos a tierra en barras de 6.6 kV, por medio de cálculo con un programa desarrollado en Matlab “Barrido_ZnG.m”.

Se efectuó un barrido de valores de la impedancia del neutro, primero resistivo y luego con valores inductivos, y se observó la corriente que atraviesa el disyuntor de máquina en el momento del defecto.

Es claro que frente a cortocircuitos en otros puntos de la red el neutro del generador no afectará las magnitudes de falta debido al grupo de conexión delta (lado generador) -estrella (lado red) del transformador de máquina.

Puesto que el sistema de Zonamérica funcionará tanto aislado como interconectado, se distinguirán las corrientes de cortocircuito existentes en ambas topologías.

Definiciones:

Z_n : Impedancia del neutro del generador
 I_D : Corriente máxima de línea por el disyuntor de máquina

1. Defecto Trifásico:

El programa arrojó los siguientes valores para las corrientes en el disyuntor de máquina para un defecto trifásico en bornes del generador:

$I_D = 0.61 \text{ kA}$ (interconectado)
 $I_D = 0.22 \text{ kA}$ (aislado)

Notar que el cortocircuito trifásico interconectado es *mayor* que el del caso aislado.

Estos valores son constantes para todo Z_n puesto que es una falta de naturaleza balanceada. Se recuerda que la corriente nominal por el disyuntor es de $I_{D \text{ nominal}} = 0.105 \text{ kA}$

2. Barrido paramétrico de Z_n

a. Impedancia Z_n resistiva

Defecto Monofásico:

$Z_n=0$ (neutro firmemente a tierra):

$I_D = 0.26 \text{ kA}$ (interconectado)
 $I_D = 0.18 \text{ kA}$ (aislado)

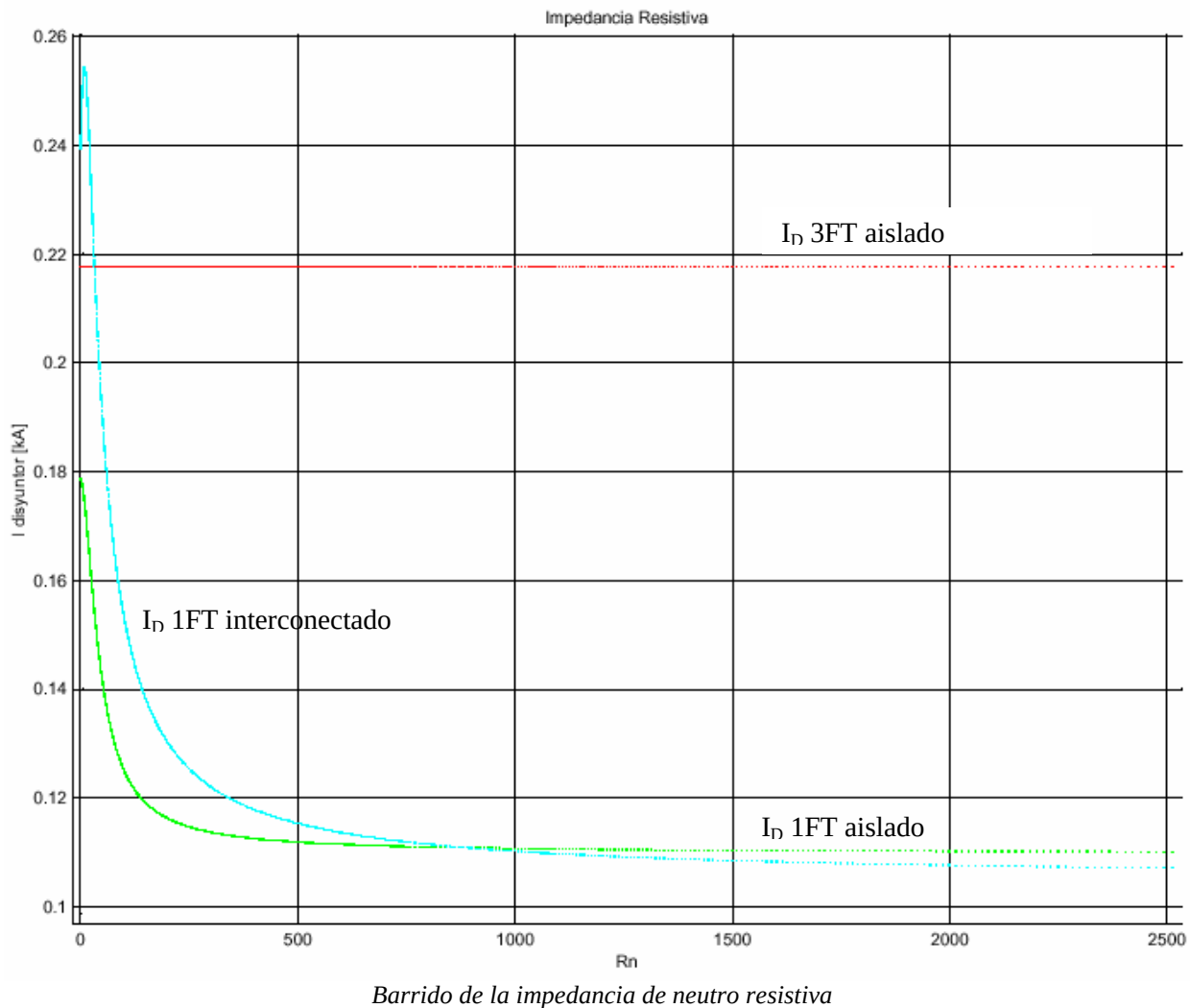
$Z_n = \infty$ (neutro aislado de tierra):

$I_D = 0.106 \text{ kA}$ (interconectado)
 $I_D = 0.110 \text{ kA}$ (aislado)

$I_{D \text{ aislado}} = I_{D \text{ interconectado}} = 0.111 \text{ kA}$ para $Z_n = 960 \Omega$

Notar que cuando $Z_n = \infty$ la corriente por el disyuntor es igual a la nominal de la topología respectiva, lo que indica que no hay cortocircuito posible por estar el neutro aislado de tierra.

Como se podrá observar más claramente en la gráfica siguiente que como era de esperar, las corrientes de defecto cuando el sistema está interconectado son mayores que cuando está aislado hasta cierto valor de $Z_n = 960 \Omega$, momento en que se igualan las corrientes en los dos escenarios. Incluso las corrientes de defecto monofásico a tierra cuando el transformador tiene el neutro firmemente puesto a tierra son mayores a la corriente de defecto trifásico para el caso aislado (no es así con la potencia de cortocircuito). A mayores Z_n las corrientes están muy próximas entre si.



b. Impedancia Z_n inductiva

Defecto Monofásico:

$Z_n=0$ (neutro firmemente a tierra):

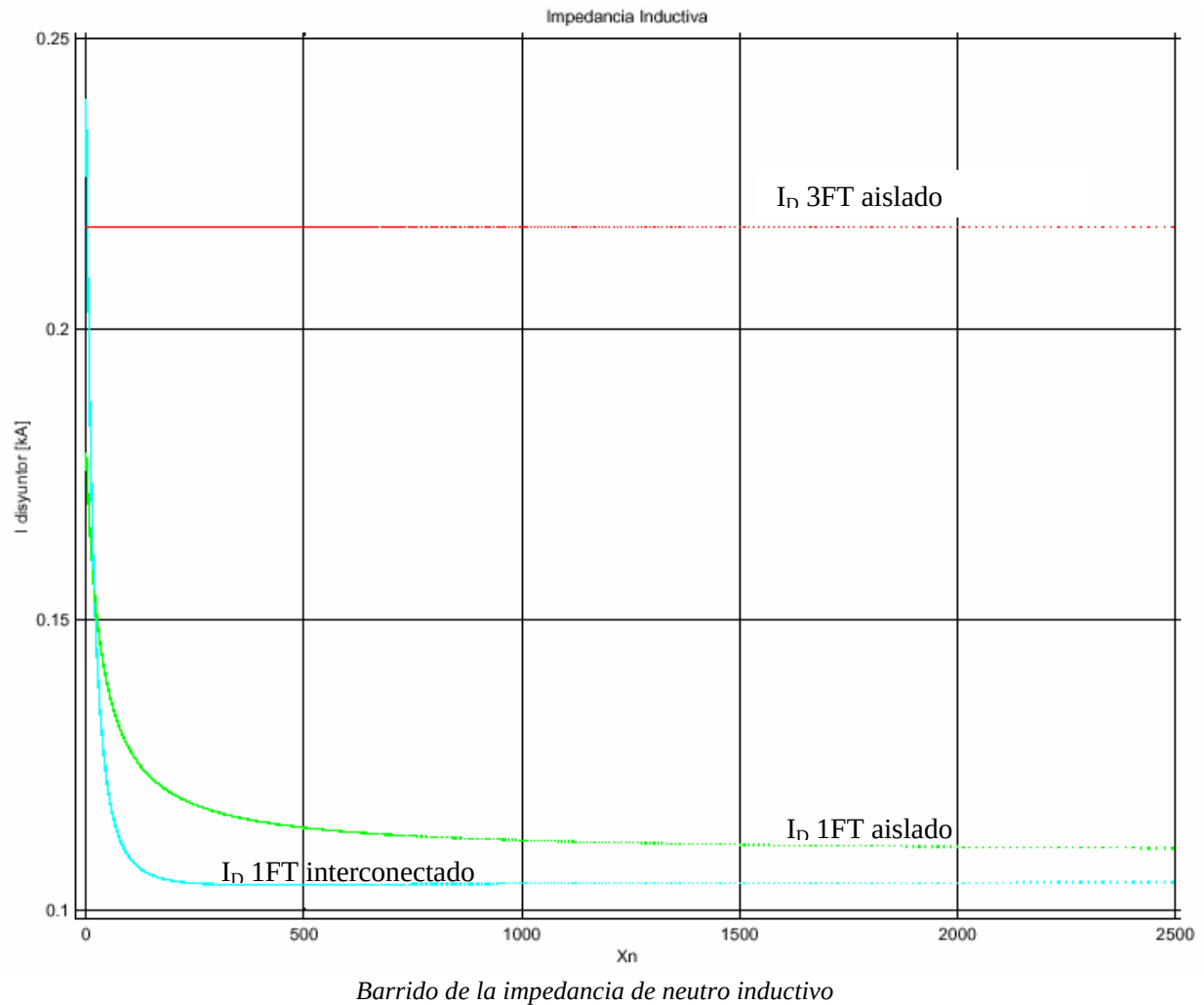
$I_D = 0.26 \text{ kA}$ (interconectado)
 $I_D = 0.18 \text{ kA}$ (aislado)

$Z_n = \infty$ (neutro aislado de tierra):

$I_D = 0.105 \text{ kA}$ (interconectado)
 $I_D = 0.110 \text{ kA}$ (aislado)

$I_{D \text{ aislado}} = I_{D \text{ interconectado}} = 0.15 \text{ kA}$ para $Z_n = 22 \text{ j}\Omega$

Se podrá observar claramente en la gráfica siguiente que las corrientes de defecto se comportan igual que en el caso anterior pero en menor magnitud a pesar que los valores en 0 e infinito son iguales.



3. Conclusiones

El hecho de que la atenuación de las corrientes de falta por parte de una impedancia inductiva sea mayor que para las de una impedancia resistiva daría la impresión de que *sería mejor utilizar un reactor en el neutro de un generador para reducir las corrientes de cortocircuito desbalanceado en bornes de la máquina*, en particular con mayor reducción para el caso interconectado. El alcance de esta reducción se restringe a cortocircuitos entre el generador y transformador de máquina.

Se debe observar que no tiene sentido *aislar* el neutro pues el cortocircuito monofásico sería indetectable, llevando a serios daños por desbalances en el generador.

Habría que estudiar el punto óptimo de impedancia, estudiando la potencia disipada en una falta, las dimensiones físicas, las posibles sobretensiones si la impedancia es muy grande, la economía de las dos opciones resistivo o inductivo, y la utilidad dado que la localización del tramo susceptible a una falta de la naturaleza que estamos considerando, hace un tanto improbable su ocurrencia como para justificar la reducción de las corrientes de falta para proteger al generador.

B. Neutro del Transformador de Máquina

Con el mismo objetivo que con el neutro del generador, se estudiaron los efectos de colocar una impedancia en el neutro del transformador de máquina específicamente frente a cortocircuitos a tierra en barras de 22 kV, por medio de cálculo con un programa desarrollado en Matlab “*Barrido_ZnT.m*”.

Se efectuó un barrido de valores de la impedancia del neutro, primero resistivo y luego con valores inductivos, y se observó la corriente que atraviesa el disyuntor de máquina en el momento del defecto.

Se distinguirán las corrientes de cortocircuito existentes en ambas topologías posibles para Zonamérica.

1. Defecto Trifásico:

El programa arrojó los siguientes valores para las corrientes en el disyuntor de máquina para un defecto trifásico en bornes del generador:

$$\begin{aligned} I_D &= 0.27 \text{ kA} & (\text{interconectado}) \\ I_D &= 0.31 \text{ kA} & (\text{aislado}) \end{aligned}$$

Notar que el cortocircuito trifásico interconectado es apenas *menor* que el del caso aislado, resultado que no esperábamos.

Estos valores son constantes para todo Z_n puesto que es una falta de naturaleza balanceada. Se recuerda que la corriente nominal por el disyuntor es aproximadamente de $I_{D \text{ nominal}} = 0.10 \text{ kA}$

2. Barrido paramétrico de Z_n

a. Impedancia Z_n resistiva

Defecto Monofásico:

$Z_n=0$ (neutro firmemente a tierra):

$$\begin{aligned} I_D &= 0.51 \text{ kA} & (\text{interconectado}) \\ I_D &= 0.43 \text{ kA} & (\text{aislado}) \end{aligned}$$

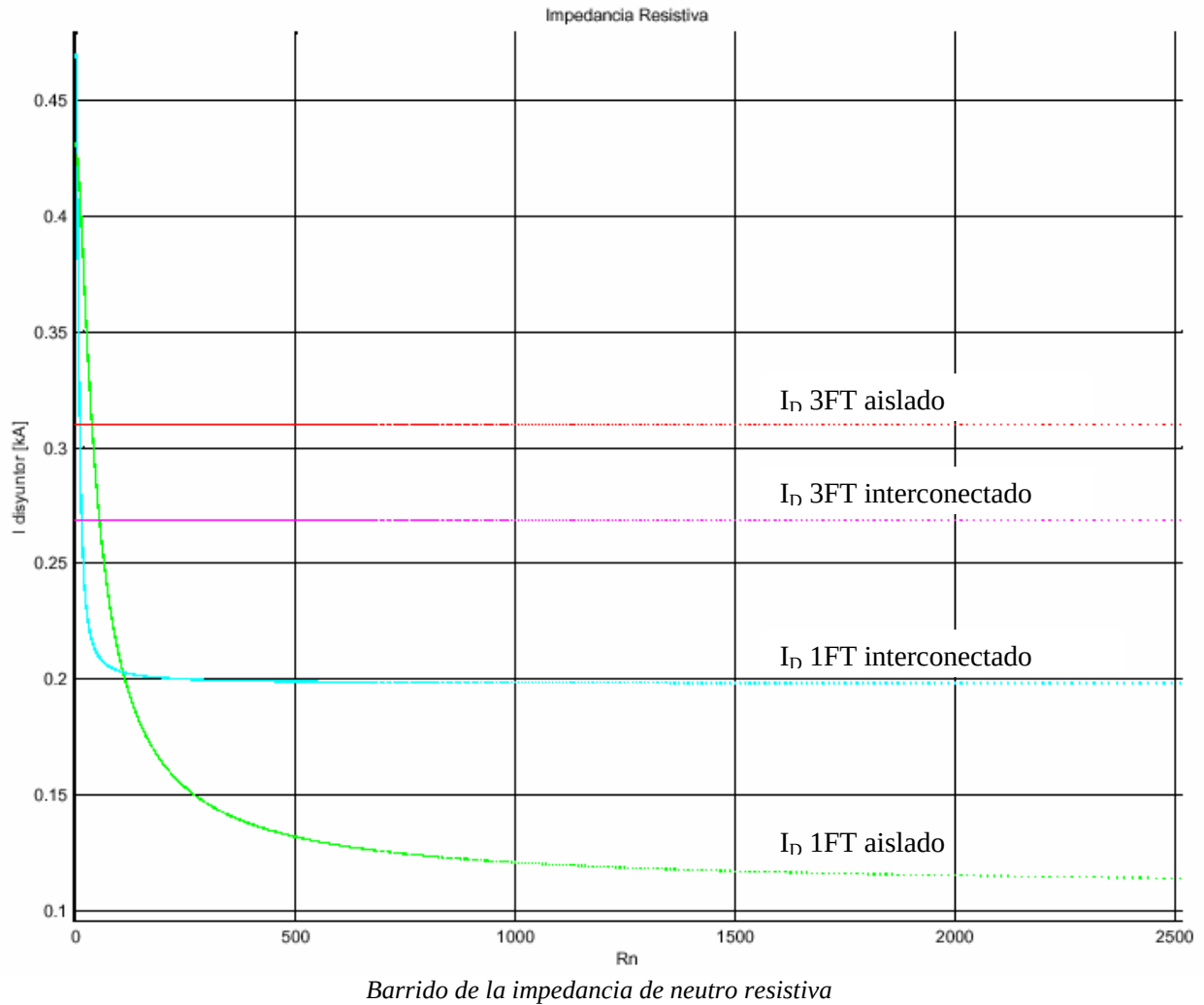
$Z_n = \infty$ (neutro aislado de tierra):

$$\begin{aligned} I_D &= 0.19 \text{ kA} & (\text{interconectado}) \\ I_D &= 0.10 \text{ kA} & (\text{aislado}) \end{aligned}$$

$$I_{D \text{ aislado}} = I_{D \text{ interconectado}} = 0.19 \text{ kA para } Z_n = 120 \Omega$$

Notar que cuando $Z_n = \infty$ la corriente por el disyuntor es igual a la nominal de la topología respectiva, lo que indica que no hay cortocircuito posible por estar el neutro aislado de tierra.

Como se podrá observar más claramente en la gráfica siguiente que como era de esperar, las corrientes de defecto cuando el sistema está interconectado son mayores que cuando está aislado hasta cierto valor de $Z_n = 120 \Omega$, momento en que se igualan las corrientes en los dos escenarios. Incluso las corrientes de defecto monofásico a tierra cuando el transformador tiene el neutro firmemente puesto a tierra son mayores a la corriente de defecto trifásico para los casos aislado e interconectado (no es así con la potencia de cortocircuito). A mayores Z_n las corrientes están muy próximas entre si y por debajo de los casos trifásicos.



b. Impedancia Z_n inductiva

Defecto Monofásico:

$Z_n=0$ (neutro firmemente a tierra):

$I_D = 0.51 \text{ kA}$ (interconectado)
 $I_D = 0.43 \text{ kA}$ (aislado)

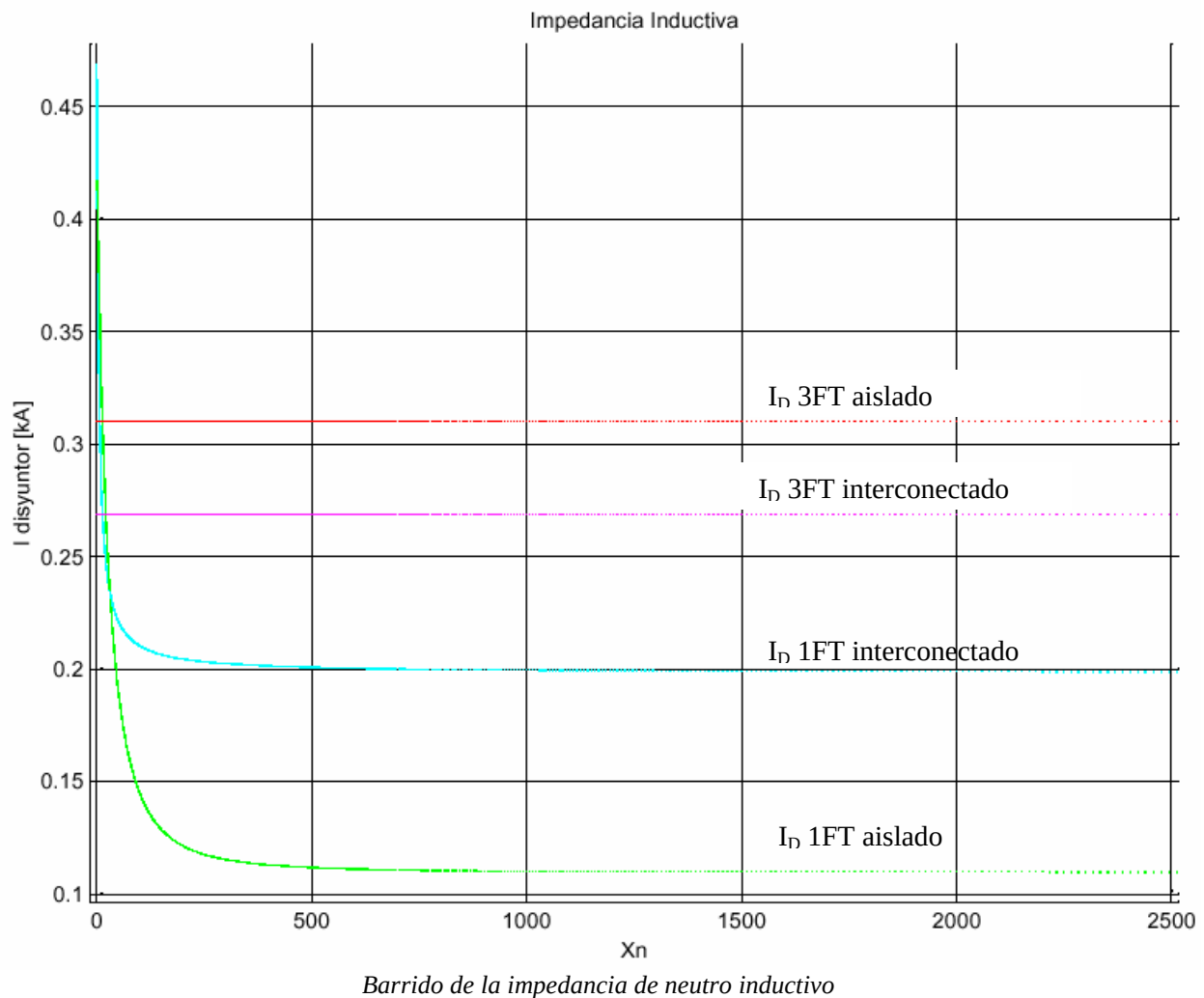
$Z_n = \infty$ (neutro aislado de tierra):

$I_D = 0.19 \text{ kA}$ (interconectado)
 $I_D = 0.11 \text{ kA}$ (aislado)

$I_{D \text{ aislado}} = I_{D \text{ interconectado}} = 0.41 \text{ kA}$ para $Z_n = 2.1 \text{ j}\Omega$

$I_{D \text{ aislado}} = I_{D \text{ interconectado}} = 0.23 \text{ kA}$ para $Z_n = 34 \text{ j}\Omega$

Se podrá observar claramente en la gráfica siguiente que las corrientes de defecto se comportan igual que en el caso neutro resistivo pero en menor magnitud a pesar que los valores en 0 e infinito son iguales.



3. Conclusiones

El hecho de que la atenuación de las corrientes de falta por parte de una impedancia inductiva sea mayor que para las de una impedancia resistiva daría la impresión una vez más de que *sería mejor utilizar un reactor en el neutro del transformador de máquina para reducir las corrientes de cortocircuito debalanceado en barras de 22 kV de Zonamérica*, en particular con mayor reducción para el caso aislado. El alcance de esta reducción se restringe a cortocircuitos externos al bloque generador - transformador de máquina.

Se debe observar que no tiene sentido *aislar* el neutro pues el cortocircuito monofásico sería indetectable.

Habría que estudiar el punto óptimo de impedancia, estudiando la potencia disipada en una falta, las dimensiones físicas, las posibles sobretensiones si la impedancia es muy grande, la economía de las dos opciones, y la utilidad dado que la localización del tramo susceptible a una falta de la naturaleza que estamos considerando, hace algo probable su ocurrencia, y sería justificable la reducción de las corrientes de falta para proteger al nodo de potencias principal de Zonamérica.

Transitorios Electromagnéticos en Redes Eléctricas de Potencia

Generalidades

Se presentan dos clases de problemas, de equilibrio y de transición. El modelo de equilibrio es estático, el modelo de transición es dinámico y en él interviene el tiempo, en los modelos dinámicos uno de los problemas es buscar si existe el equilibrio final (estable), o si no existe (inestable).

Cuando es aplicable el principio de superposición el modelo se dice lineal, y no lineal cuando no es aplicable. Cada estímulo produce una respuesta, cuando la combinación lineal de los estímulos produce la combinación lineal de las respuestas es aplicable el principio de superposición. La respuesta al estímulo complejo se estudia con estímulos simples. La realidad es no lineal, generalmente es aceptable tratar los problemas como lineales alrededor de cierto punto de equilibrio. Las perturbaciones pequeñas se tratan como problemas linealizados.

Cuando el problema no es lineal, no hay técnicas formales de aplicación general. El camino de posible enfoque de este problema y que parece único es la simulación con un modelo que reproduzca correctamente todo el sistema, alinealidades incluidas.

Una importante diferencia es que la experiencia previa en los modelos no lineales no puede trasladarse fácilmente casi puede decirse que no sirve, en cambio en los modelos lineales los casos simples son el fundamento de los complejos.

Una pregunta que surge obligadamente frente a un modelo no lineal es: cual es la seguridad de las respuestas? En rigor no se está seguro y el problema se resuelve gran cantidad de veces para poner a prueba el modelo y aumentar la confianza.

El estado del sistema es descrito con la colección de variables que se eligen junto con las condiciones iniciales. Las variables de estado fijan las dimensiones del modelo y describen el futuro. Destaquemos que no necesariamente las variables de estado interesan, normalmente interesan variables de salida que son resultantes del estado y no las variables de estado.

Transitorios Electromagnéticos

Un transitorio electromagnético es la *manifestación de un cambio brusco en las condiciones del circuito*.

Observemos que el transitorio electromagnético dura muy poco en relación al tiempo de operación del sistema. Las solicitaciones del transitorio son muy superiores a las normales y son un elemento de diseño separado.

En un modelo circuital observamos acumuladores de energía L y C y elementos disipadores R , el transitorio electromagnético se produce cuando los acumuladores deben redistribuir energía acumulada.

Todo el sistema eléctrico tiene una conformación de campos eléctricos y magnéticos en estado estacionario (permanente), cuando el equilibrio se rompe, se debe pasar de un estado a otro, precisamente ese pasaje es el *transitorio*. La redistribución de la energía puede incluir la energía cinética.

Teorema de Rudenberg

El teorema general de la conmutación dice que en los circuitos eléctricos habiendo acumuladores de energía las variables i , v , ϕ , q , no podrán cambiar bruscamente a otros valores ante una conmutación, maniobra o modificación brusca del sistema.

La transición entre el estado inicial y el nuevo es gradual, sin discontinuidades (saltos) en los flujos y en las cargas, se desarrollan valores transitorios que decaen en el tiempo, y que permiten la transición.

Entre el estado inicial 1, al que corresponden i_1, v_1, ϕ_1, q_1 , y el estado final 2 i_2, v_2, ϕ_2, q_2 , hay una sola transición posible que respeta el principio de conservación de la energía y las leyes del sistema. Recordemos que esto vale para un sistema lineal (donde es válido el principio de superposición). Se puede dividir la respuesta de la forma:

$$r(t) = r_{\text{permanente}}(t) + r_{\text{transitoria}}(t)$$

Téngase en cuenta que aun con condiciones iniciales nulas hay componente de respuesta propia, la respuesta permanente es el límite para t mucho mayor que 0 de la respuesta, cuando la respuesta transitoria se ha anulado. La respuesta transitoria es la diferencia entre la respuesta total y la permanente, esta idea es válida aunque el sistema no sea lineal. La respuesta transitoria está formada por la parte libre que depende de las condiciones iniciales, más la parte de la forzada que corresponde a la respuesta propia del circuito.

Al cambiar el estado del circuito, considerando solo la respuesta forzada se observa un salto que excita la respuesta que depende solo del propio circuito. Si el sistema no es lineal, no se pueden separar las respuestas, pero conceptualmente se puede identificar la respuesta total y la permanente y se define como transitorio la diferencia. Con otra excitación la respuesta transitoria cambia y no hay proporción. Cuando el sistema no es lineal la única respuesta verdadera es la total.

El modelo dinámico puede ser lineal o no lineal, en el modelo no lineal los parámetros son función de las variables de estado (o de sus derivadas). Por otra parte los parámetros independientes de las variables de estado pueden depender del tiempo o de la frecuencia.

Fenómenos Transitorios característicos

Intentemos una lista de fenómenos particulares que se estudian dentro de los temas de nuestro interés.

- Fenómenos de resonancia
- Energizaciones
- Maniobras
- Inserción de transformadores
- Cortocircuitos bruscos
- Conmutación del flujo de máquinas eléctricas rotativas
- Transitorios de campo rotante
- Cortocircuito en máquinas
- Oscilaciones por conmutación
- Influencia de la tierra en los transitorios
- Efecto de la puesta a tierra
- Inducción electrostática y electromagnética
- Corrientes homopolares
- Corrientes de interferencia transitorias
- Arcos
- Interrupción
- Reignición
- Descargas
- Efectos de conexión estrella-triángulo
- Interrupción de corriente continua
- Equipos de conversión
- Propagación de ondas viajeras
- Descargas atmosféricas
- Comportamiento de bobinados en transitorios

- Transmisión de transitorios por transformadores
- Control de las sobretensiones

Enfoque de los problemas típicos

La necesidad de resolver problemas transitorios se presenta en problemas de distinto tipo:

- Proyecto
- Operación

En los problemas de proyecto se desconoce la forma final del sistema, se exploran alternativas dentro de un cierto rango. La simulación no da respuesta directa al problema, pero permite encontrar las situaciones críticas y responder interrogantes. Ejemplo: ¿cuál es la máxima sobretensión?

En los problemas de operación se intenta explicar qué sucede y que sucedería, para establecer las reglas de operación.

Características de los problemas de Transitorios

Las características de los problemas de análisis de transitorios en sistemas eléctricos son las siguientes :

1. Gran complejidad: ecuaciones, modelos integro-diferenciales multivariables muy diversos para los distintos componentes, gran cantidad de componentes, gran cantidad de vínculos, muchas condiciones iniciales y de contorno.
2. Los sistemas sencillos permiten soluciones analíticas, pero cuando el sistema se complica la solución analítica se hace imposible.
3. Alinealidades: se producen especialmente en los modelos integro-diferenciales de los componentes.
4. Variabilidad en el tiempo: tanto de ciertos parámetros de los modelos de componentes como de las ecuaciones de vínculo.
5. Efectos de frecuencia: afecta la respuesta de los componentes.
6. Numerosas variantes a analizar: para cada caso de estudio, modificando tanto los parámetros de los componentes, como las ecuaciones de vínculo o las condiciones iniciales y de contorno.
7. Difícil "internalización" del modelo completo: se hace difícil comprender la esencia del problema, es difícil para el analista adquirir sensibilidad para prever las respuestas razonables en las diferentes variantes.
8. Precisión limitada: por la dificultad de conocer muchos de los parámetros físicos reales, por las variaciones aleatorias, por las simplificaciones inherentes en los modelos matemáticos.

Evaluación y Análisis de Sobretensiones

La evaluación y análisis de sobretensiones en los sistemas eléctricos se puede hacer en distintas formas, todas interactúan y tienen sus ventajas:

1. Métodos empíricos: presentan muchas dificultades de realización, algunas cosas no se pueden hacer, otras no se permiten.
2. Experiencia de operación: un método eminentemente empírico, que muchas veces no cuenta con suficiente apoyo de documentación, registros etc.
3. Mediciones de campo (in situ): particularmente interesante por los resultados que puede brindar, pueden ser:
 - Registros especiales de largo plazo, que con continuidad suficiente, y gran esfuerzo pueden considerarse experiencia de operación.

- Pruebas puntuales, que se desarrollan sobre un fenómeno individualizado.

Para estos trabajos es importante prever instalaciones aptas para hacer las mediciones, adecuados transductores, cables, borneras. Se trata de instalaciones preferentemente centralizadas, donde se dispone de todas las variables para poderlas registrar. Se observa que las mediciones en campo permiten mejorar el modelo de simulación, pero son poco útiles para nuevos diseños pues se deben hacer extrapolaciones, y son insustituibles para convalidar modelos de simulación.

4. Métodos de simulación

- Modelos a escala geométrica, que no son de aplicación en los problemas de nuestro interés, salvo casos muy puntuales.
- Modelos matemáticos, que presentan todo el espectro de posibilidades. Son necesarios formulación, vínculos y condiciones de contorno e iniciales.
 1. Formulación de modelos íntegro-diferenciales de componentes, cuantificación de sus parámetros. Se debe tener mucho cuidado en no caer en errores de simulación, se debe conocer la naturaleza del fenómeno a estudiar.
 2. Establecimiento de las ecuaciones de vínculo, algebraicas, esta etapa es el armado de la red.
 3. Condiciones iniciales y de contorno, ésta etapa es la de estudio del estado estacionario previo, alimentación.
 4. Resolución del sistema resultante, esta etapa es característica de las distintas técnicas que se aplican, aquí se notan las diferencias:

o Solución analítica.

- Es útil y posible en casos muy sencillos, con simplificaciones importantes, lo cual es una gran limitación las más de las veces.
- Es aplicable en sistemas lineales con coeficientes invariantes en el tiempo.
- Eventualmente es necesaria una computadora digital para obtener los resultados numéricos finales.

o Solución numérica directa, mediante computadora.

- Se transforman las ecuaciones íntegro-diferenciales en ecuaciones de diferencias finitas.
- Es posible tratar coeficientes variables en el tiempo
- El método es válido en las proximidades del inicio del transitorio, el análisis de muchas variantes es lento y es difícil controlar los errores acumulados, se pierde sensibilidad al tratar de establecer las respuestas del modelo en el tiempo.

4. Analizador de transitorios, modelo físico especial con el que se construye el sistema simulado.

Aplicación al caso de estudio

Sobreintensidades y cortocircuitos

Las sobreintensidades más importantes que pueden producirse en un sistema eléctrico de las características en estudio son las debidas a cortocircuitos, o sea disminuciones bruscas de impedancia en un determinado circuito, motivadas normalmente por fallos en el aislamiento. Habitualmente representan intensidades muy superiores a las de servicio.

Teniendo en cuenta que los efectos térmicos y dinámicos de la corriente aumentan cuadráticamente con el valor de la misma, se comprende que la determinación de la magnitud de las corrientes de cortocircuito es esencial para la elección y previsión de los aparatos de maniobra y de los elementos de paso de corriente (cables, barras, etc.). Todo aparato de maniobra, debe de poder soportar la máxima corriente de cortocircuito que pueda presentarse en el punto de la red donde se encuentra instalado.

Según sea el valor de la tensión (sinusoidal) en el momento de producirse el cortocircuito, el curso de la intensidad puede ser simétrico respecto al eje de abscisas (cuando la tensión es máxima) o bien inicialmente asimétrico respecto a dicho eje (cuando la tensión es nula). Este último caso es el más desfavorable.

El cortocircuito puede producirse en un punto eléctricamente cercano al generador o en un punto lejano. Se entiende por cortocircuito cercano al generador, cuando la corriente inicial (subtransitoria) de cortocircuito trifásico es igual o superior al doble de la corriente nominal del generador.

Cortocircuito lejano es aquel cuyo valor inicial, en caso de cortocircuito trifásico, no alcanza el doble de la intensidad nominal del alternador.

Cuando el cortocircuito es cercano, o sea está directamente alimentado por el alternador, la corriente sigue un curso temporal amortiguado, o sea, empieza con un valor inicial denominado subtransitorio que se va reduciendo hasta el valor final permanente pasando por un valor intermedio denominado transitorio.

Cuando el cortocircuito se produce en un punto suficientemente lejano (eléctricamente) de los generadores, la corriente inicial no se amortigua. Se trata pues de un cortocircuito no amortiguado. En las simulaciones encontraremos estos dos casos.

Se observa pues que la corriente inicialmente asimétrica de cortocircuito (amortiguado o no) está formada por una componente aperiódica (llamada también de corriente continua) y otra componente alterna sinusoidal de frecuencia igual a la de servicio. La componente de continua decrece en forma exponencial a partir del momento inicial hasta hacerse prácticamente cero al cabo de un cierto tiempo. Subsiste hasta que solo la componente sinusoidal queda simetrizada respecto al eje de referencia.

En los cortocircuitos amortiguados la componente alterna también decrece desde un valor inicial (llamado subtransitorio) hasta el final (permanente) pasando por un intermedio (transitorio). Esta disminución sigue también una ley exponencial.

En los cortocircuitos no amortiguados esta componente sinusoidal no se amortigua.

A los efectos del cálculo de cortocircuitos y sus efectos dinámicos y térmicos los valores más importantes son:

- I_s : corriente de choque de cortocircuito. Es el valor máximo instantáneo de la corriente, después de ocurrir el cortocircuito. Se expresa por su valor de cresta.
- I_k'' : corriente alterna subtransitoria de cortocircuito. Es el valor eficaz de la corriente alterna de cortocircuito en el instante en que este ocurre.

Sus magnitudes dependen esencialmente de las impedancias de la red, en el trayecto del cortocircuito, y de la reactancia inicial x_d'' (reactancia subtransitoria de eje directo) de los generadores.

Características oscilatorias de un turbogenerador

A pesar de que un generador normalmente opera a velocidad constante correspondiendo a la frecuencia de la red y de número de polos, pueden ocurrir variaciones de velocidad angular del rotor en torno a la nominal debido a variaciones en el torque motor, carga, excitación del campo o tensión en bornes de la máquina. Estos cambios en la velocidad angular están asociados con cambios en el ángulo de

desplazamiento o *ángulo de par d* . La relación entre torque y el ángulo de desplazamiento junto con la inercia mecánica de las partes rotativas y el torque amortiguante resultante de la tasa de cambio del ángulo de desplazamiento son elementos de un sistema oscilatorio.

La oscilación electromecánica y variaciones transitorias en la velocidad de un generador pueden ser expresadas con las mismas formas matemáticas comunes en sistemas oscilatorios, incluyendo circuitos eléctricos y sistemas masa-resorte.

Cambio de carga repentino

La caída de tensión frente a la aplicación repentina de carga depende de:

- la reactancia del alternador x_d
- la constante de tiempo de circuito abierto T_{d0}
- la respuesta del sistema gobernador – excitador
- la magnitud y la naturaleza de la carga

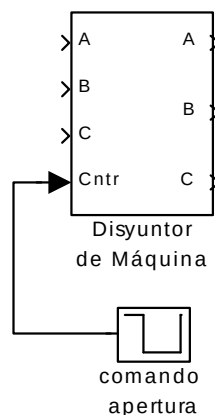
En muchos casos la caída de tensión inicial se toma como el producto de la corriente de carga aplicada con la reactancia transitoria x_d' del alternador. A ella le sigue una adicional caída de tensión antes de que el sistema de excitación comience a actuar para el restablecimiento de la tensión a la normalidad.

Simulación

Una alternativa a profundizar en el modelado teórico del sistema para analizar el comportamiento exacto de la red en cuestión, es recurrir a la simulación de ciertos casos anómalos y de maniobra típicos, dando cierta luz en los comportamientos transitorios.

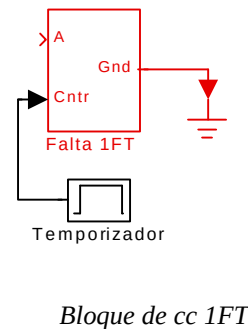
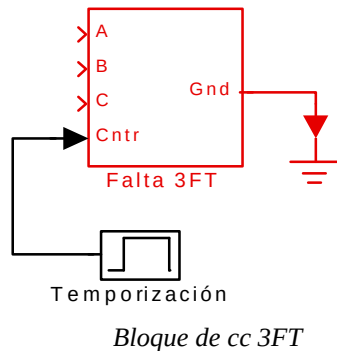
Estudiaremos brevemente en forma cualitativa los transitorios de situaciones típicas del sistema eléctrico con la ayuda de Simulink y el Power System Blockset. En primera instancia utilizando modelos relativamente simplificados del generador aislado con la carga de Zonamérica, y en segunda instancia con un modelo más complejo el sistema generador con la red de UTE y la carga de Zonamérica.

El disyuntor trifásico que retirará carga o bien despejará el defecto y recerrará, se modelará con interruptores explicados en “Modelado de los Elementos de la Red”. En coordinación con la aparición del cortocircuito, tendrá un control temporizador que actuará instantes luego del defecto y aguardará cierto tiempo para producir el recierre.



Bloque Disyuntor trifásico

Para simular el cortocircuito se utilizarán interruptores conectados para formar la topología de un cortocircuito de la naturaleza que sea.



Escenarios

1. Sistema Generador – Zonamérica aislados

Se efectuarán las simulaciones para los siguientes casos anómalos típicos:

- i. Cortocircuito trifásico cercano al turbogenerador.
- ii. Cortocircuito monofásico a tierra cercano al turbogenerador.
- iii. Cortocircuito bifásico cercano al turbogenerador.
- iv. Una línea abierta cercana al turbogenerador.
- v. Rechazo de carga (100% - 0% - 100%) con recierre.
- vi. Rechazo de carga (100% - 0% - 100%) con recierre y discrepancia de polos en el disyuntor.
- vii. Rechazo de carga (100% - 0% - 100%) con recierre y descargadores de sobretensión en bornes del turbogenerador.

Hipótesis de trabajo

Modelaremos al turbogenerador con un equivalente de Behn-Eschemburg y su dinámica mecánica con un modelo de segundo orden. Se entiende que esto presentará ciertas imprecisiones respecto al real comportamiento del turbogenerador, en particular con el generador con sus complejidades eléctricas.

Debido que utilizaremos estas simulaciones para obtener valores aproximados de cortocircuitos, debemos tener en cuenta lo siguiente:

- El objetivo más común de los estudios de cortocircuitos es para la elección (o verificación) del poder de corte de los interruptores, y no el estudio de esfuerzos electrodinámicos, o calentamientos.
- Los interruptores más usuales, en tensiones inferiores a 500 kV (150 kV, 60 kV) tienen tiempos mínimos de corte asegurados del orden de 2 a 5 ciclos según el tipo de interruptor. Los interruptores de 30 kV suelen tener tiempos de corte mayores aún, del orden de 4 a 8 ciclos (80 a 160 ms). Esto se hace así en forma deliberada, de manera de poder coordinar la actuación de las protecciones en caso de falla.
- La cte. de tiempo sub-transitoria del alternador nuestro es $T_d'' = 20$ ms (1 ciclo), mientras que la cte. de tiempo transitoria es $T_d' = 540$ ms (27 ciclos).

Por lo anterior, lo correcto sería calcular el cortocircuito con x_d' , con lo cual se acota la corriente al máximo valor que el interruptor deberá cortar (se admite que el interruptor está diseñado para poder soportar los esfuerzos debidos a la mayor corriente durante el período subtransitorio). Calcular el cortocircuito con x_d'' puede llevar a sobredimensionar los interruptores.

Para los cortos tiempos involucrados en los transitorios le asignaremos a la reactancia del estator el valor transitorio $x_d' = 0.33$ pu con $T_d' = 540$ ms, lo cual indicaría que los resultados serían aproximadamente válidos para una escala de tiempo de los 540 ms a partir de $t=0$.

Supondremos que los controladores del turbogenerador (gobernador y regulador de tensión) son lentos, con lo cual permanecerán con el valor de régimen, colocando su excitación tendrá un valor constante $E = 1.072$ pu, al igual que su potencia mecánica de entrada $P_m = 1.0131$ pu.

La carga aplicada será R-L-C paralelo con valor de potencia la nominal del turbogenerador, con el factor de potencia inductivo cercano a la unidad. Entregará la máquina unos 4.1 MVA a la carga, o sea 1.02 pu de la capacidad del alternador.

Se colocará al sistema en su régimen de flujo de potencias, una vez logrado, a $t = 0.2$ s se actuará un disyuntor para cambiar la topología del sistema, así simulando la anomalía deseada. El recierre ocurrirá a $t = 0.7$ s ($= 3.5$ ciclos) volviendo al sistema original normal.

Corroboraremos los resultados cualitativos de las simulaciones con lo esperado gracias a la teoría, en el entendido que sólo obtendremos resultados gruesos cualitativamente. Para los transitorios que ocurren en escalas temporales pequeñas en el orden que estamos estudiando sería necesario utilizar modelos más complejos e incluir los parámetros eléctricos que intervienen (reactancias de ejes, constantes de tiempo, reactancias de dispersión, amortiguadores, etc.).

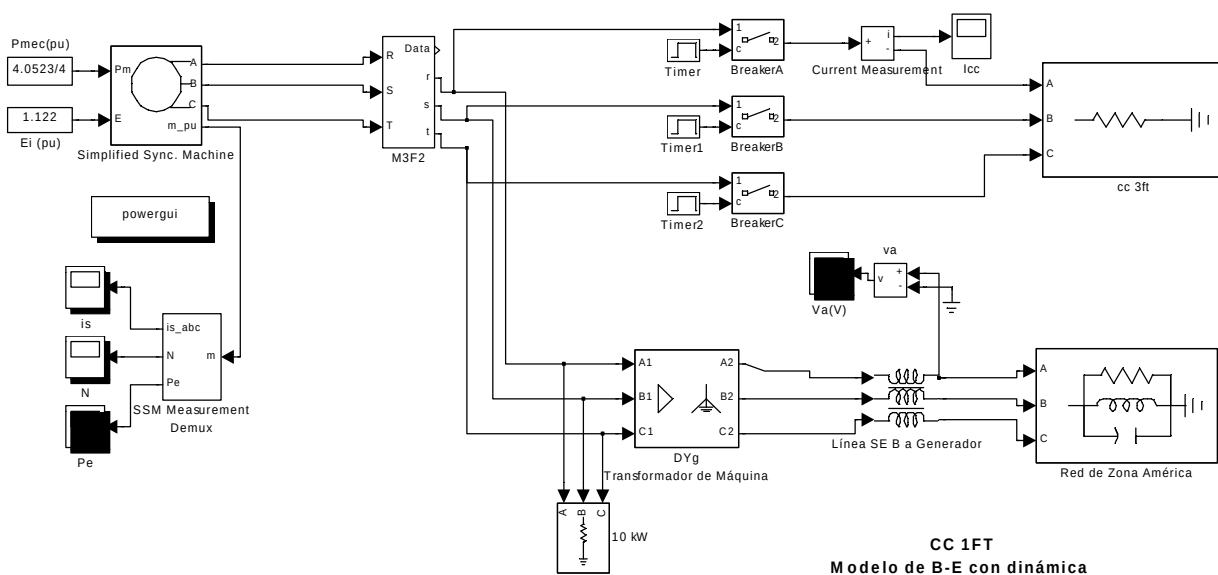
Definiciones:

- V_s : Tensión estrellada en bornes de la máquina en Volt
- I_s : Corrientes de línea en pu
- I_{DC} : Corriente continua de línea en Ampère.
- P_e : Potencia eléctrica desarrollada por la máquina en pu
- N : Velocidad de giro en pu
- VUF: Factor de desbalance de tensiones generados

Ensayos:

- i. Cortocircuito trifásico cercano al turbogenerador.

Archivo: cc3ft_ais_be_din.mdl



Esquema eléctrico del ensayo

$0 < t < 0.2$ s:

- Régimen con 100% de carga.
- $P_e = 1$ pu
- $V_s = 1$ pu
- $I_s = 0$
- $N = 1$ pu
- $I_{DC} = 0$

$0.2 \text{ s} < t < 0.7 \text{ s}$:

- N crece por una exponencial hasta un régimen de 1.01 pu (= 50.5 Hz).
- P_e presenta una oscilación de 100 Hz amortiguada con sobretiro a 3.1 y -1.1 pu que con oscilaciones a 100 Hz se extingue a 1 pu en 0.1 s.
- I_{DC} presenta un pico en 0.65 kA de donde decrece a un valor sostenido alto.
- I_s tiene un pico en 5.2 pu (=1.8 kA rms) de donde decrece a un valor sostenido alto.
- I_{cc} tiene un pico en 2.0 kA rms de donde decrece a un valor sostenido alto de 3.35 pu.
- V_s baja a 0.13 pu.

$0.7 \text{ s} < t$:

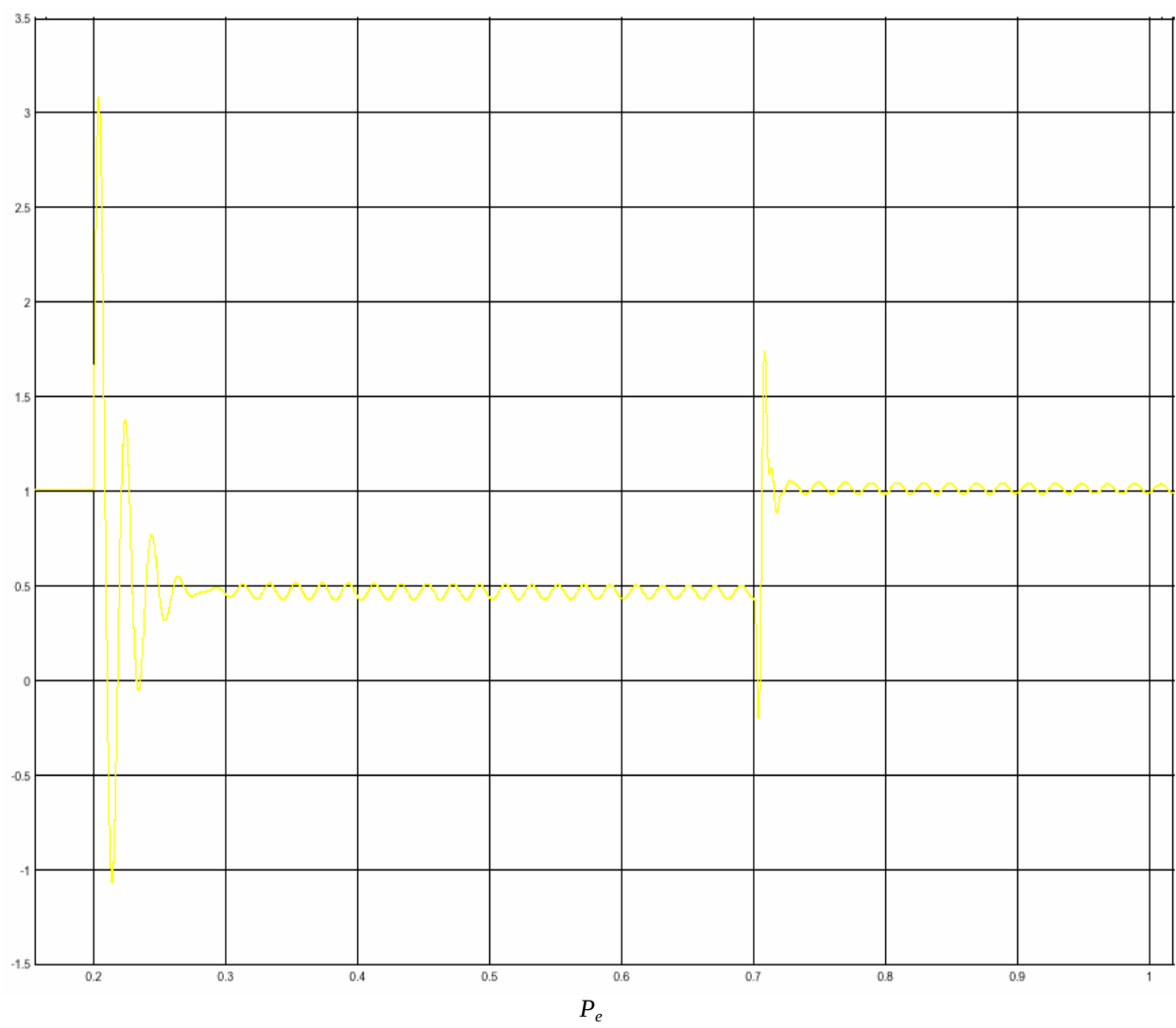
- P_e oscila por 0.02 s entre -0.2 y 1.75 pu retornando a 1 pu.
- N decelera por una exponencial decreciente a 1 pu en 0.5 s.
- I_s se restituye rápidamente a 1 pu
- I_{DC} presenta un pulso de 0.3 kA en el momento del recierre con duración 0.02 s.
- V_s se restituye rápidamente a 1 pu

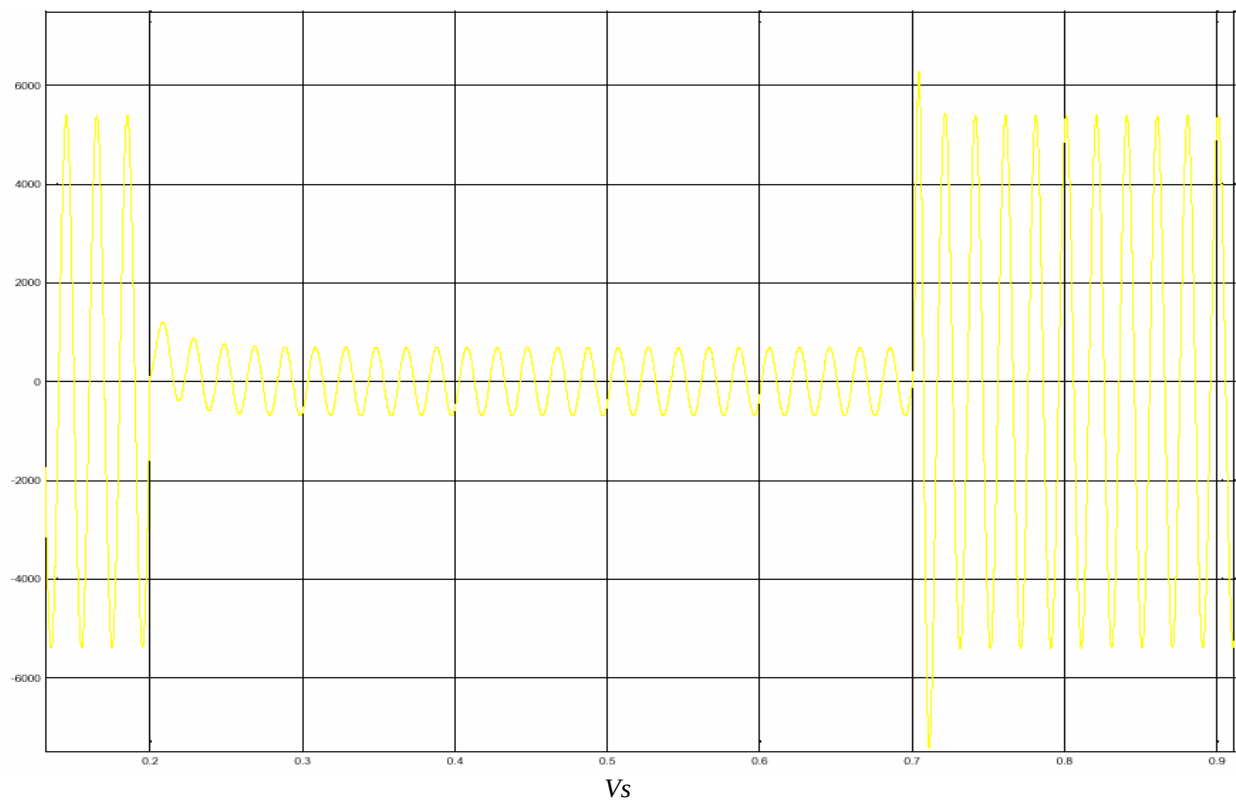
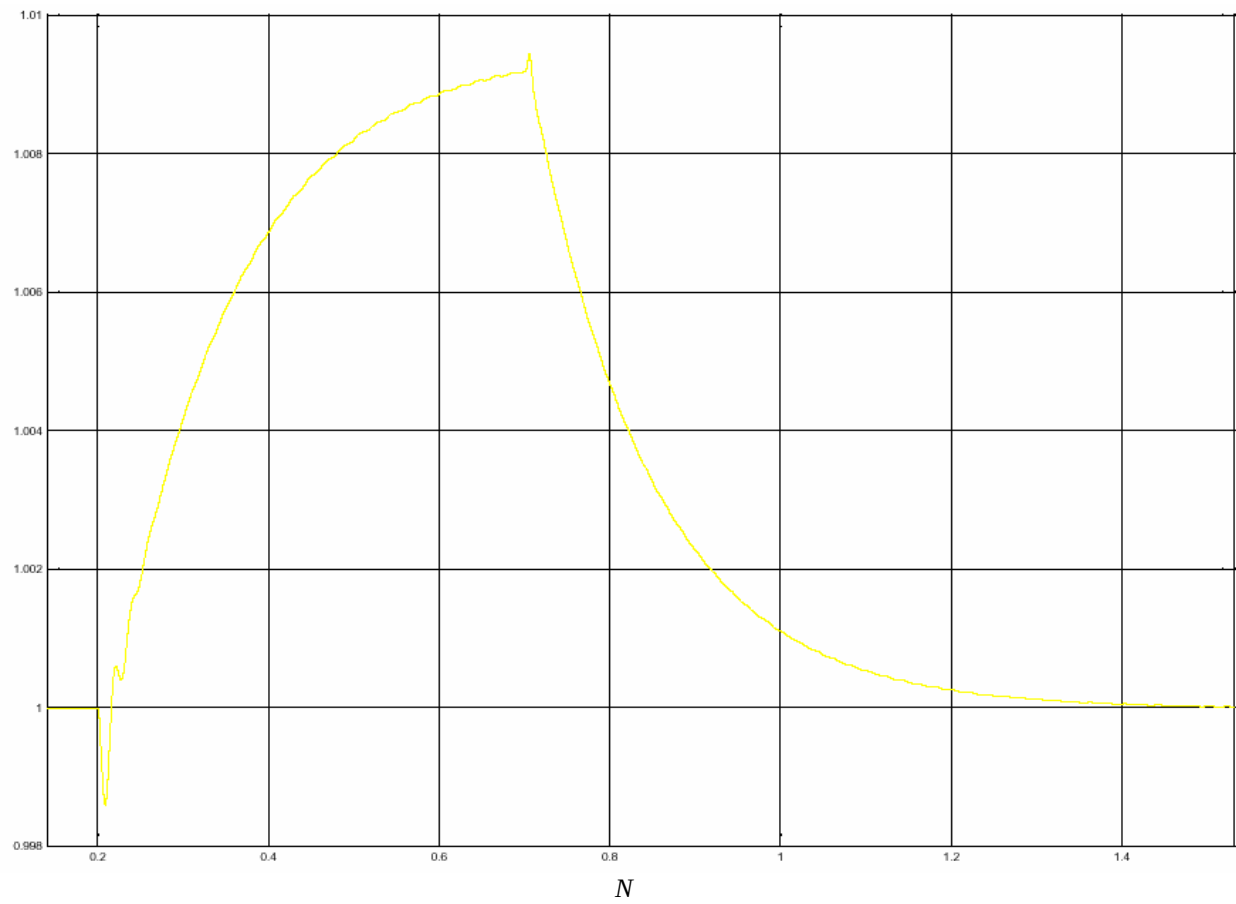
Resultados:

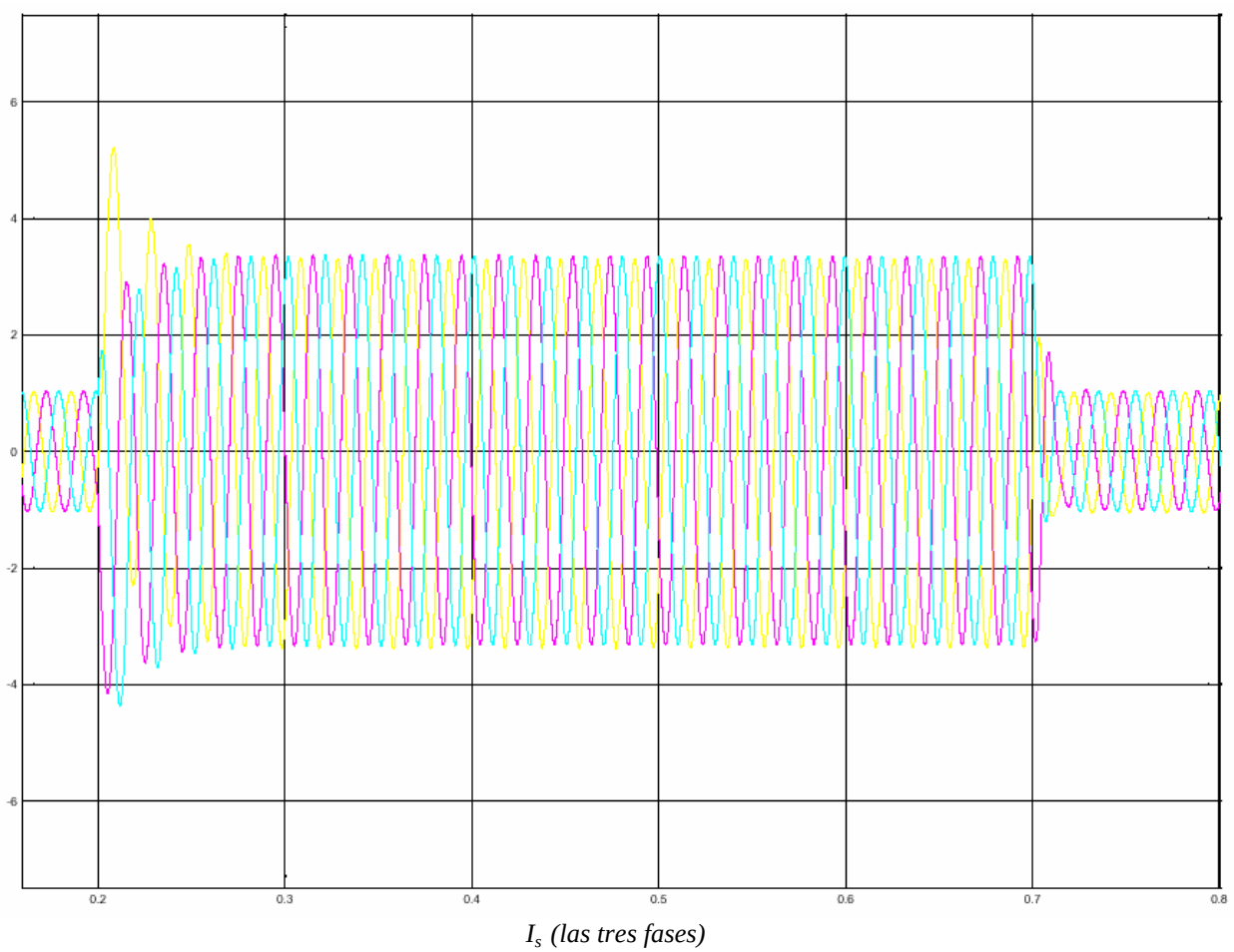
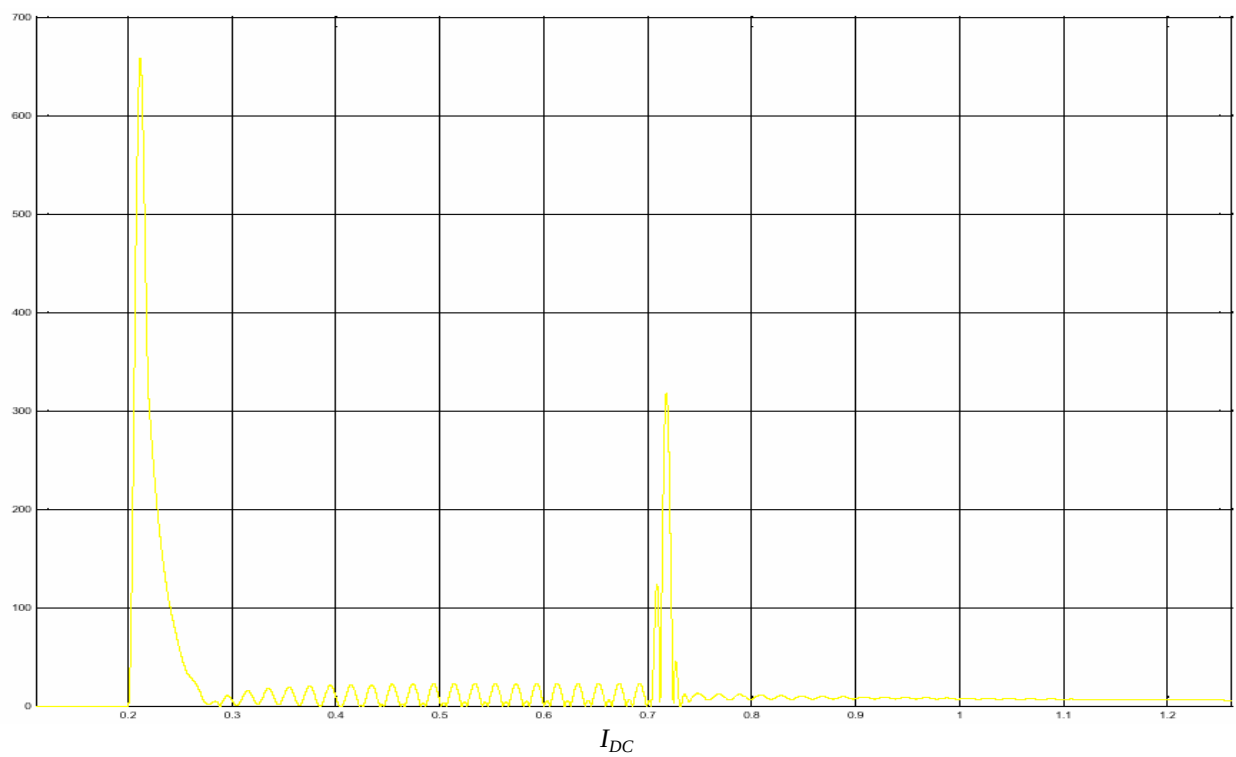
La primera deceleración repentina se produce porque la potencia mecánica tiene que suministrar energía a los primeros picos de corriente propios de la naturaleza del generador. La consiguiente aceleración del turbogenerador se puede explicar como en el corto lapso en que ocurre la falta la potencia mecánica entregada al generador y su excitación son constantes, al producirse el cortocircuito el generador ve una impedancia muy pequeña y no logra transformar toda la potencia mecánica en eléctrica.

El pico de corriente continua es producto de la reacción del inducido frente a un escalón en la carga vista por el generador. Los picos de corriente incurridos deben ser considerados a la hora del ajuste de las protecciones. Como comentario, la suma de los $I^2 t$ de los picos en continua y sinusoidal es muy inferior al máximo admisible para el transformador de máquina (según IEC 76-5).

Ver a continuación las gráficas para el intervalo de tiempo $0.2 \text{ s} < t < 0.7 \text{ s}$:

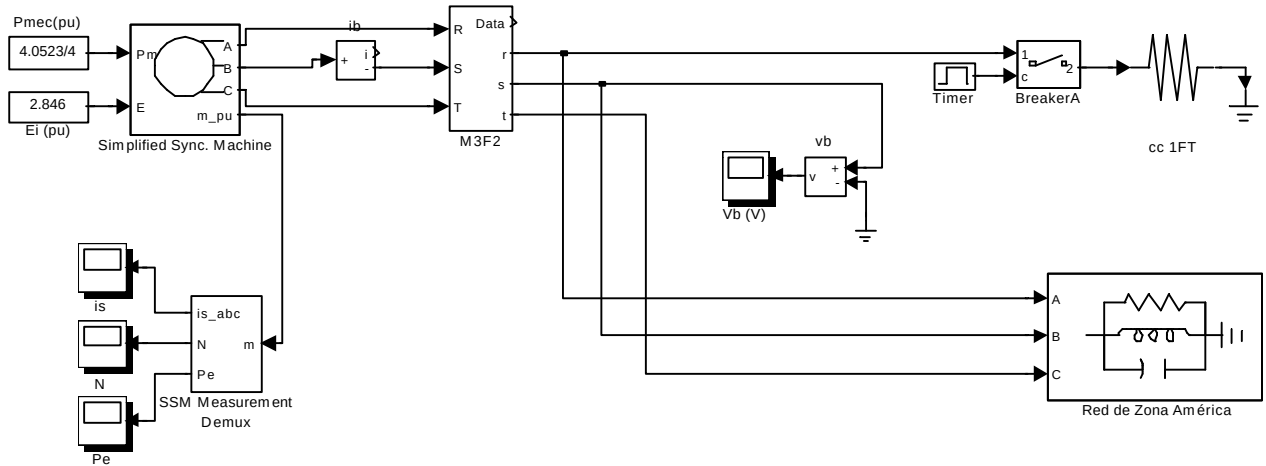






ii. Cortocircuito monofásico a tierra cercano al turbogenerador.

Archivo: cc1ft_ais_be_din.mdl



Esquema eléctrico del ensayo

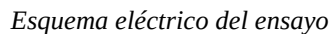
- Durante la falta la potencia eléctrica luego de un pico en 2.6 y 0.1 pu oscila a 100 Hz entre 2 y 0.6 pu, y las magnitudes en la falta son más atenuadas.
- Aparecen fuertes asimetrías en las corrientes (aparece $I_{inversa}$) y hay asimetría en las tensiones (VUF=16 %).
- I_{DC} presenta un pico en 200 A.
- I_{cc} tiene un pico en 1.2 kA rms para luego decaer a un valor alto sostenido.
- I_s presenta un pico en 2.8 pu o 1 kA rms para luego decaer a un valor alto sostenido de 2 pu.
- La velocidad baja por una exponencial a 0.995 pu y luego de despejada la falta se restablece en 1 pu exponencialmente en 0.7 s (3.5 ciclos).
- La tensión de las fases sin falla se ve aumentado a 1.1 pu sostenido, restableciéndose instantáneamente luego del despeje.

Resultados:

La naturaleza de la anomalía lleva a tener menores corrientes de falta, un desbalance en las corrientes y tensiones, y picos de sobretensión en las fases sin falta. Estos picos de sobretensión deben de ser estudiados para evitar daños en las aislaciones de los bobinados del generador y transformador, suponiendo que la clase de aislación fuera de 24 kV (= 1.1 pu).

iii. Cortocircuito bifásico cercano al turbogenerador.

Archivo: cc2f_ais_be_din.mdl



- ### Resultados:

iv. Una línea abierta cercana al turbogenerador.

Esquema eléctrico del ensayo

- Régimen con 100% de carga.
- $P_e=1$ pu
- $V_s=1$ pu
- $I_s=0$
- $N=1$ pu
- $I_{DC}=0$

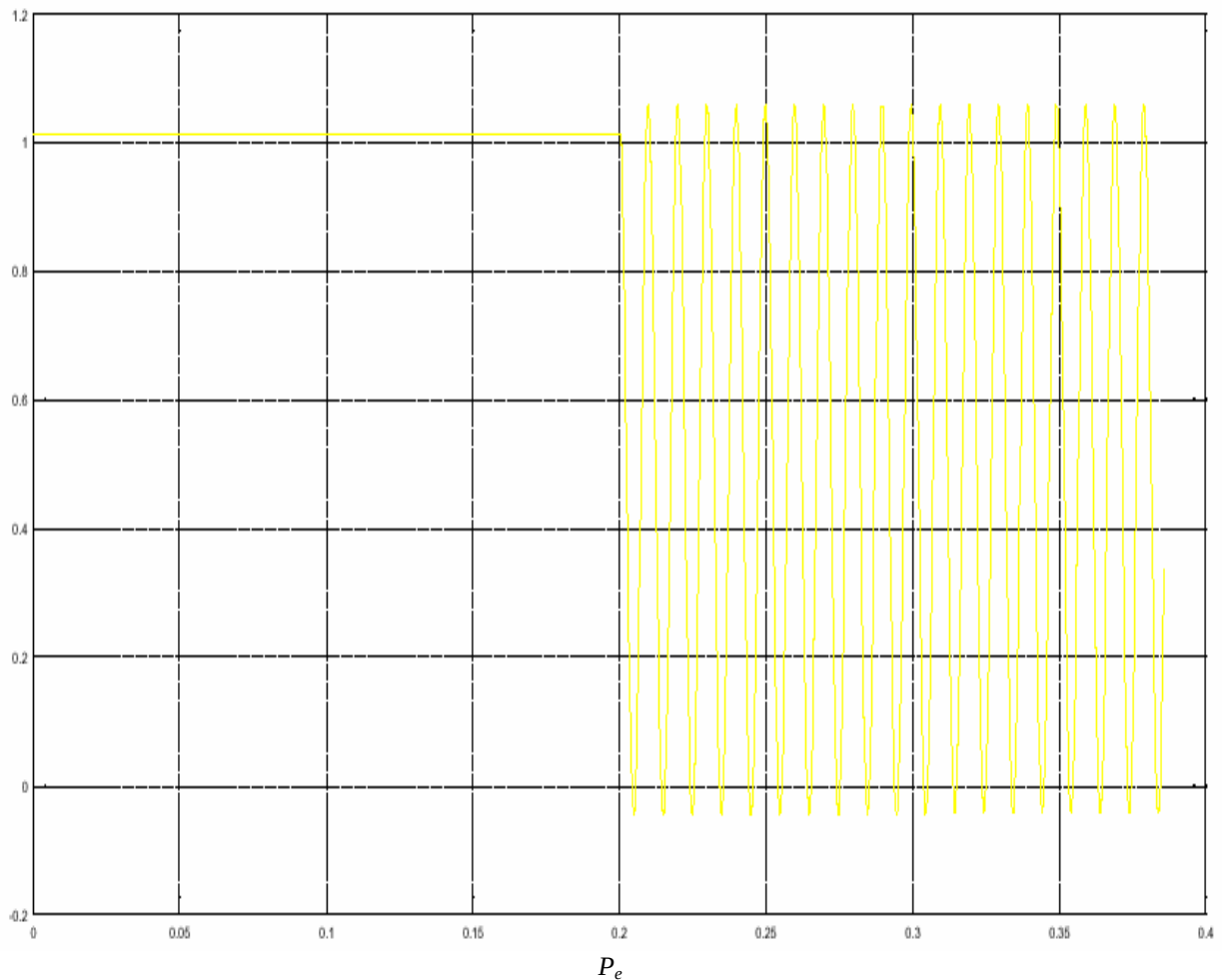
$0.2 \text{ s} < t < 0.7 \text{ s}$:

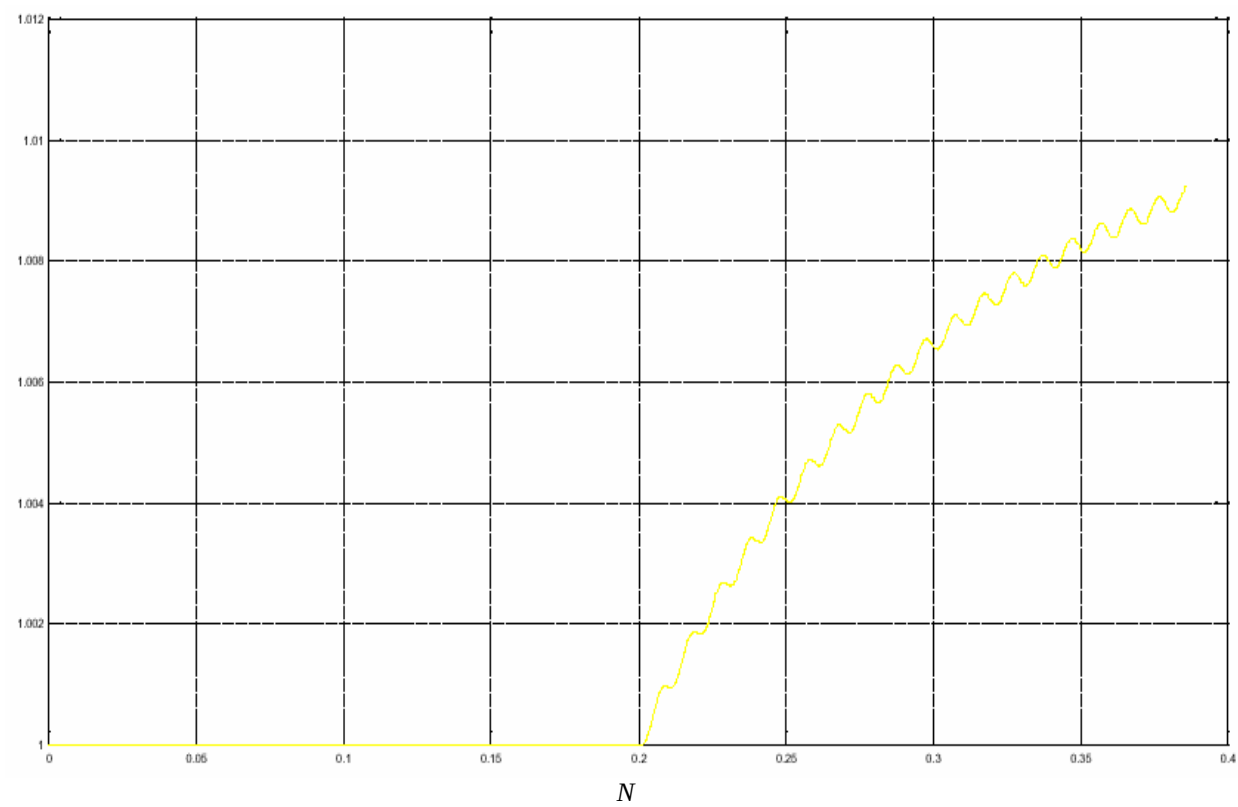
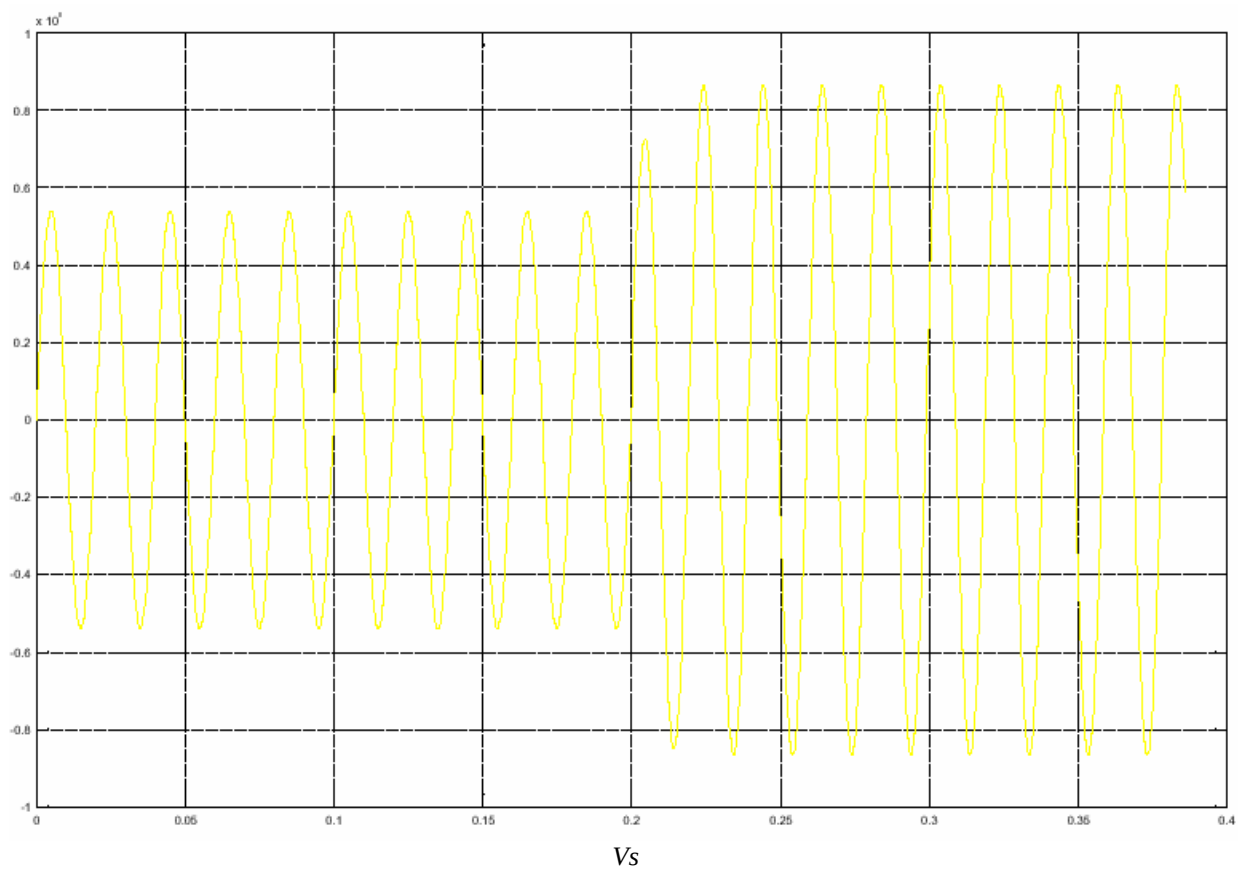
- N crece por una exponencial con oscilaciones de 100 Hz hasta un régimen de 1.011 pu= 50.55 Hz.
- P_e presenta una oscilación de 100 Hz entre 0 y 1 pu La máquina entrega 2 MVA.
- I_{DC} presenta un pico de 0.02 s en 80 A.
- V_s de las fases sin falta sube abruptamente a 1.6 pu
- $I_d = I_i = 0.5 \text{ pu}$, $I_h = 0$
- VUF=10 %

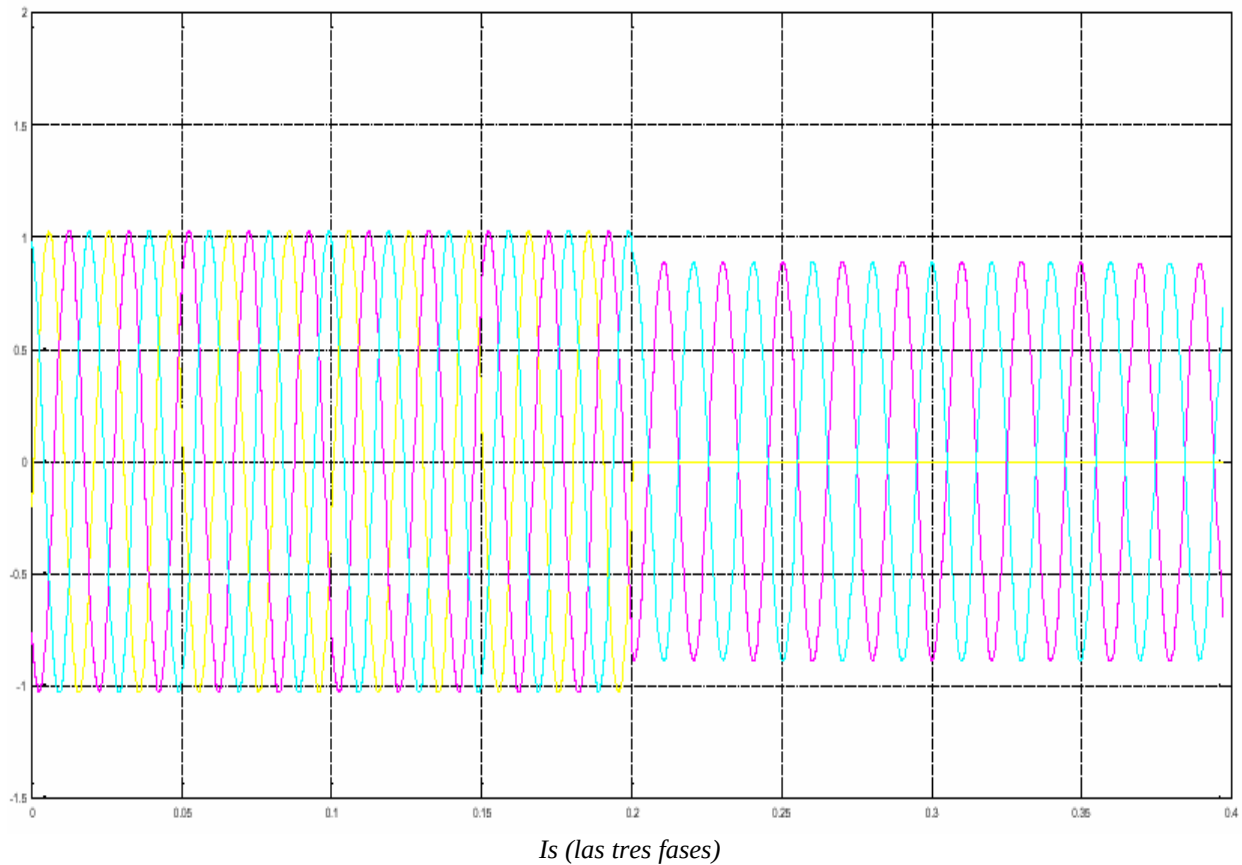
Resultados:

No pudiendo convertir toda la potencia mecánica en eléctrica, el turbogenerador presenta una leve aceleración. La naturaleza de la anomalía lleva a tener menores corrientes que la del régimen, un desbalance en las corrientes y tensiones, y picos de sobretensión en las fases sin falta. Estos picos de sobretensión deben de ser cuidados.

Ver a continuación las gráficas para este intervalo de tiempo:







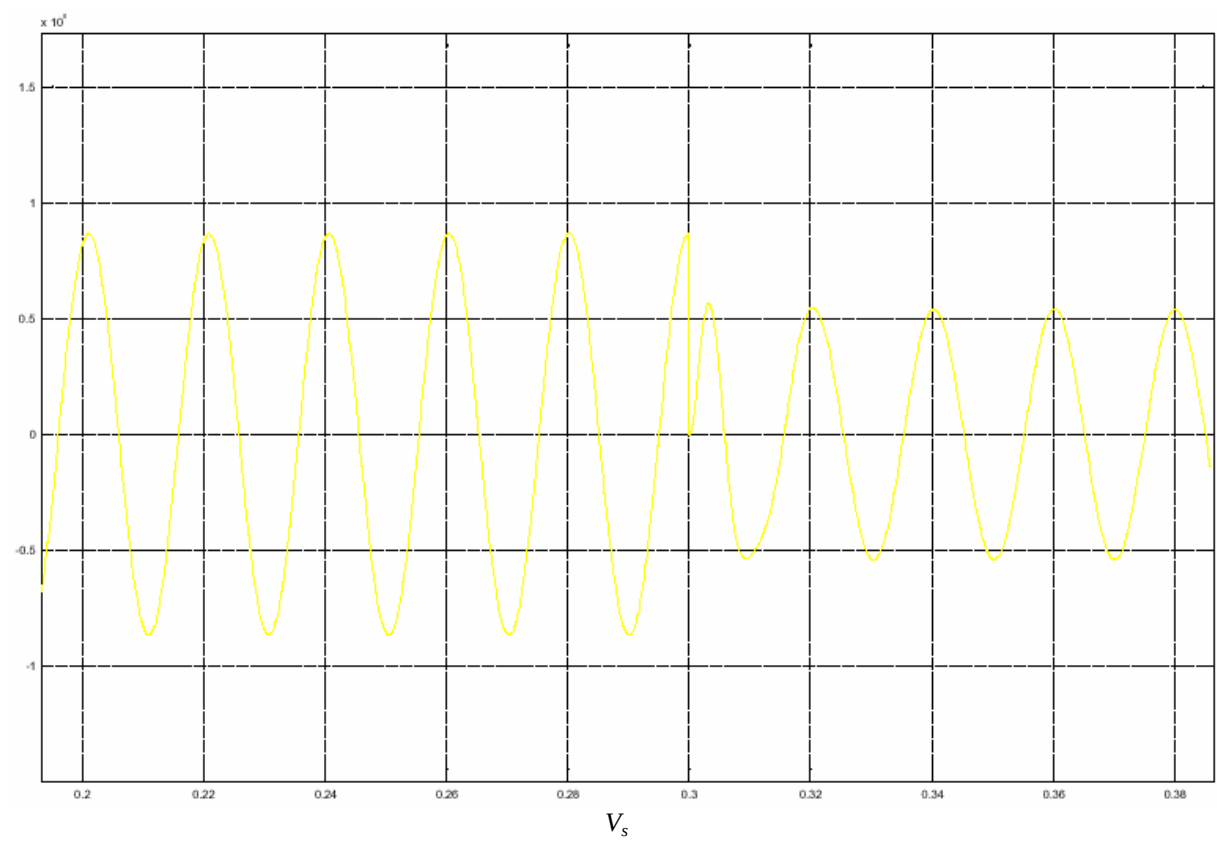
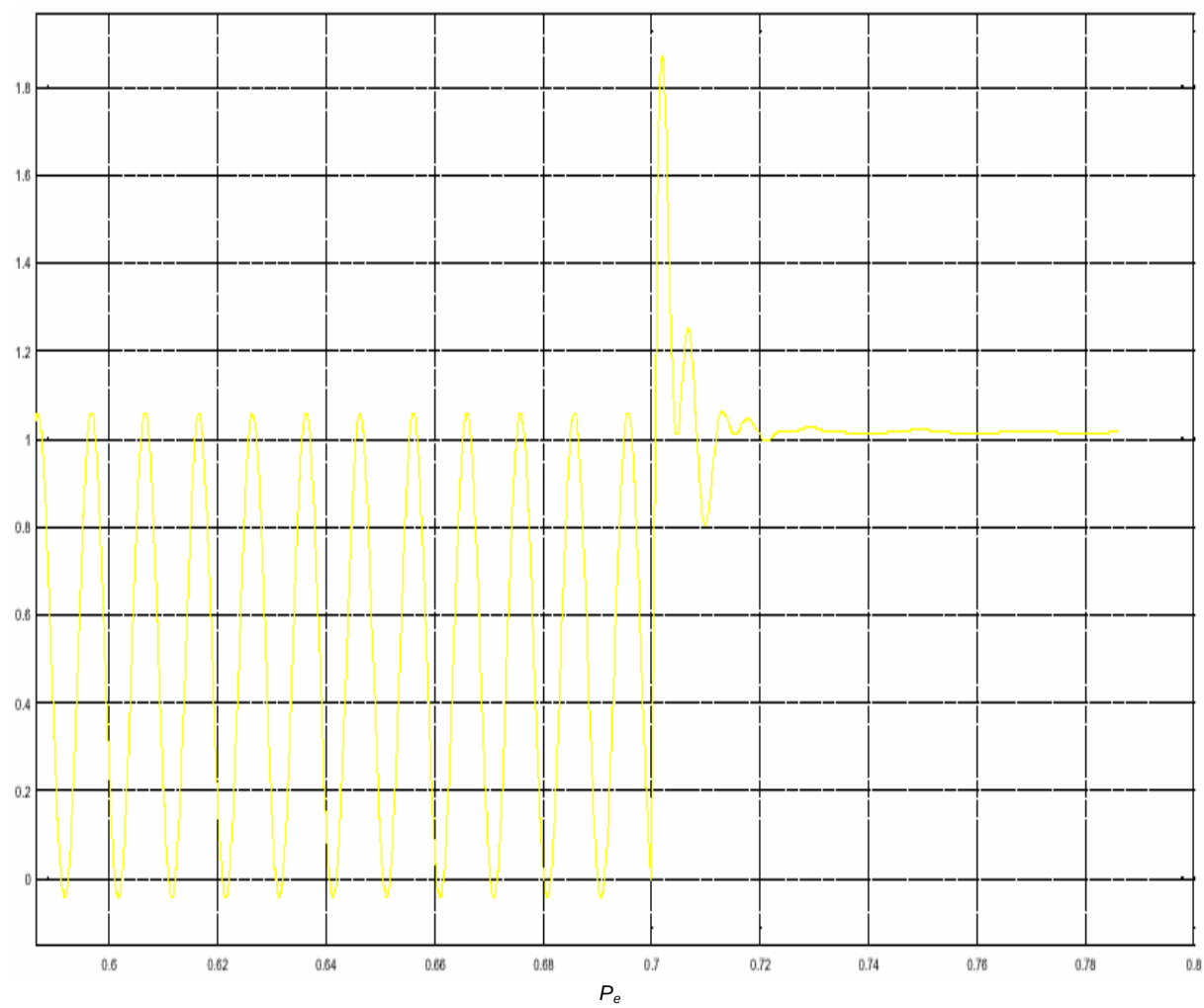
$0.7 \text{ s} < t$:

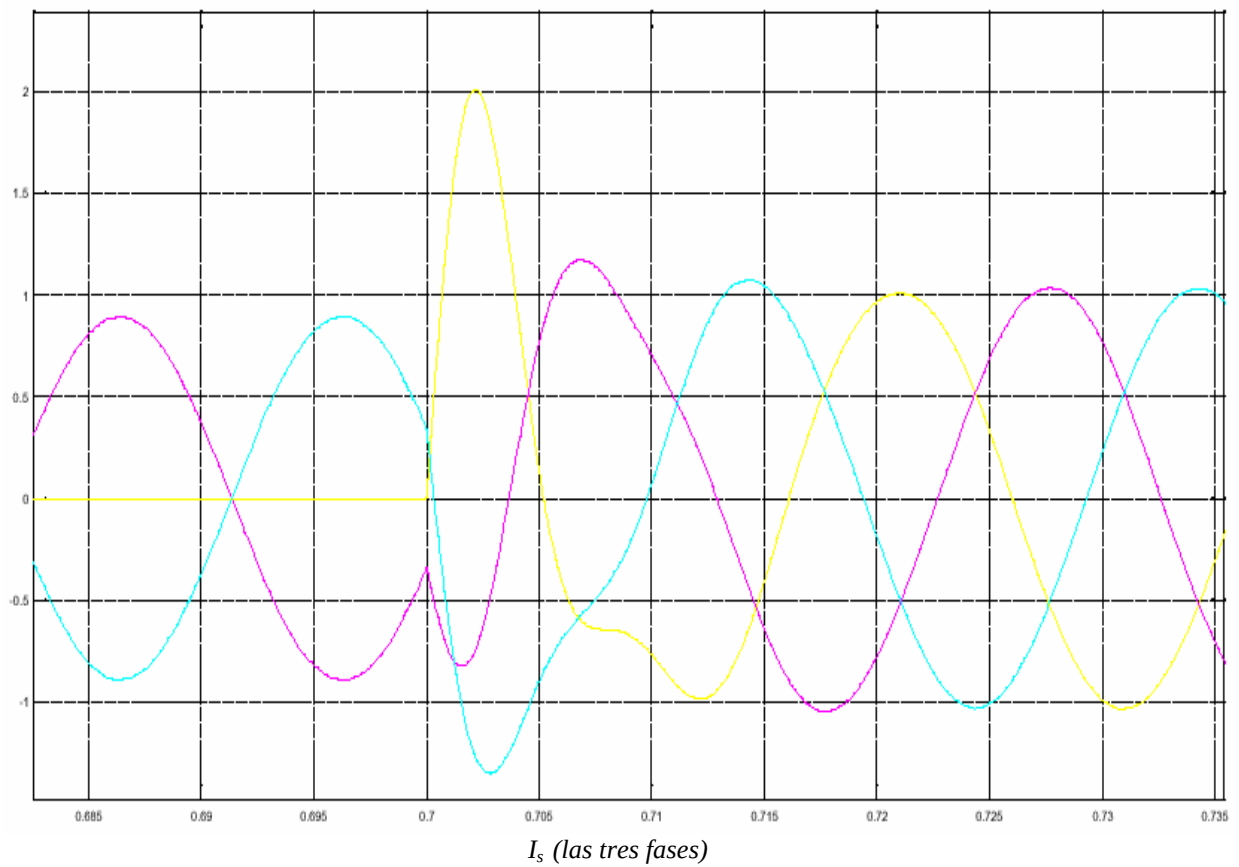
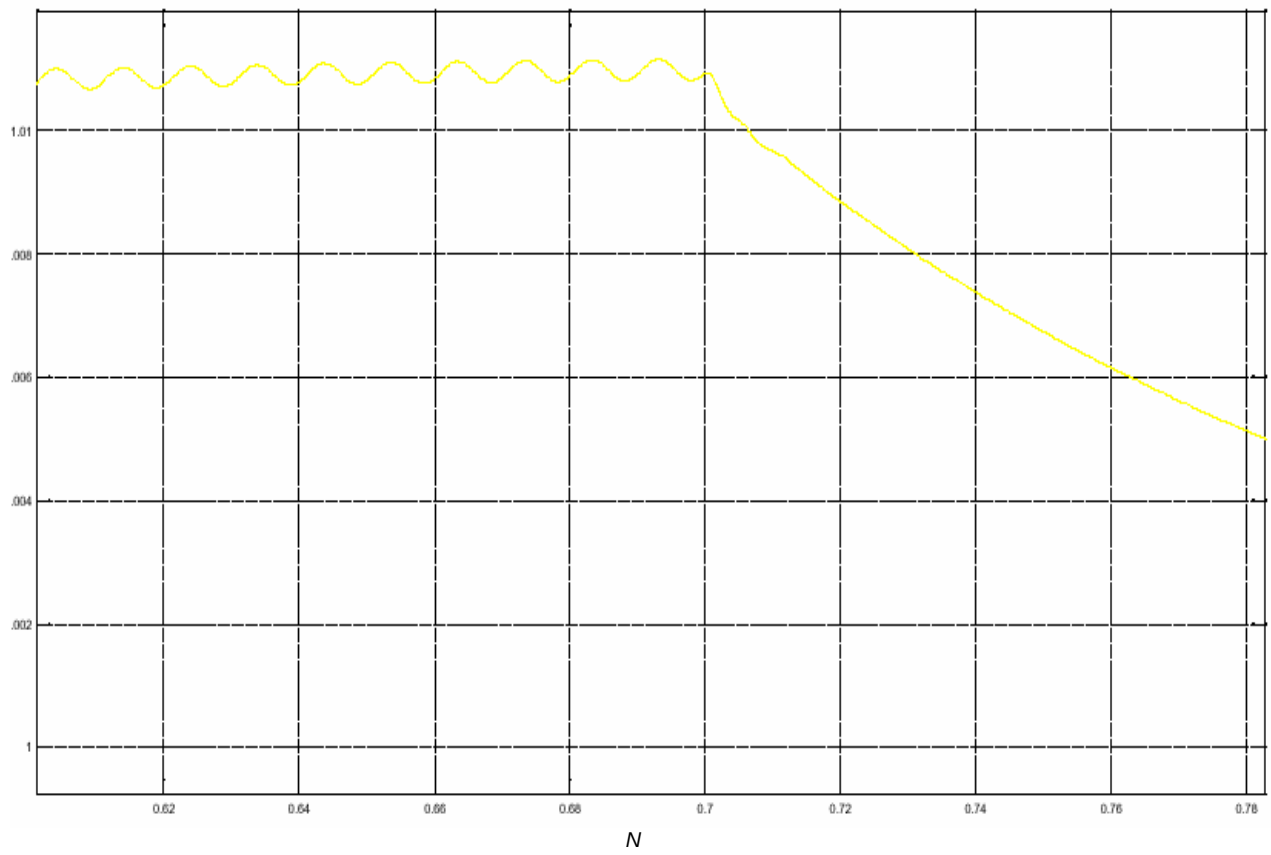
- P_e presenta un corto transitorio de 0.03 s con sobrepico a 2 pu para volver a 1 pu
- I_{DC} presenta un pulso de 78 A en el momento del recierre con duración 0.01 s.
- N decelera por una exponencial pulsante a 50 Hz decreciente a 1 pu lentamente.
- V_s se restituye rápidamente a 1 pu
- I_s se normaliza salvo un corto transitorio de 0.02 s ($= 1$ ciclo).

Resultados:

El pico de corriente continua siempre está presente en los escalones de carga. Las tres fases de corriente de línea se restituyen rápidamente sin picos. No hay sobretensiones.

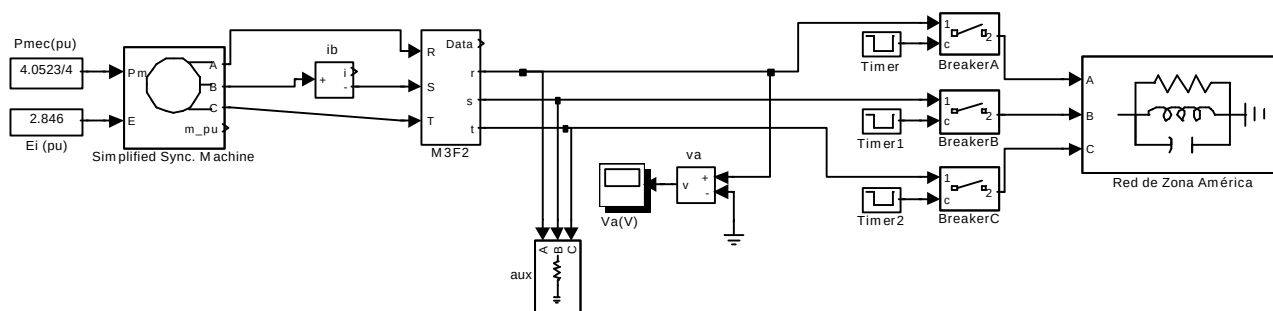
Ver a continuación las gráficas para este intervalo de tiempo:





v. Rechazo de carga (100% - 0% - 100%) con recierre

Archivo: loadshed_aisl_za3.mdl



Esquema eléctrico del ensayo

$0 < t < 0.2$ s:

- Régimen con 100% de carga.
- $P_e = 1$ pu
- $V_s = 1$ pu
- $I_s = 0$
- $N = 1$ pu
- $I_{DC} = 0$

$0.2 \text{ s} < t < 0.7$ s:

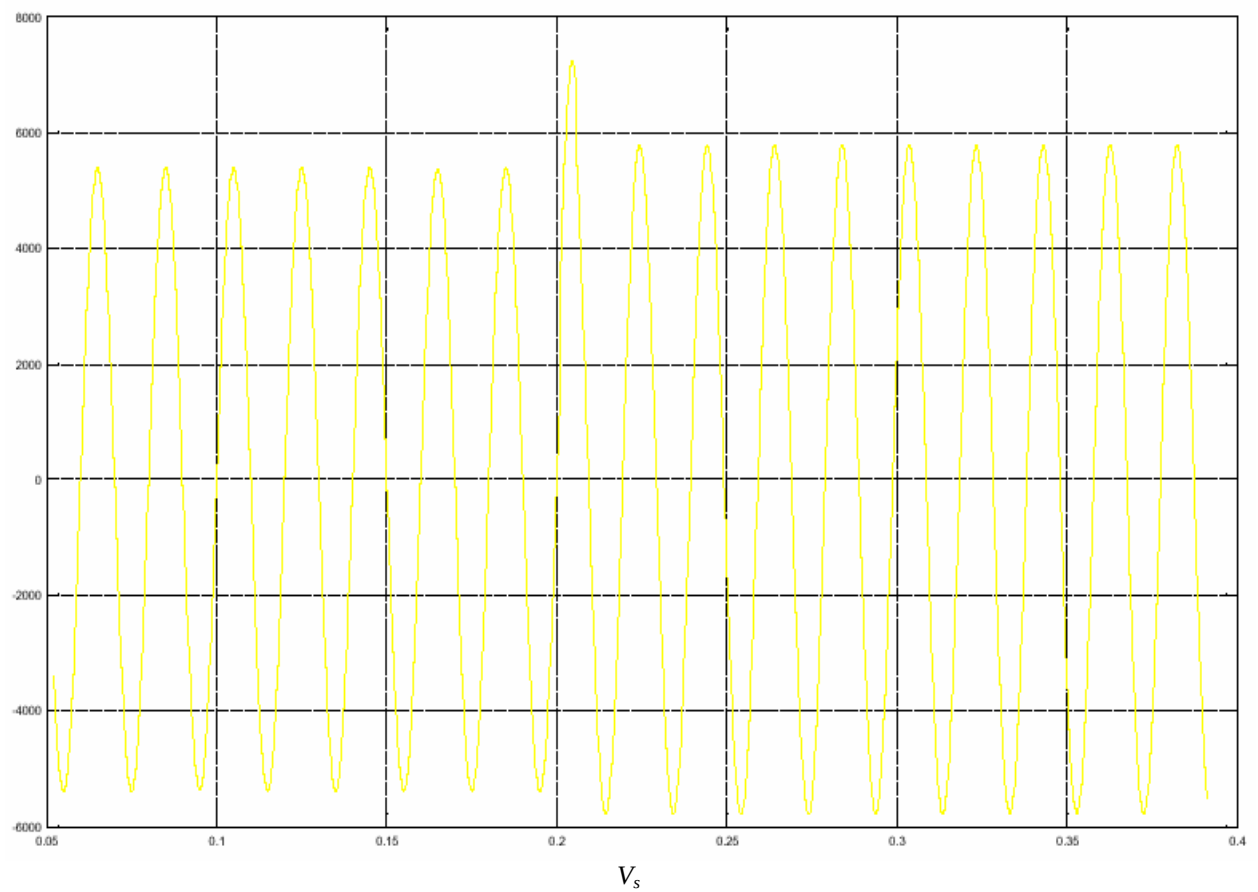
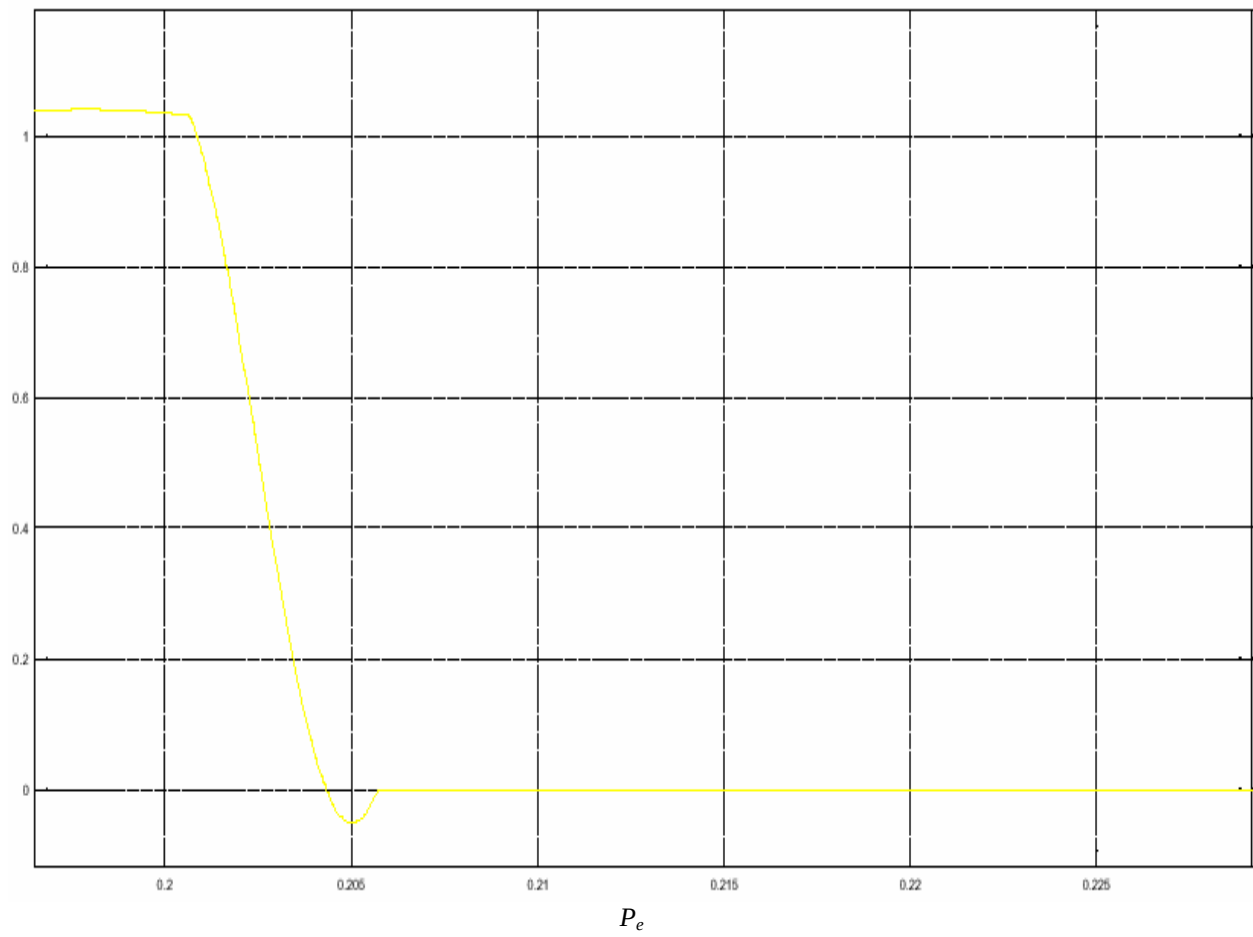
- N acelera por una exponencial hasta un régimen de 1.02 pu
- P_e disminuye por una rampa en 6 ms con sobretiro a -0.06 pu para quedar en 0 pu
- I_{DC} presenta dos picos sucesivos de 7 ms en 50 y 115 A quedando luego casi nulo.
- V_s presenta una sobretensión en 1.3 pu, permaneciendo luego en 1.07 pu
- I_s se anula.

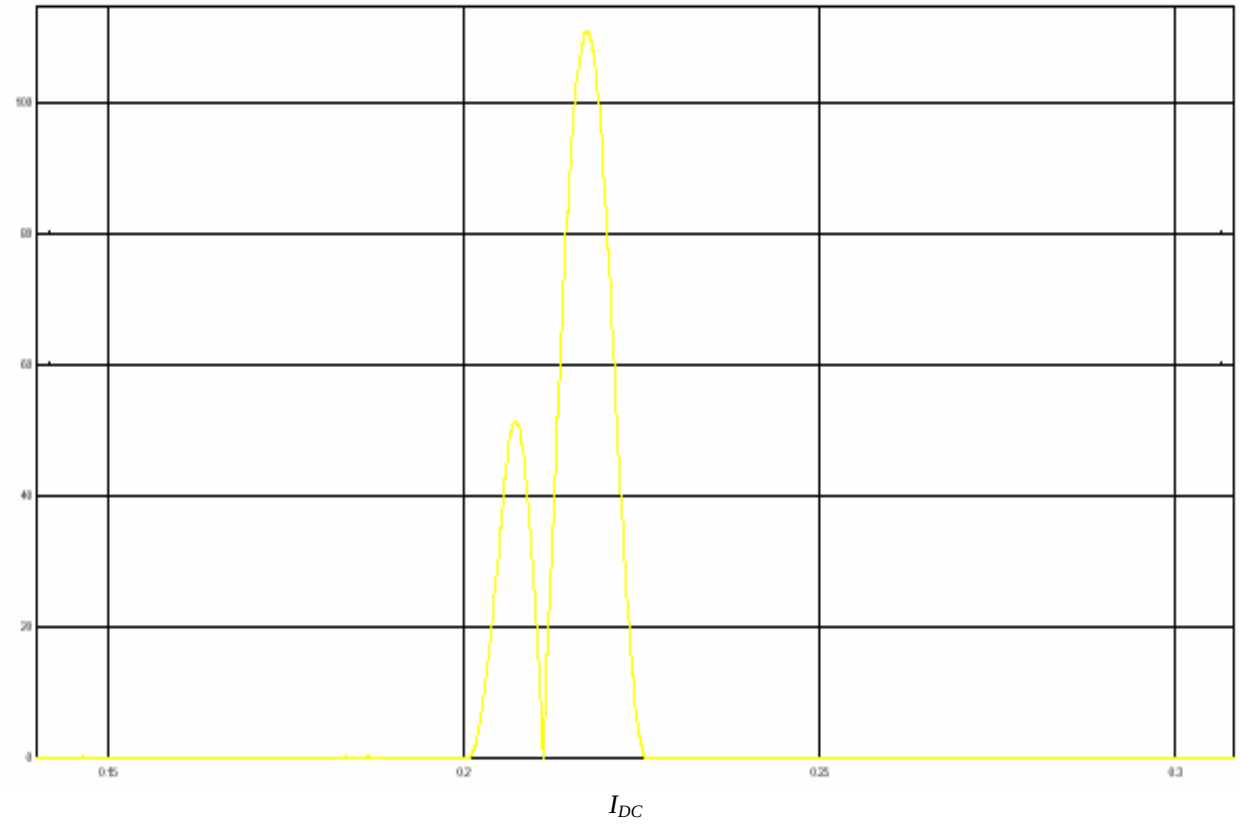
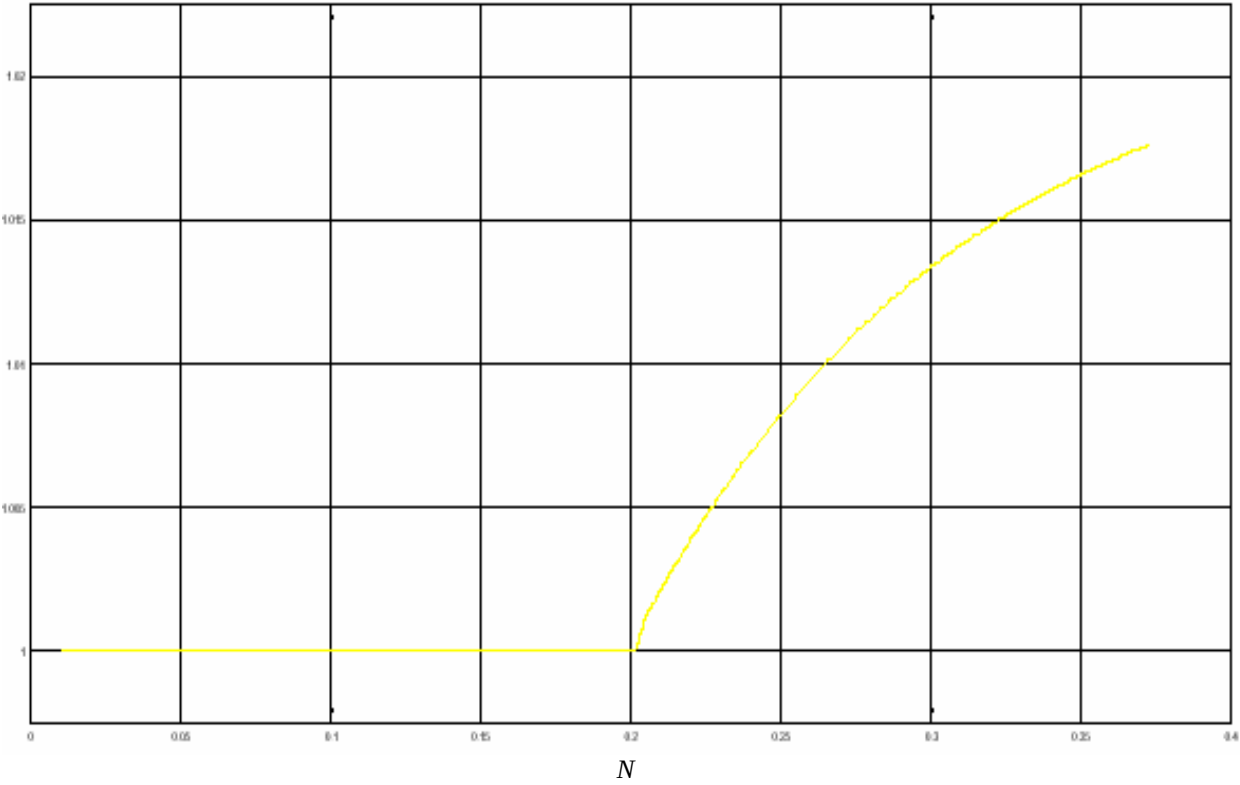
Resultados:

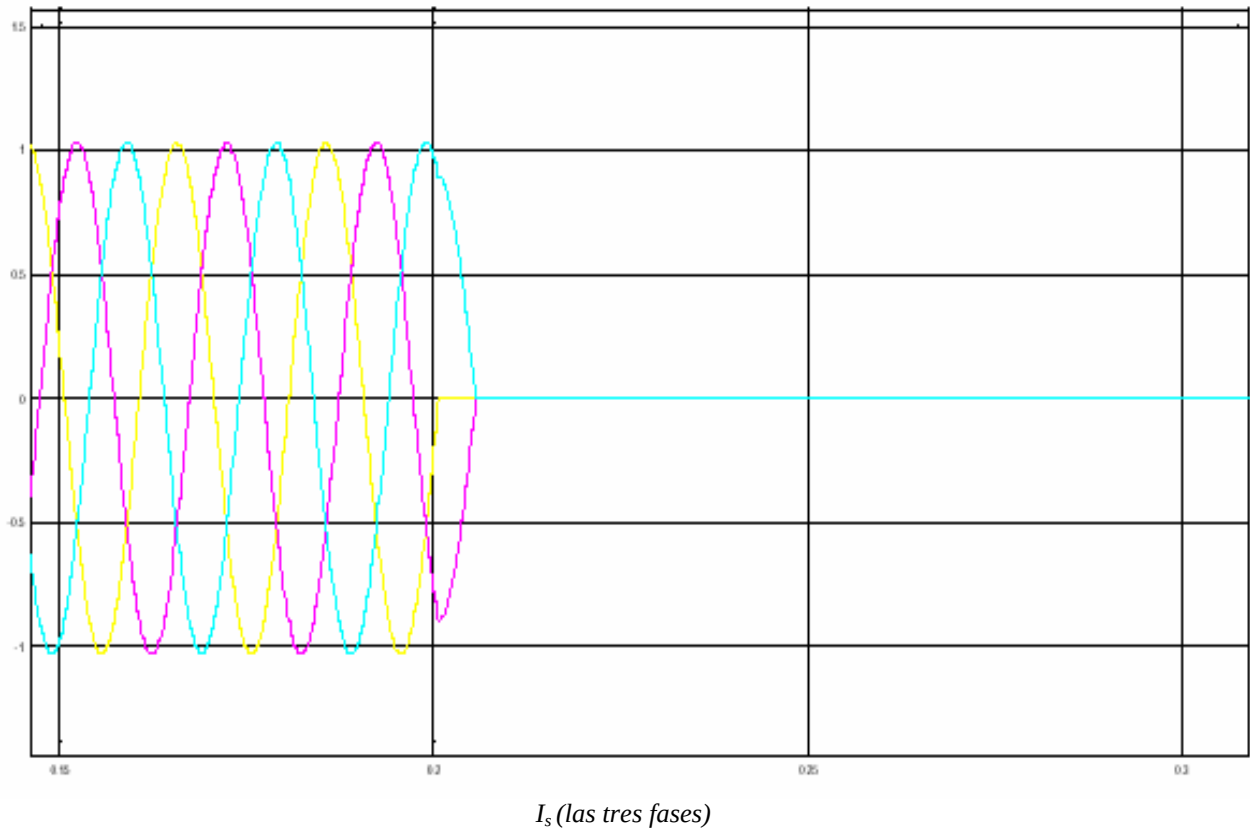
La pérdida de carga no presenta problemas para el generador.

Se producen dos picos de corriente continua correspondientes a los dos quiebres en el andamio de la potencia eléctrica.

Ver a continuación las gráficas para este intervalo de tiempo:







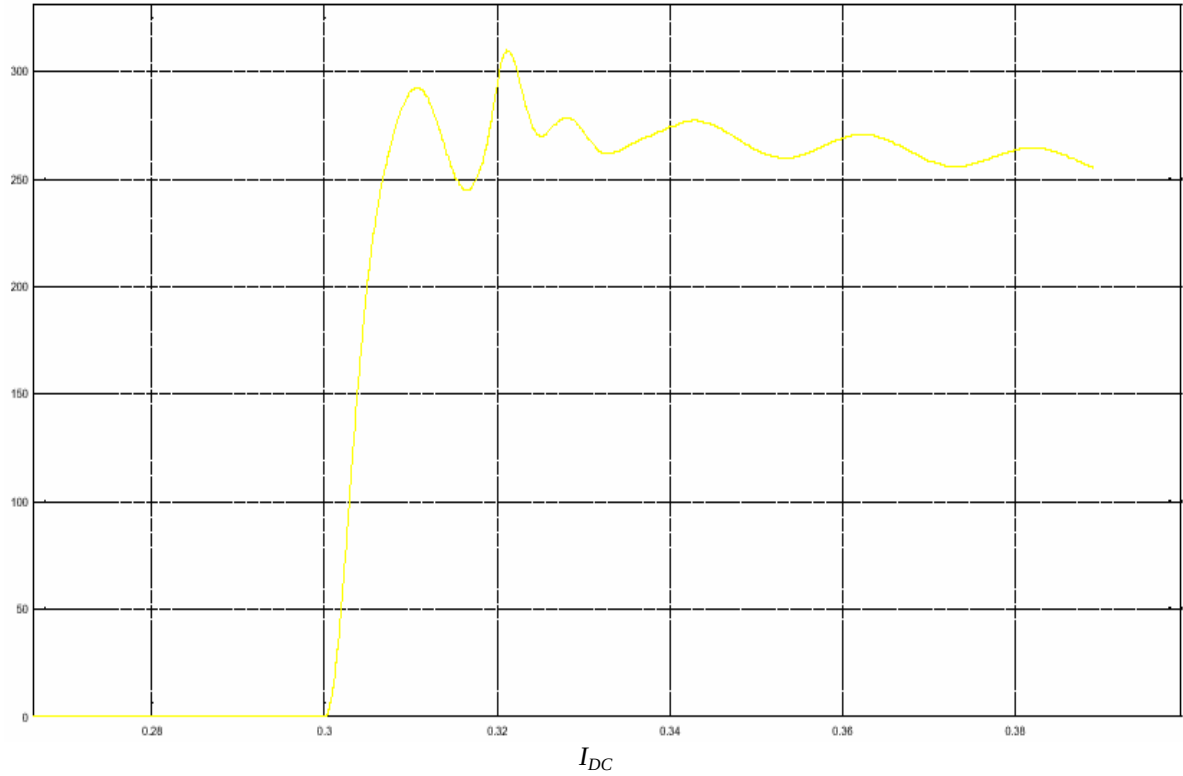
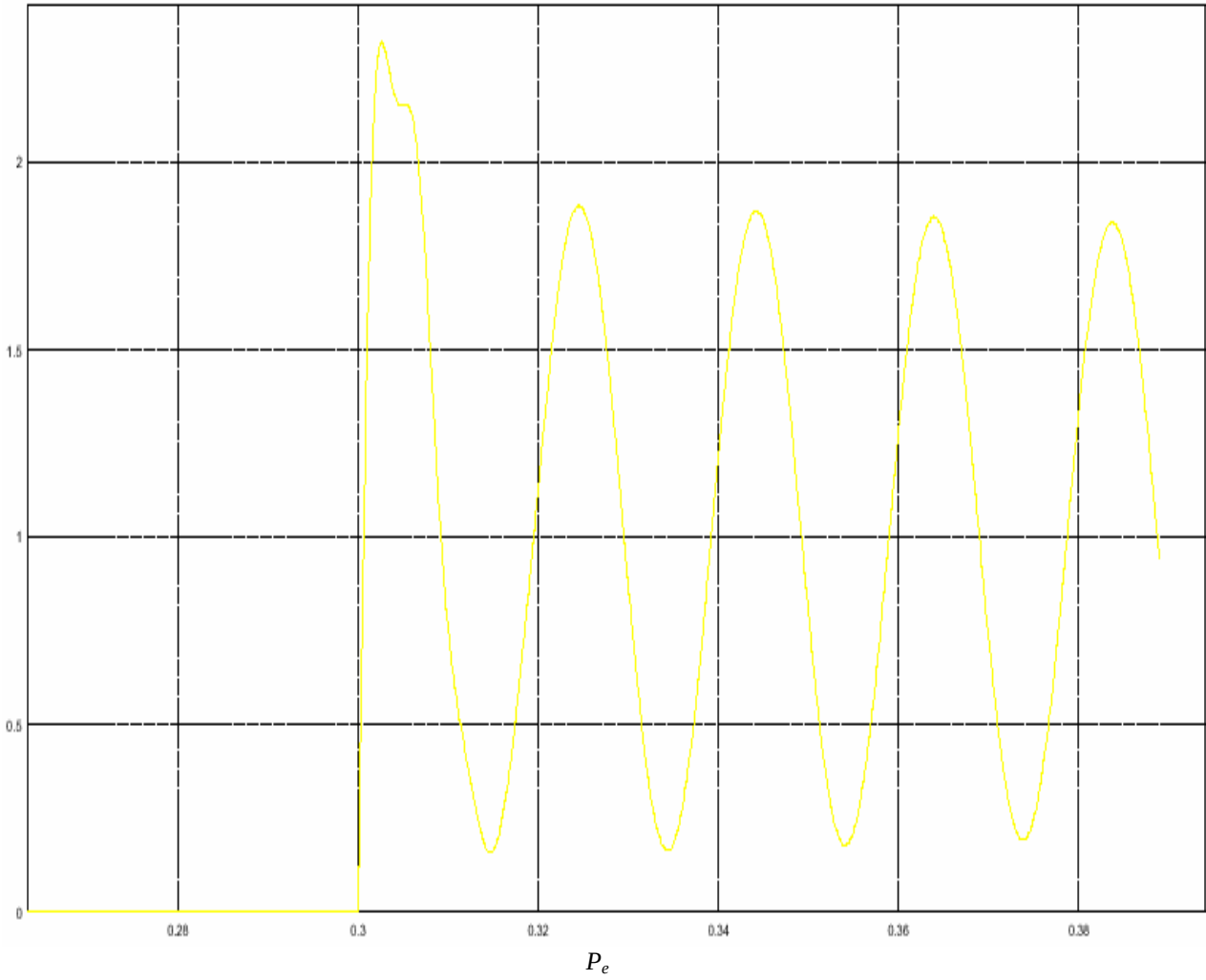
$0.7 \text{ s} < t$:

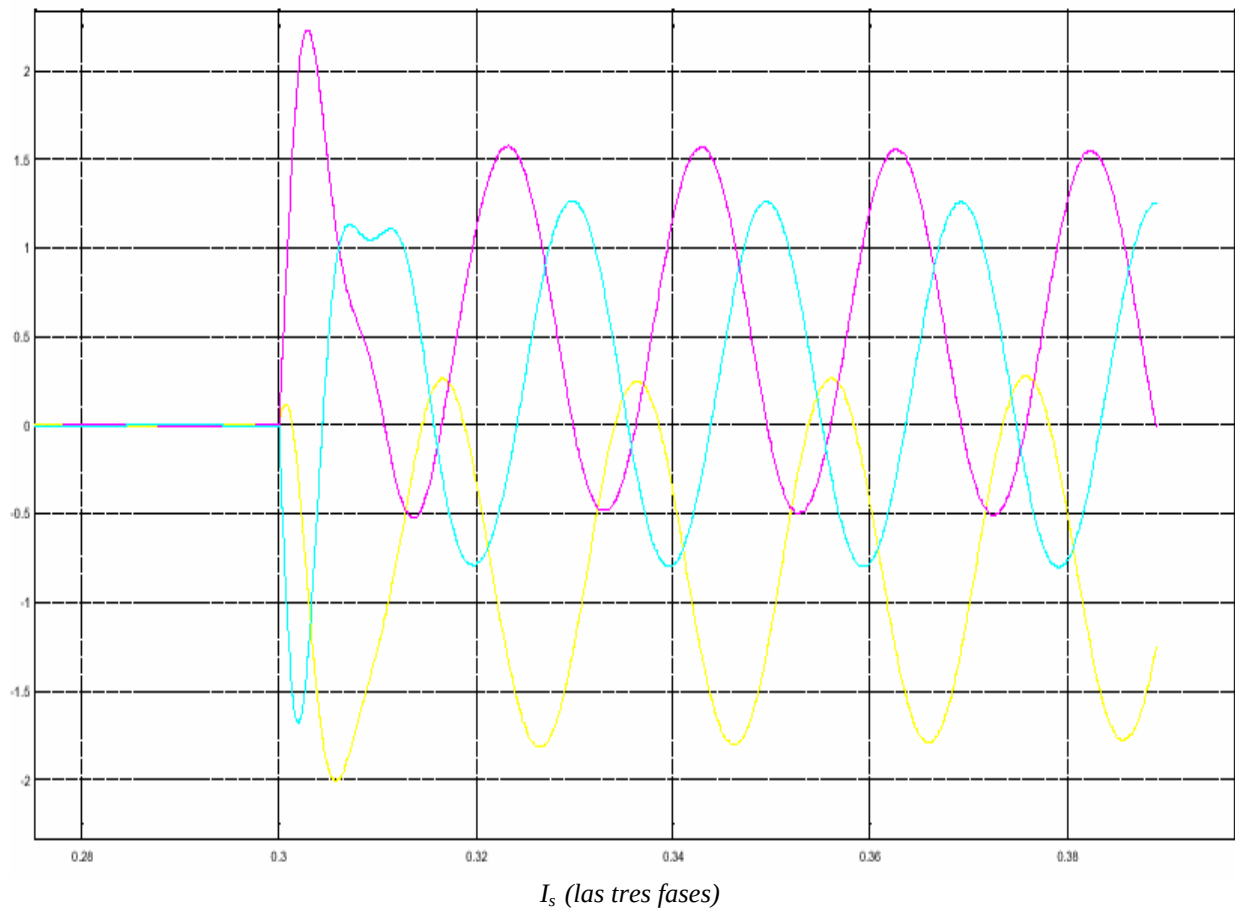
- P_e pulsante a 50 Hz decreciendo lentamente entre 0.2 y 1.8 pu hasta establecerse en 1 pu
- I_{DC} presenta un escalón con oscilaciones a 300 A en el momento del recierre y comienza una lenta rampa decreciente a 0 lentamente.
- N decelera por una exponencial levemente pulsante a 50 Hz decreciente lentamente a 1 pu
- V_s se restituye rápidamente a 1 pu
- I_s se normaliza salvo un transitorio de 0.02 s, perdiendo lentamente la componente de continua.

Resultados:

Se observa que la peor situación desde el punto de vista del generador es el pasaje de cero a plena carga. Aparentemente tiene una gravedad similar a la del cortocircuito trifásico. Las oscilaciones de la potencia junto con en el largo tiempo de establecimiento y los sobrepicos de las corrientes son mucho mayores que cuando se pasa de plena a cero carga.

Ver a continuación las gráficas para este intervalo de tiempo:





vi. Rechazo de carga (100% - 0% - 100%) con recierre y discrepancia de polos en el disyuntor

Archivo: loadshed_aisl_za4.mdl

Para simular la discrepancia de polos del disyuntor se retardó a las llaves de las fases B y C en 3 ms y 5 ms con respecto a la llave de la fase A. Los retardos responden a valores típicos para disyuntores de MT.

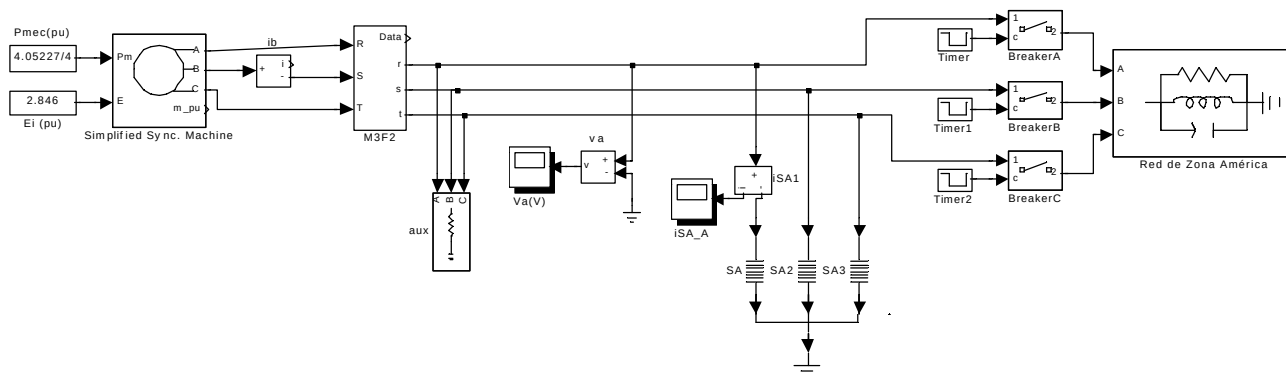
Resultados:

Una diferencia con el punto (v) es que en el recierre la corriente continua presenta un escalón con oscilaciones de menor valor de régimen (cuya magnitud es dependiente del tiempo de discrepancia de polos) que luego decaerá lentamente a 0.

Tanto como para las tensiones, corrientes y la potencia eléctrica se aprecia el pequeño retardo en el comienzo del transitorio, sin observarse diferencias cualitativas ni cuantitativas. Los tiempos involucrados en la discrepancia en el cierre del disyuntor son más cortos que los tiempos del turbogenerador y es por ello que no hay casi diferencia con respecto al punto (v).

vii. Rechazo de carga (100% - 0% - 100%) con recierre y descargadores de sobretensión en bornes del turbogenerador

Archivo: loadshed_aisl_za5.mdl



Esquema eléctrico del ensayo

En bornes del generador se colocó un banco de descargadores de sobretensión en estrella, preajustando su tensión de ruptura a 1.2 pu. Su modelo interno posee una linealización a tramos de la curva V-I de un descargador típico de sobretensión.

Resultados:

Al producirse la sobretensión en el momento del rechazo de carga, los descargadores actúan conduciendo la corriente a tierra, esto produce un recorte en los picos de tensión del generador y por consiguiente una presencia de armónicas en la onda de la corriente. Éstas son de orden $3n+2$, en particular la 5ta., las cuales son de secuencia inversa, produciendo calentamiento en la máquina síncrona.

2. Sistema Generador – Zonamérica interconectados con UTE

Se efectuarán las simulaciones para los siguientes casos anómalos típicos:

- Cortocircuito trifásico en barras de la Subestación B en 31.5 kV
- Cortocircuito monofásico en barras de la Subestación B en 31.5 kV
- Cortocircuito trifásico en bornes del generador en 6.6 kV
- Cortocircuito trifásico en barras de 22 kV cercano al generador
- Interrupción del suministro de UTE

Hipótesis de trabajo

Modelaremos al turbogenerador con el sistema de referencia d-q, con curva de saturación simulada y su dinámica mecánica con un modelo de segundo orden.

Se estudiarán solo los casos con curva de saturación simulada. La desventaja que tiene de no modelar la saturación de la máquina es que responde con tensión en la misma medida a cualquier cambio de excitación. Valores altos de excitación son necesarios cuando la máquina está entregando su potencia activa impuesta a una carga con resistencia baja, al no presentar saturación, resulta erróneamente en que la máquina puede restituirse rápidamente luego de despejada la falta.

Se incluirán los controladores de excitación y velocidad del turbogenerador. Este modelado evidenciará mejor precisión respecto al real comportamiento del turbogenerador.

La máquina se ajustará para entregar 3.515 MW a la carga, esto es 100 % de la capacidad de la turbina, pero 0.88 pu con base la capacidad del alternador (4 MVA).

La red de UTE será modelada con su equivalente de secuencia directa de Thévenin para los cortocircuitos trifásicos y con el equivalente completo para los de fase - tierra.

En este ensayo la anomalía se producirá en $t^* = 0.2$ s con duración 0.2 s (= 10 ciclos) cuando abra el disyuntor de Zonamérica en 31.5 kV, aislándola de UTE.

$0 < t^* < 0.2$ s:

- Régimen con 100% de carga.
- $P_e = 0.88$ pu (base del generador 4 MVA)
- $V_s = 1$ pu
- $I_s = 1$ pu
- $N = 1$ pu

$0.2 \text{ s} < t^*$:

- P_e presenta un sobretiro a 0.5 pu durante 1.5 s para luego de la falta restablecerse en un lapso de 5 s con oscilaciones amortiguadas a aprox. 1 pu, el cual es el valor de potencia activa necesaria para alimentar a Zonamérica.
- N tiene el mismo andamio que la potencia pero invertido, con un pico durante la falta a 1.015 pu (= 50.75 Hz). Su restablecimiento a 1 pu es a la par de la potencia.
- V_B presenta durante la falta una baja con un mínimo al 14 % del valor de régimen durante 0.2 s (= 10 ciclos), luego restableciéndose en 0.5 s (= 25 ciclos) al valor de régimen.
- La fase A de la corriente del estator sube instantáneamente a 4.5 pu (= 1.6 kA). Las otras dos fases también tienen picos en 3.5 pu y 3.2 pu respectivamente. El andamio de las corrientes tiene el conocido decaimiento exponencial en los primeros 0.2 s (= 10 ciclos) de la falta. Las componentes máximas de continua se estiman en 2 pu. Luego de despejada la falta se restablece en un valor de régimen al cabo de 0.5 s (= 25 ciclos). En los primeros 0.1 s (= 5 ciclos) luego de producirse la falta prepondera la corriente aportada por el generador, mientras que el tiempo restante prevalece el de UTE.
- I_{cc} presenta un pico en 3.1 kA rms aportado por el generador, y un valor sostenido de 2.0 kA rms por el resto de la duración de la falta.
- I_D presenta un pico en 0.3 kA rms aportado por el generador, y un valor sostenido de 0.12 kA rms por el resto de la duración de la falta.
- La tensión de excitación V_f durante la falta satura tanto en su máxima como en su mínima en un intento de controlar la generación de potencia. Luego de controlado se establece a su valor de régimen.

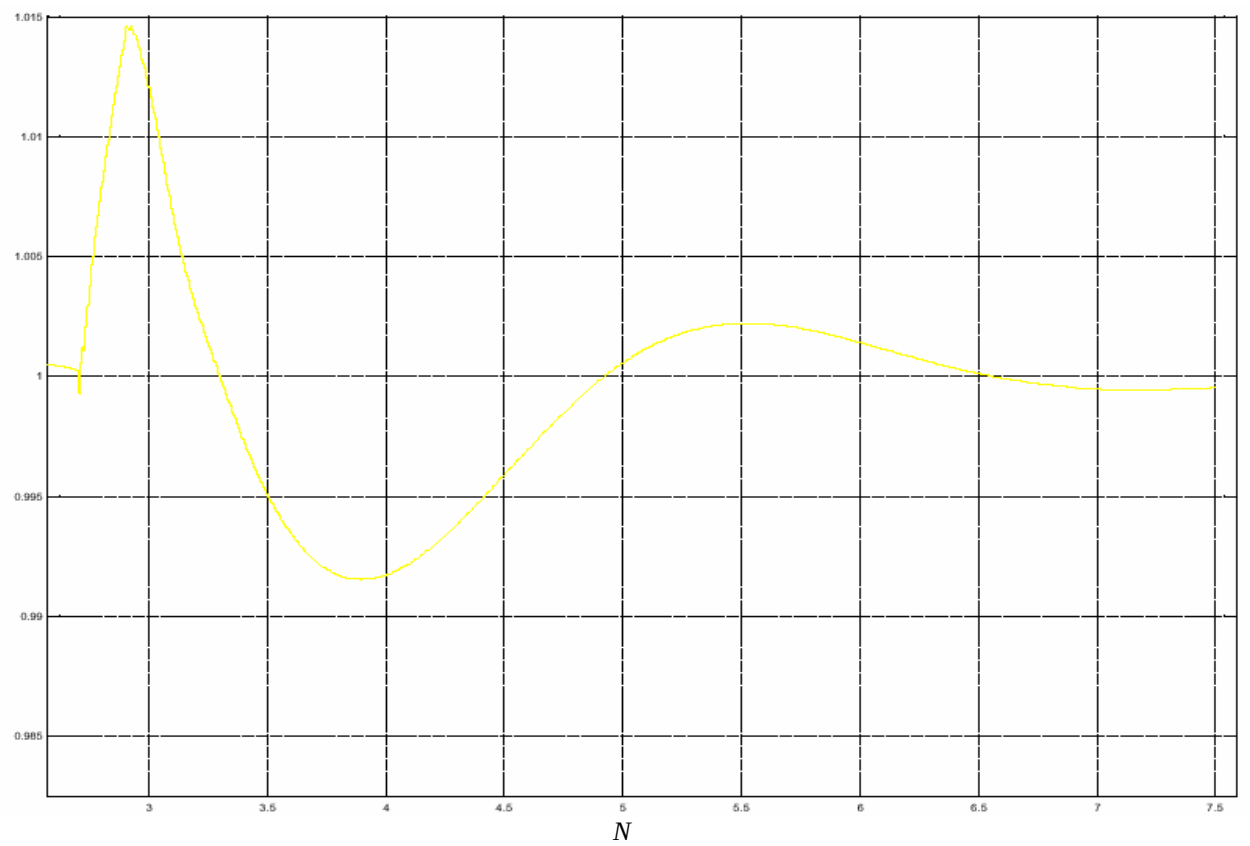
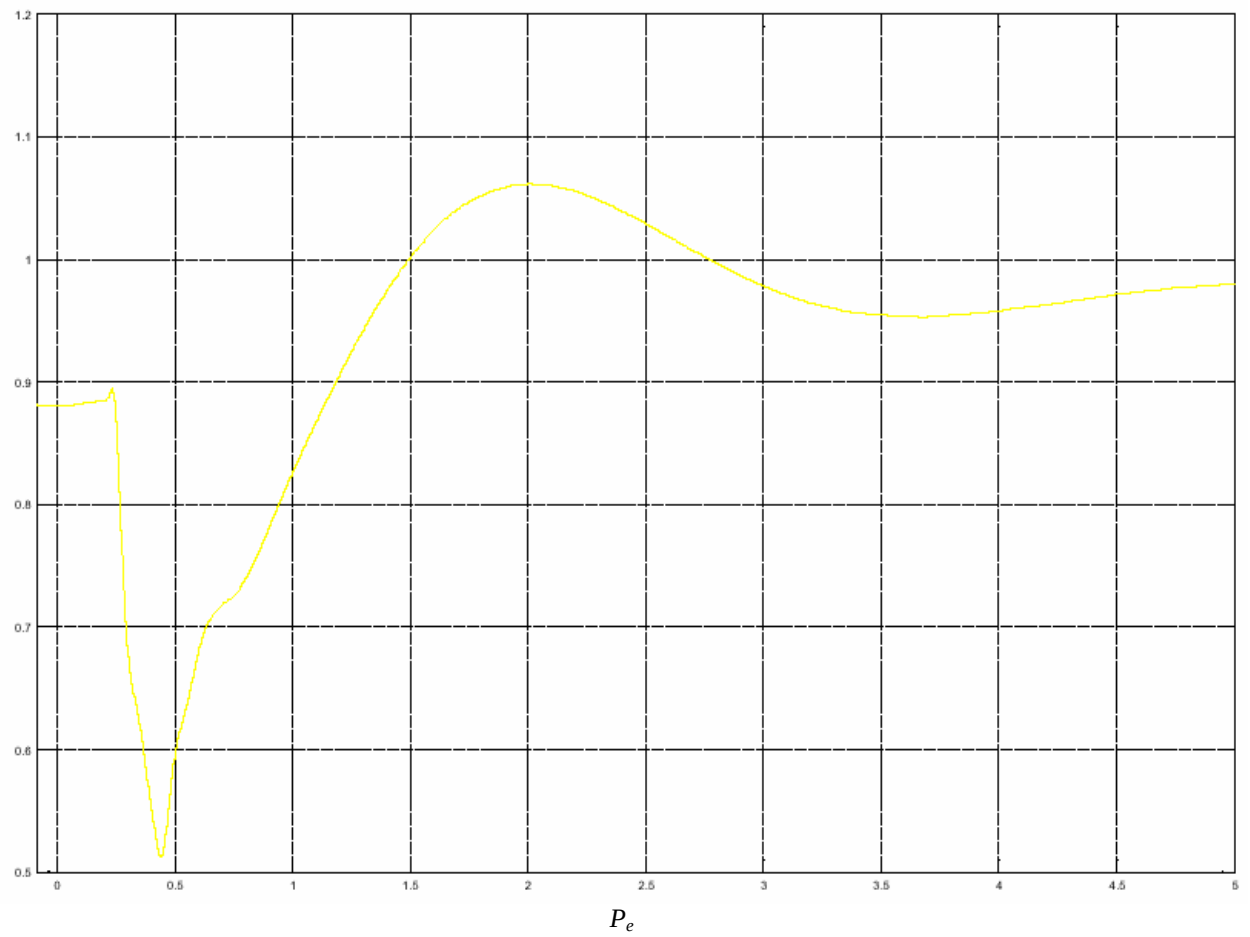
Resultados:

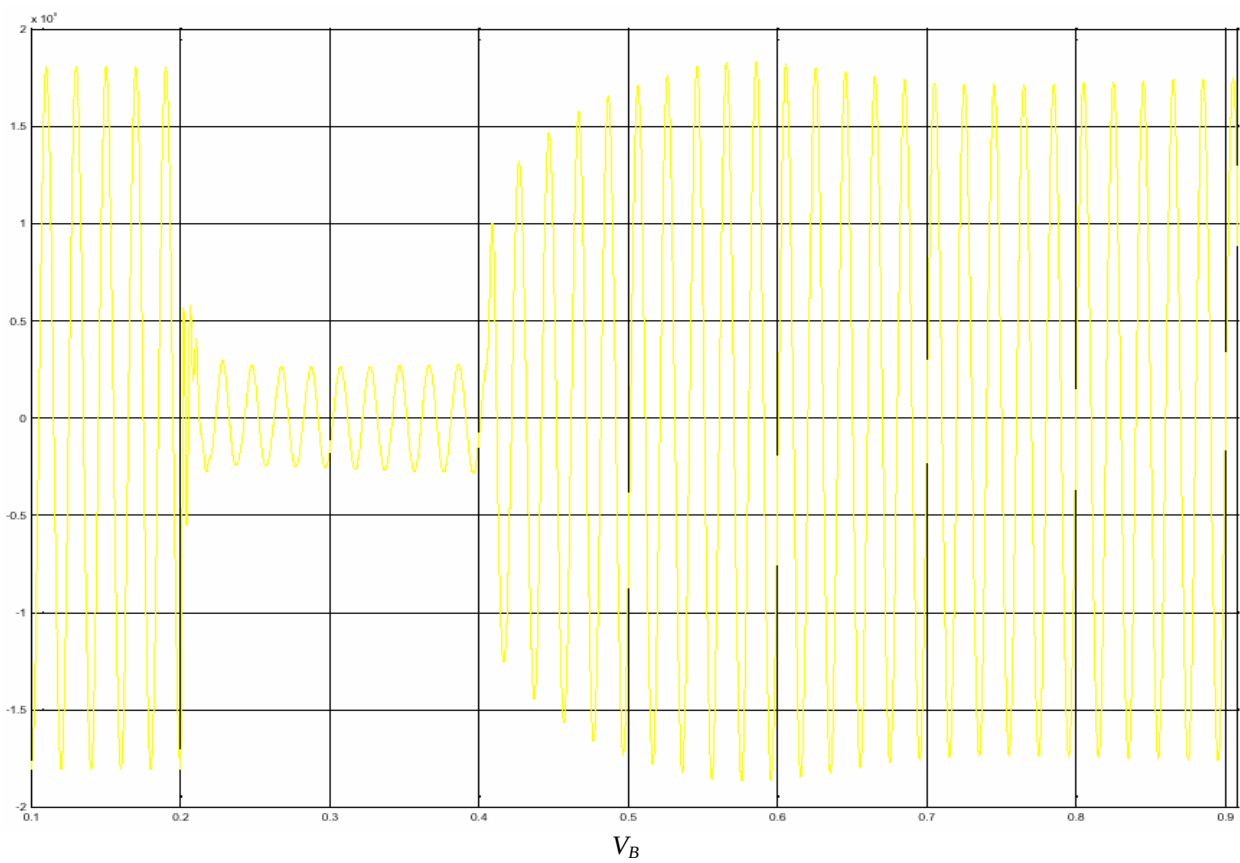
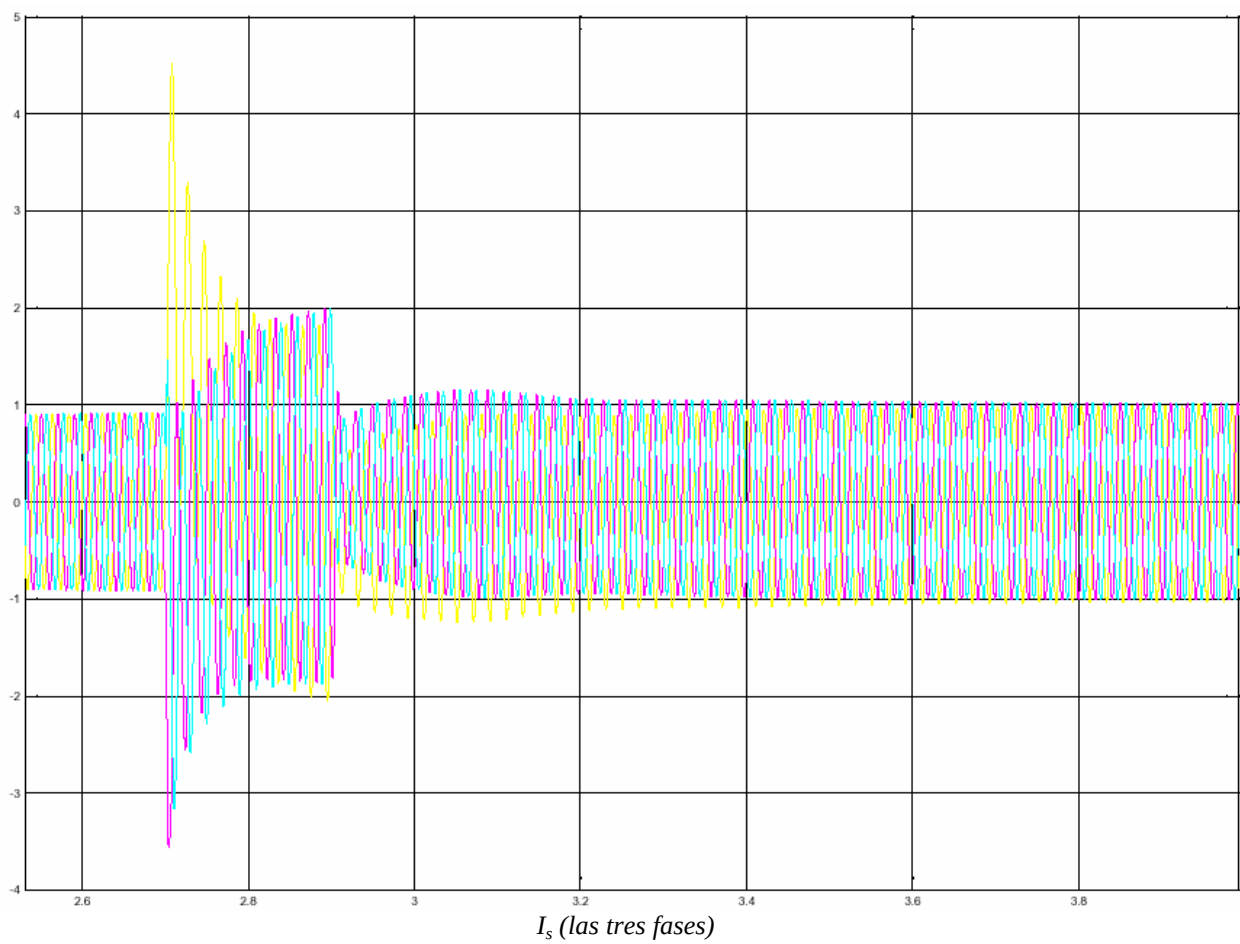
La recuperación del generador a potencia plena está fuertemente condicionado por la duración de la falta, o mejor, el tiempo de actuación del disyuntor de entrada a Zonamérica. También es condicionante favorable para la recuperación y gravedad de falta desde el punto de vista del generador, el hecho de que entre el generador y la falta se interponen las impedancias de dos transformadores de potencia.

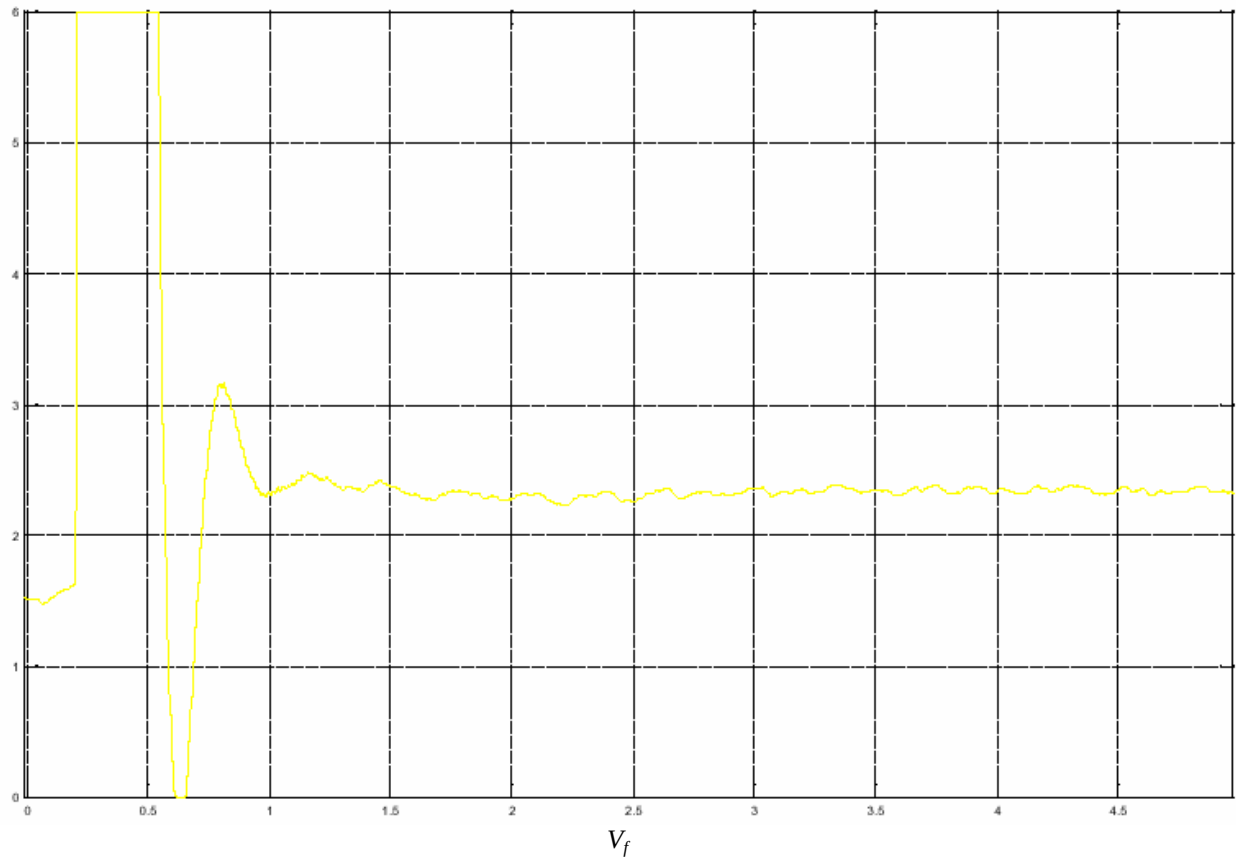
La baja en la tensión producida en el momento del corte de suministro con las características descriptas se considera como un guiño importante.

La posibilidad de obtener resultados numéricos respecto a las magnitudes de las variables del sistema durante la falta ofrecen un potente instrumento para diseño de redes eléctricas.

Ver a continuación las gráficas para el intervalo de tiempo de interés:

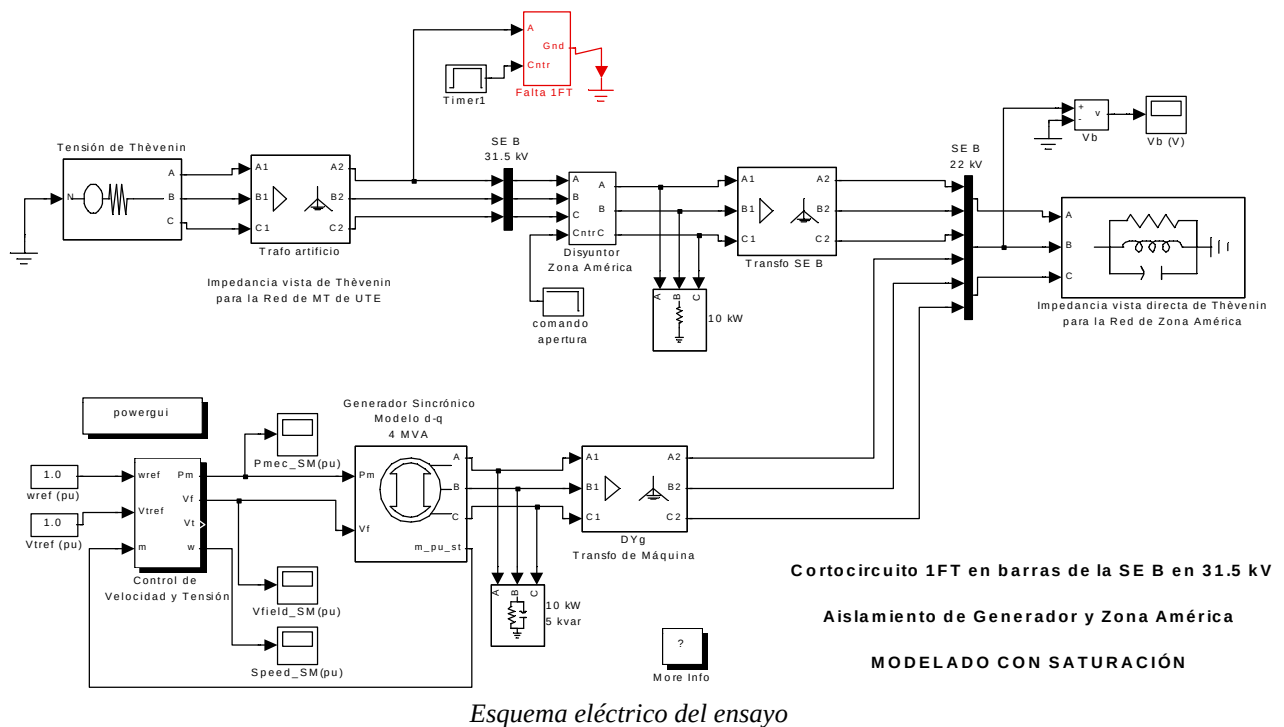






ii. Cortocircuito monofásico en barras de la Subestación B en 31.5 kV

Archivo: cc1ft_icon_seb31_dqsat.mdl



En este ensayo la anomalía se producirá en $t^* = 0.1$ s con duración 0.2 s (= 10 ciclos) cuando abra el disyuntor de Zonamérica en 31.5 kV, aislándola de UTE.

$0 < t^* < 0.1$ s:

- Régimen con 100% de carga.
- $P_e = 0.88$ pu (base del generador 4 MVA)
- $V_s = 1$ pu
- $I_s = 1$ pu
- $N = 1$ pu

$0.1 \text{ s} < t^*$:

- P_e no muestra andamientos extremos como en la falta trifásica. Luego de la falta se restablece en un lapso de 1 s con suaves oscilaciones amortiguadas a aprox. 1 pu, el cual es el valor de potencia activa necesaria para alimentar a Zonamérica.
- N tiene el mismo andamiento que la potencia pero invertido, con un pico a 0.996 pu (= 49.8 Hz). Su restablecimiento a 1 pu es a la par de la potencia.
- V_B presenta durante la falta una baja con un mínimo al 86 % del valor de régimen durante 0.2 s.
- I_{cc} presenta un comportamiento sostenido en 0.45 kA rms aportado principalmente por UTE.
- I_D presenta un pico en 70 A aportado por el generador, y un valor sostenido de 83 % del valor de régimen por el resto de la duración de la falta.
- Las tres corrientes I_s suben instantáneamente un 10 % con un sobretiro a 1.26 pu (= 0.44 kA rms) en la fase que en el momento del cortocircuito pasaba por 0. Una vez despejada la falta al cabo de 0.2 s (= 10 ciclos) se restablecen las corrientes al valor de régimen de la carga de Zonamérica.

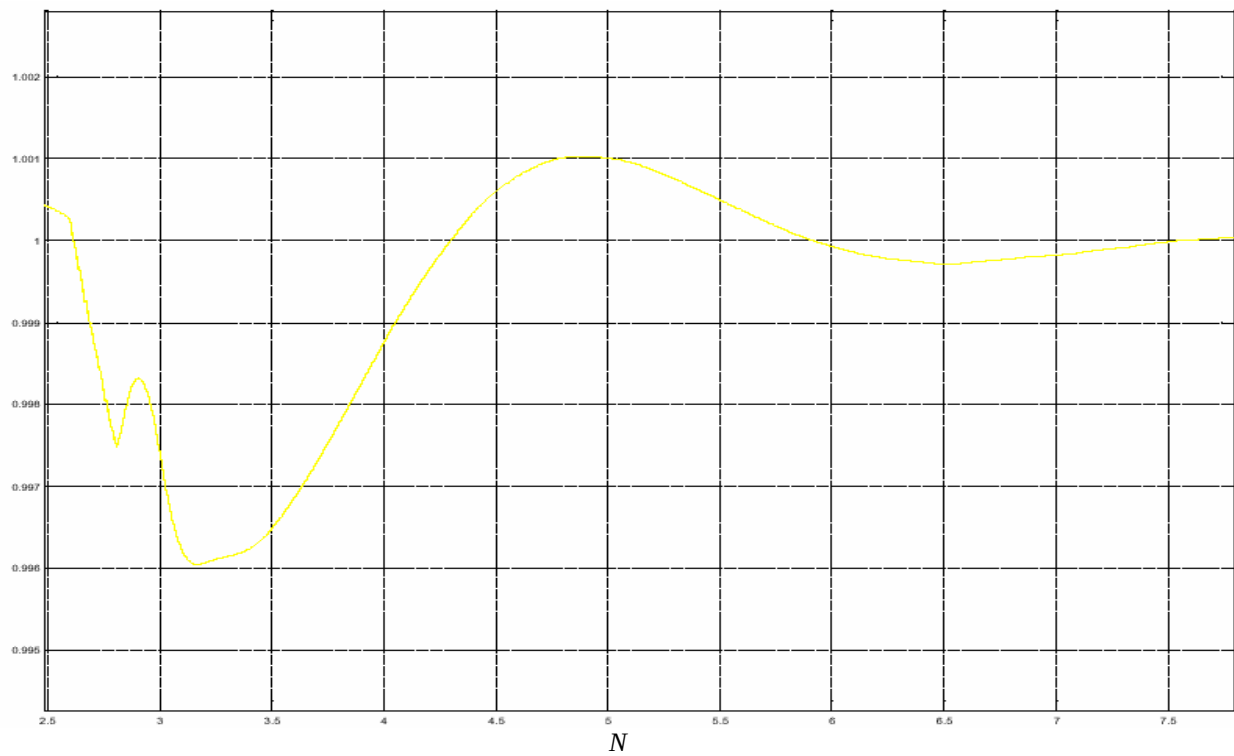
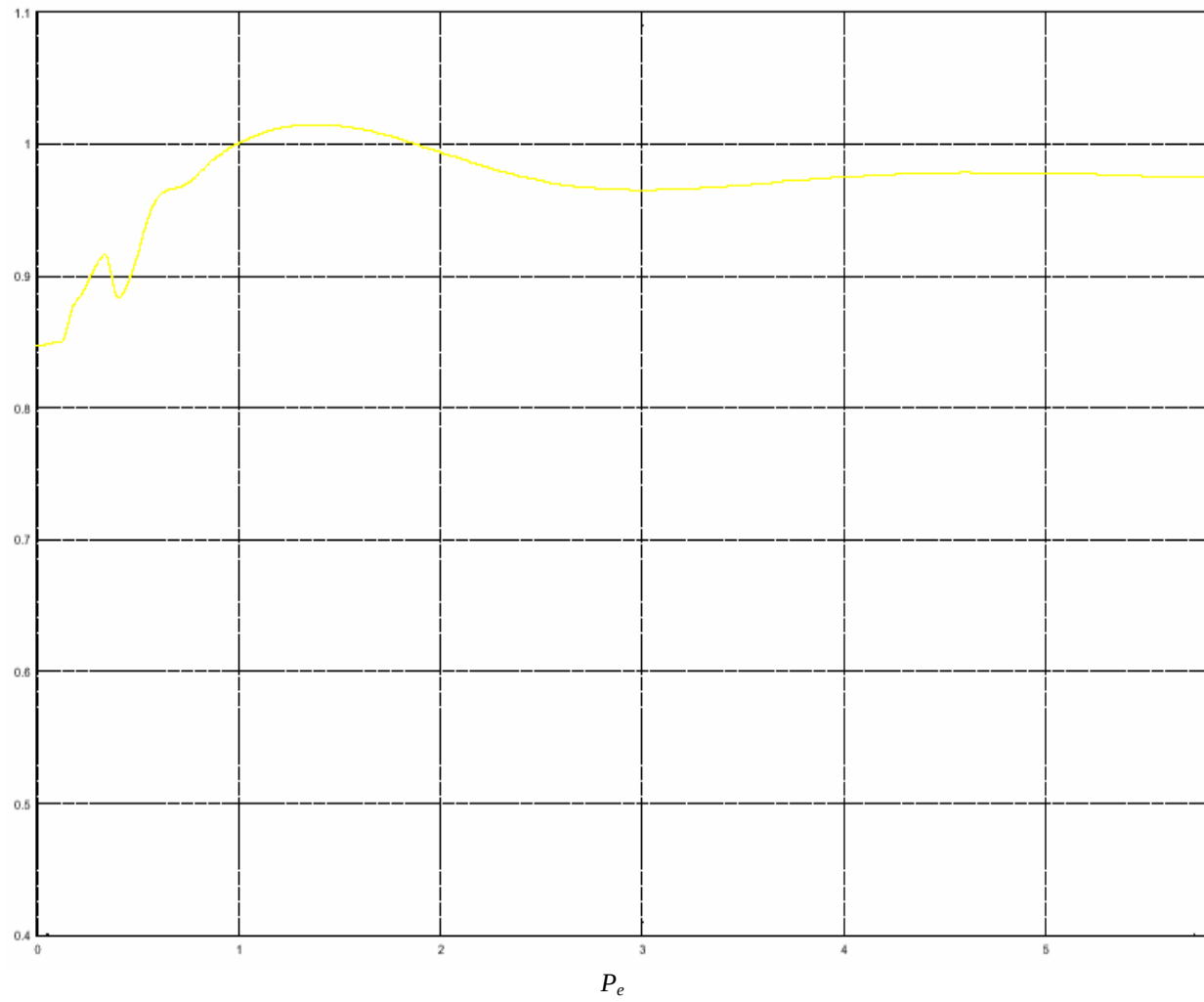
Resultados:

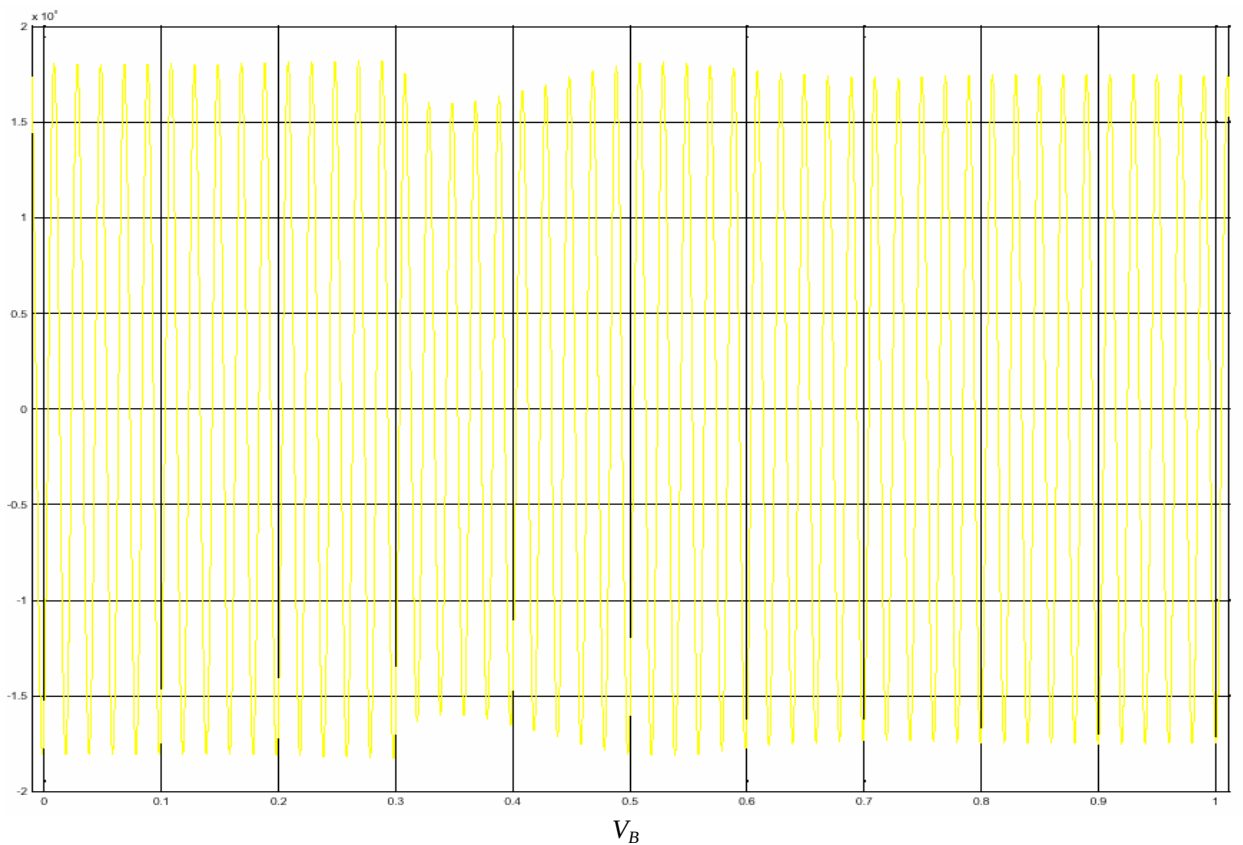
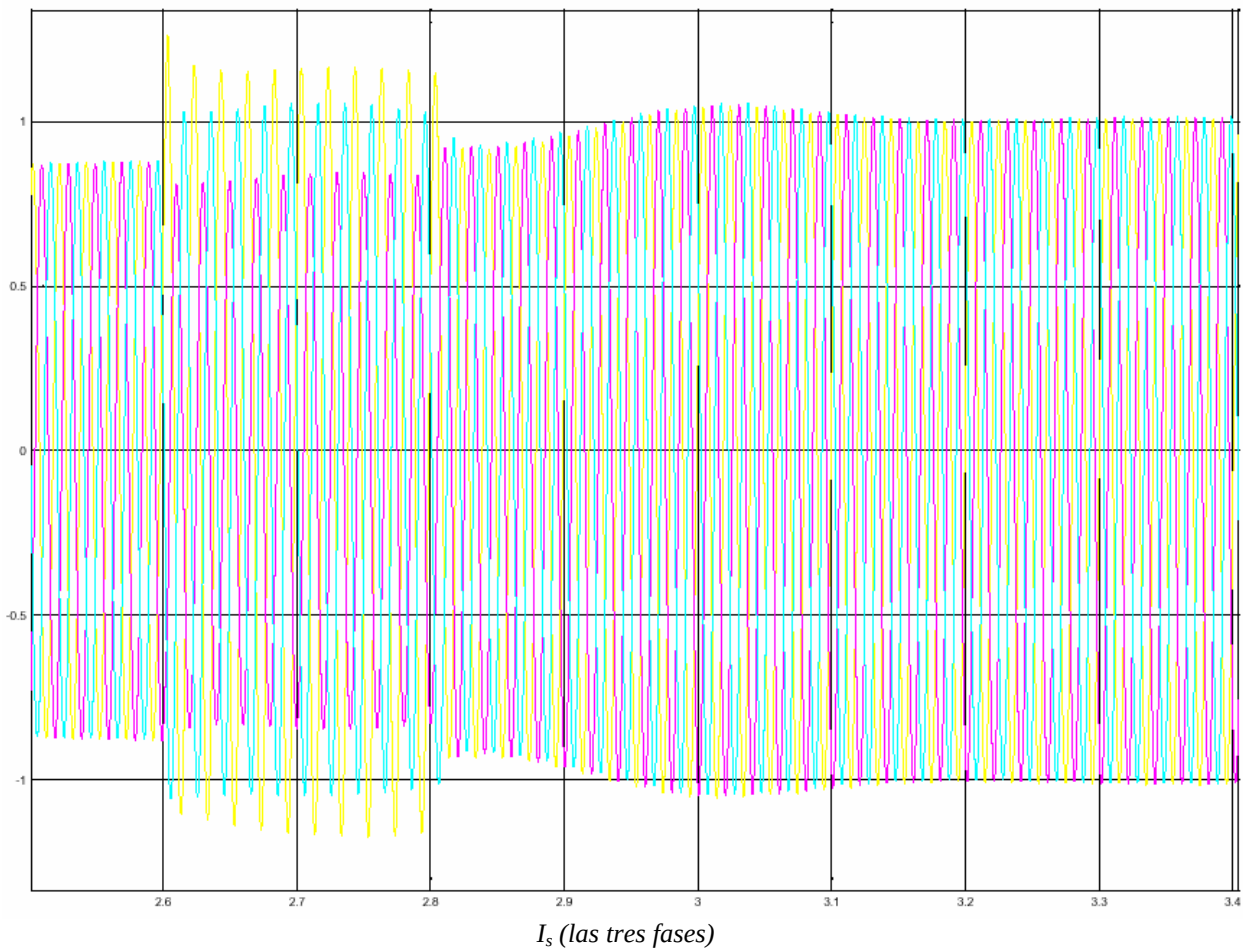
No se aprecian comportamientos peligrosos para el sistema eléctrico. La falta de fase - tierra es tolerada por el generador sin problema alguno.

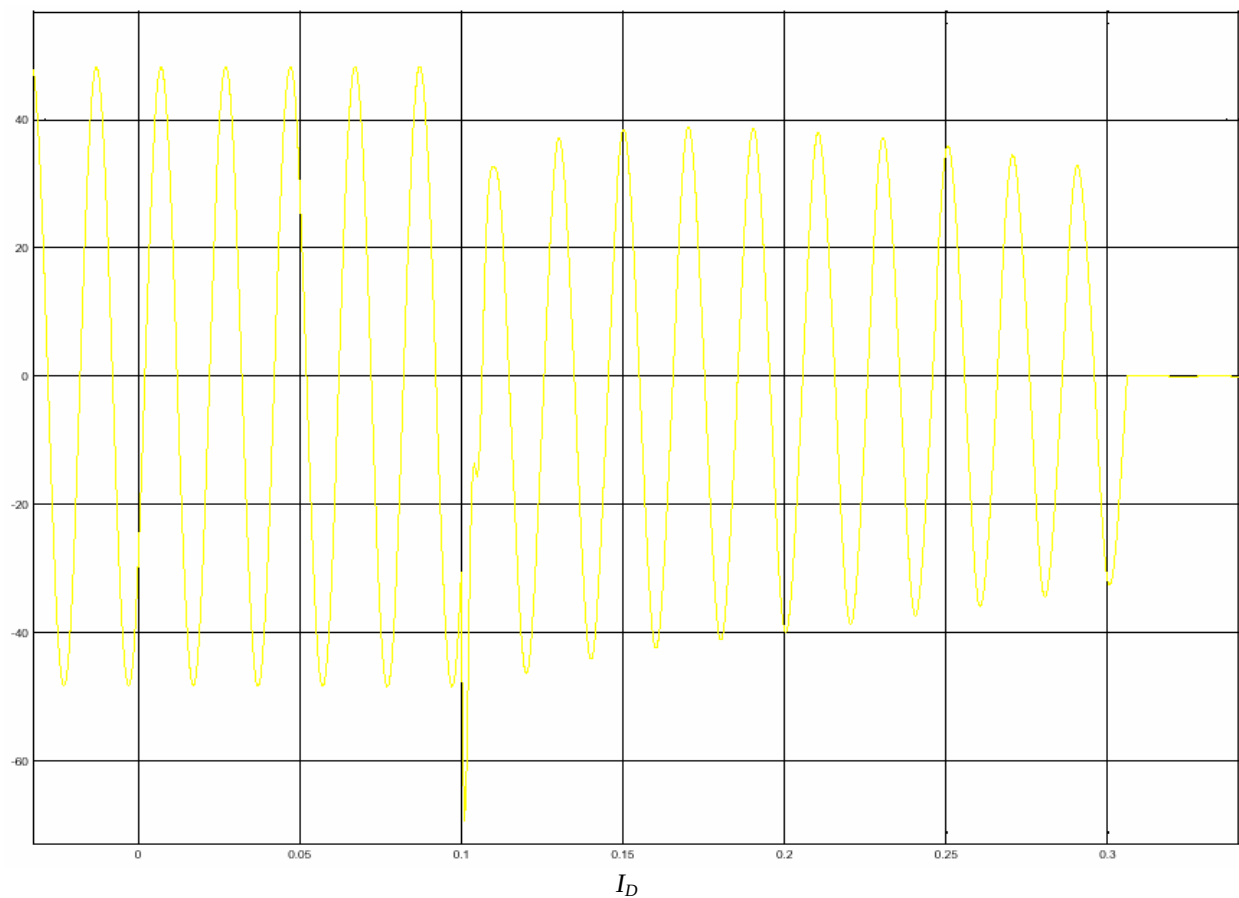
El hecho de que la corriente de la fase en falta por el disyuntor de entrada a Zonamérica sea menor a la de régimen no presenta un problema pues las protecciones de falta sensan las corrientes en sus magnitudes secuenciales, las cuales en un cortocircuito desbalanceado como éste son discriminadas con facilidad.

La baja en la tensión producida en el momento del corte de suministro con las características descriptas se considera como un guiño inocuo en la tensión.

Ver a continuación las gráficas para el intervalo de tiempo de interés:

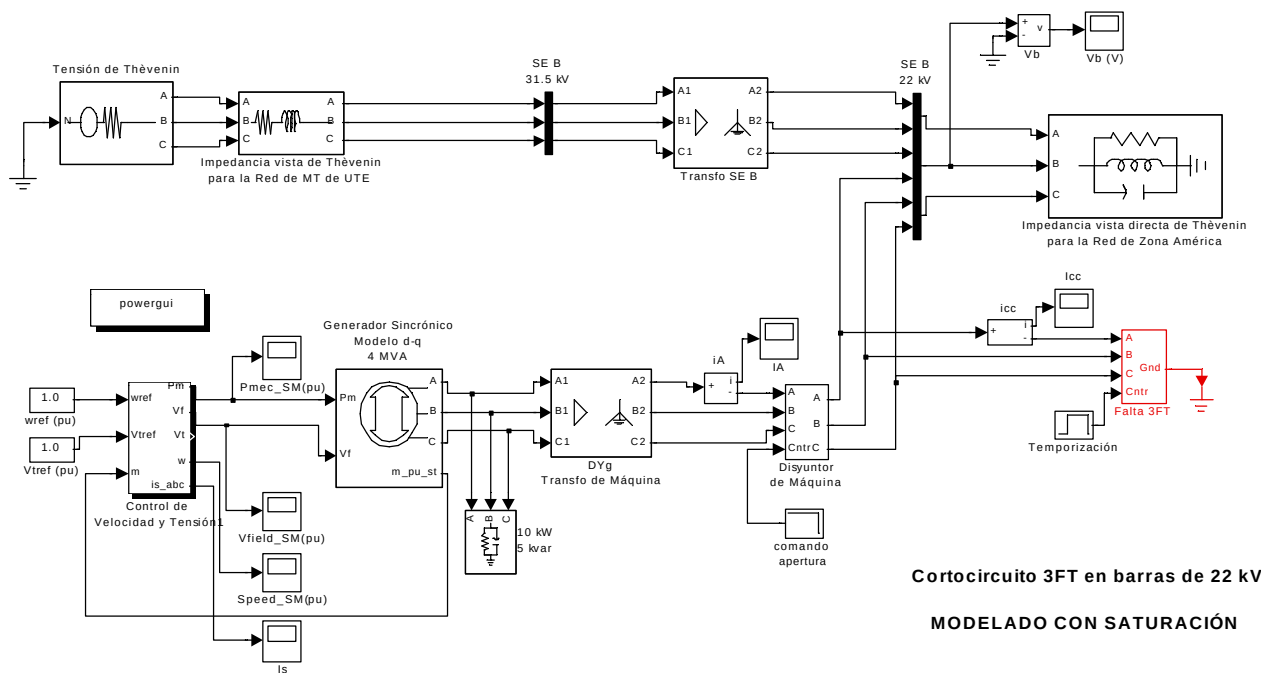






iii. Cortocircuito trifásico en barras de 22 kV cercano al generador

Archivo: cc3ft_icon_seb22_dqsat.mdl



Esquema eléctrico del ensayo

En este caso el ensayo de la anomalía se producirá en $t^* = 0.1$ s con duración 0.05 s (= 2.5 ciclos) cuando abra el disyuntor de máquina. Se entiende que esta reacción del disyuntor es mayor que la encontrada con las tecnologías actuales. Seguidamente luego de 0.3 s (= 15 ciclos) de espera se cerrará el disyuntor sin haber defecto.

$0 < t < 0.1$ s:

- Régimen con 100% de carga.
- $P_e = 0.88$ pu (base del generador 4 MVA)
- $V_s = 1$ pu
- $I_s = 1$ pu
- $N = 1$ pu

$0.1 \text{ s} < t$:

- P_e durante el defecto cae a 0.3 pu en forma lineal. Despejado el defecto crece rápidamente a casi 1.1 pu y cae peligrosamente a 0.25 pu para comenzar a oscilar amortiguadamente alrededor de 0.45 pu, siendo aparentemente nuevo punto de equilibrio de potencia.
- N tiene el mismo andamio que la potencia pero invertido, con un pico durante la falta a 1.02 pu (= 51 Hz), luego baja a 0.956 pu (= 48.25 Hz) para oscilar amortiguadamente para su restablecimiento a 1 pu.
- La tensión en barras de 22 kV en Zonamérica tiene un andamio rectangular entre 1 pu antes de la falta a 0 durante. Luego de la falta se restablece a 1 pu en menos de 1 s, con un pico de sobretensión de 140%.
- La fase A de la corriente del estator sube instantáneamente a 6 pu (= 2 kA rms) en bornes del alternador. Las otras dos fases también tienen picos en 5 pu y 4 pu respectivamente. El andamio de las corrientes tiene el conocido decaimiento exponencial en los 0.05 s (= 2.5 ciclos) de la falta. Al abrirse el disyuntor de máquina la corriente cae instantáneamente a 0. Al cerrarse al cabo de los 0.3 s las corrientes presentan un pico en la fase A aun más violento en 7.75 pu (= 2.7 kA) para luego caer en 0.5 s a casi 0 para oscilar amortiguadamente en el nuevo valor de régimen, menor al original antes de la falta.
- I_D presenta un pico en 0.6 kA rms aportado por el generador, y un valor sostenido de 0.35 kA rms por el resto de la duración de la falta. Al abrirse el disyuntor de máquina la corriente cae instantáneamente a 0. Al cerrarse al cabo de los 0.3 s las corrientes tienen el mismo andamio que el I_s con un pico en 0.8 kA rms, salvo que levemente atenuado por estar el transformador de por medio entre la falta y el generador.
- I_{cc} presenta un pico en 2 kA rms y un valor sostenido en 1 kA rms.
- La tensión de excitación V_f durante la falta satura tanto en su máxima como en su mínima en un intento de controlar la generación de potencia. No logra el control y queda fijado en 1 pu.

Resultados:

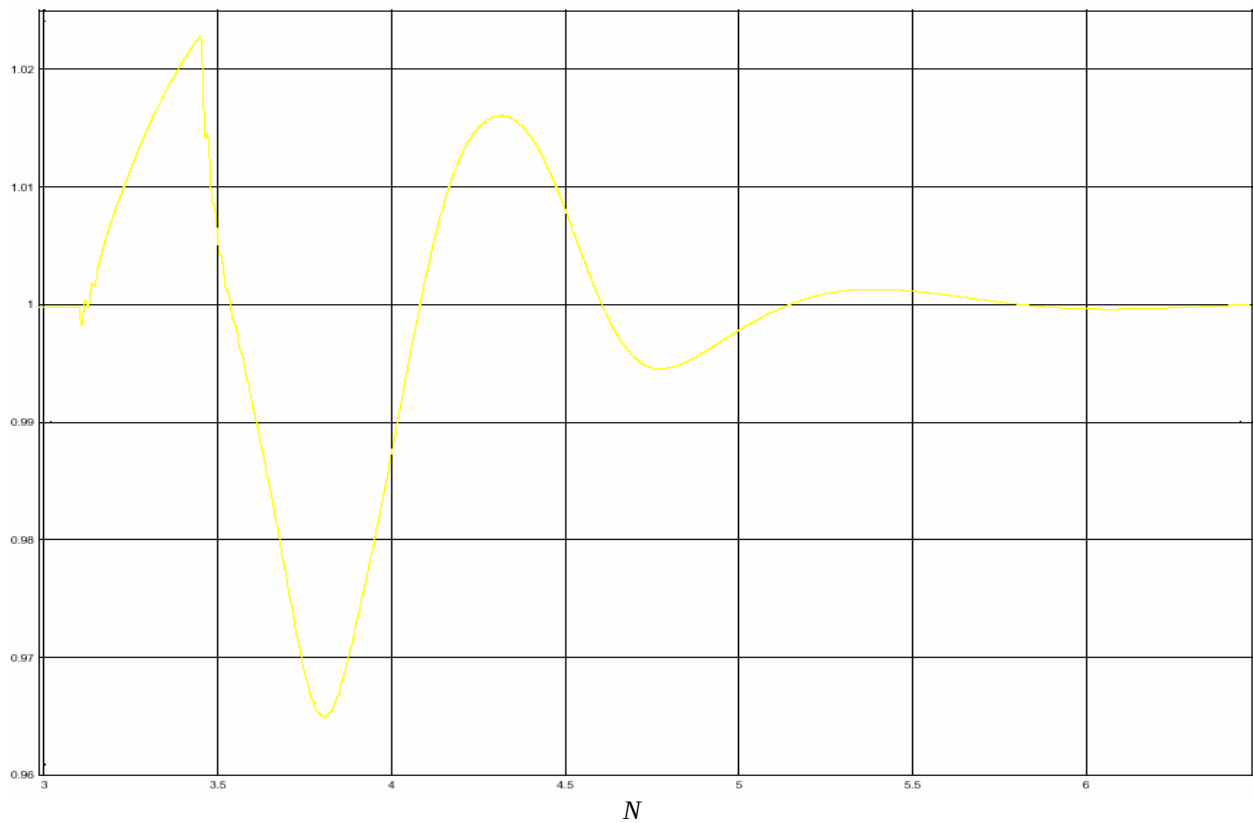
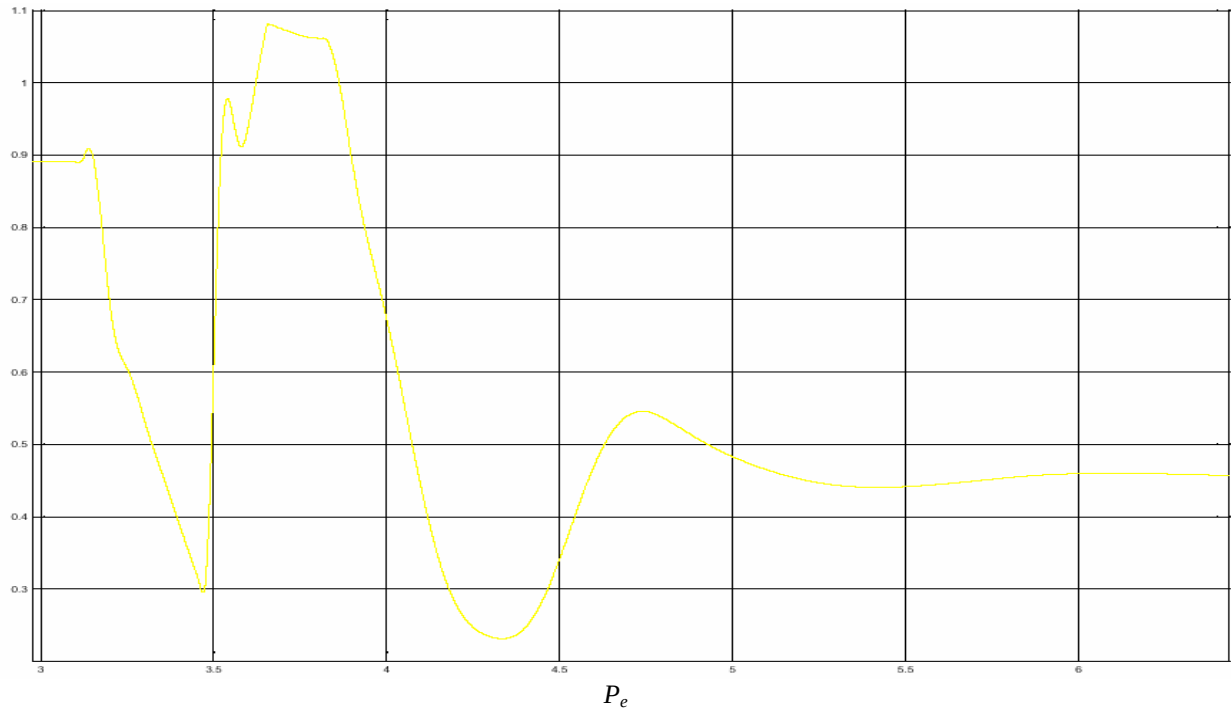
El comportamiento del generador se vio afectado por la cercanía del cortocircuito y por la duración de la falta, produciéndose un nuevo punto de equilibrio de potencias debido a la omisión de la operación de sincronización. El segundo pico de corriente cuando se produce el recierre del disyuntor es debido a la toma de carga fuera de sincronismo con UTE.

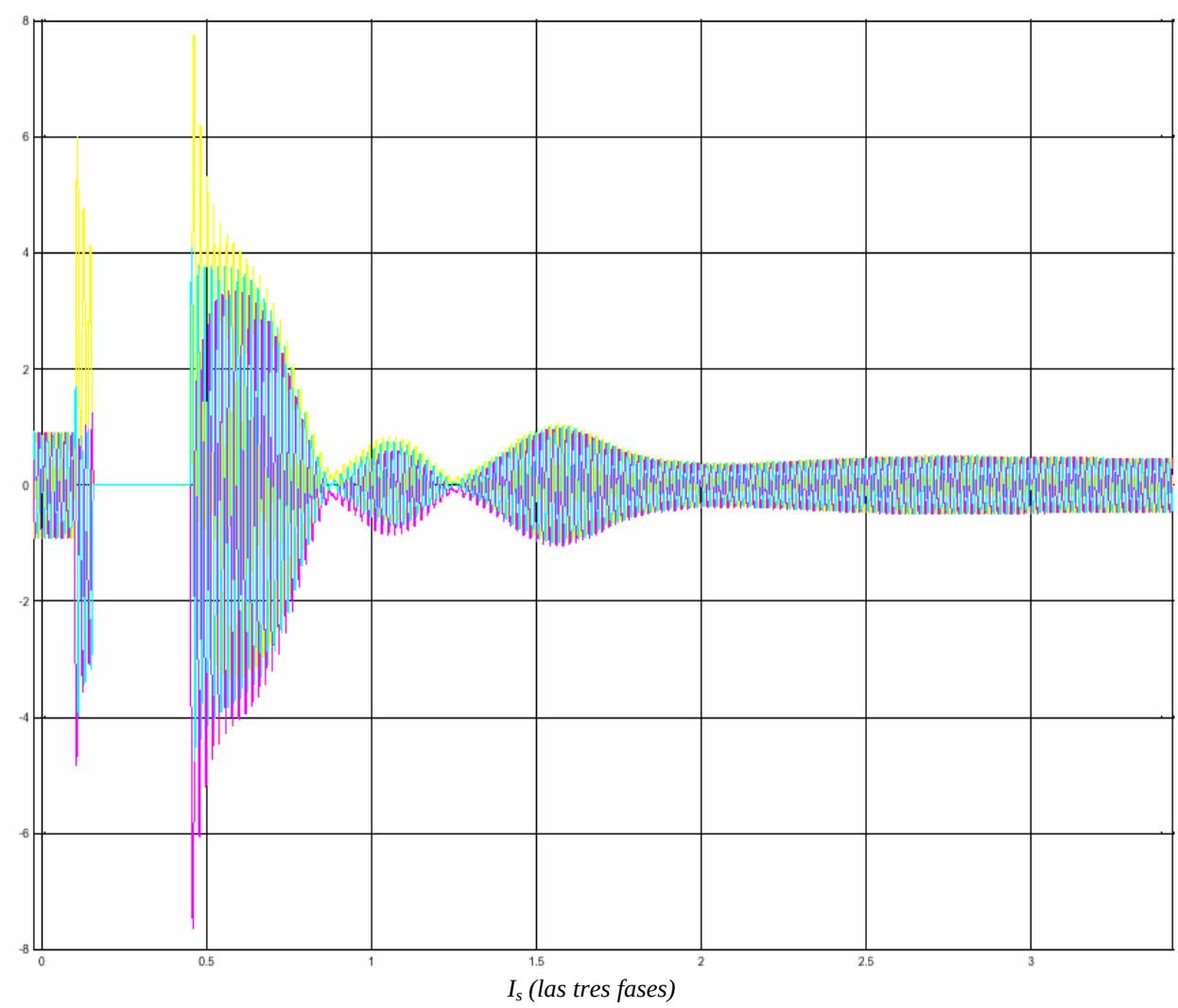
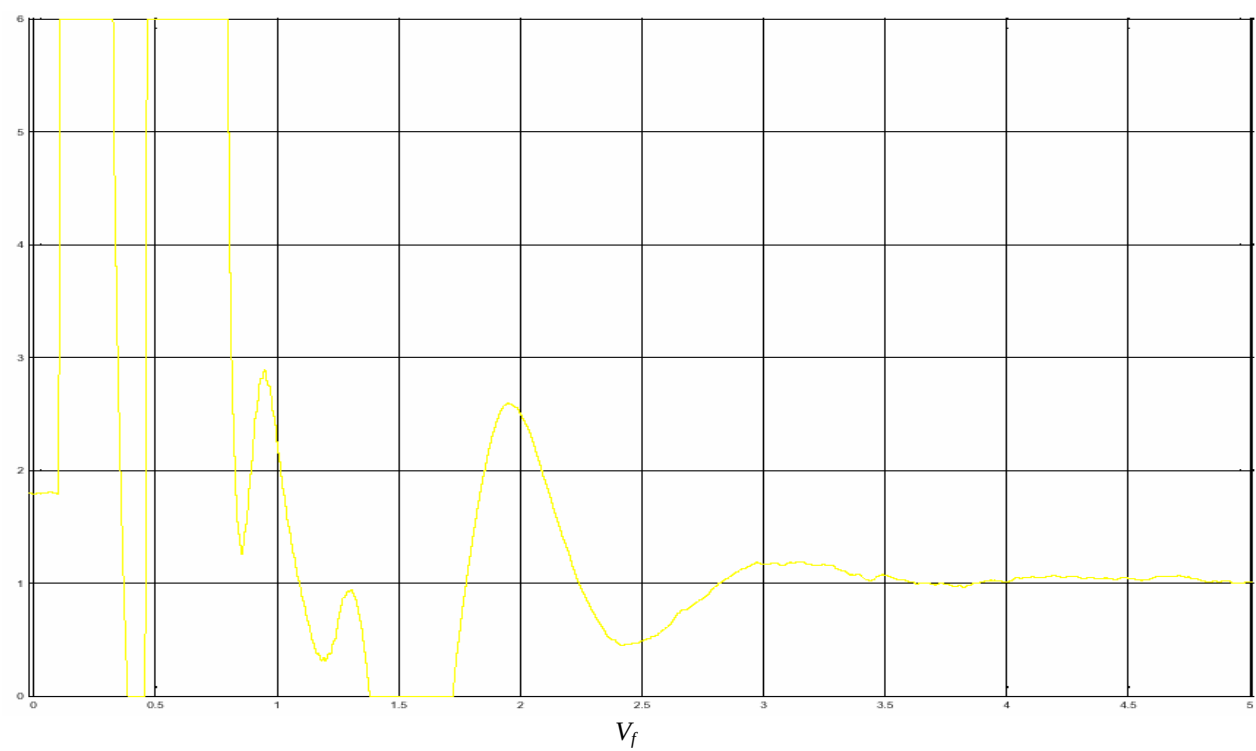
A pesar de la situación del generador, se constató que la carga de Zonamérica vuelve a su estado nominal tanto en tensión como en corrientes.

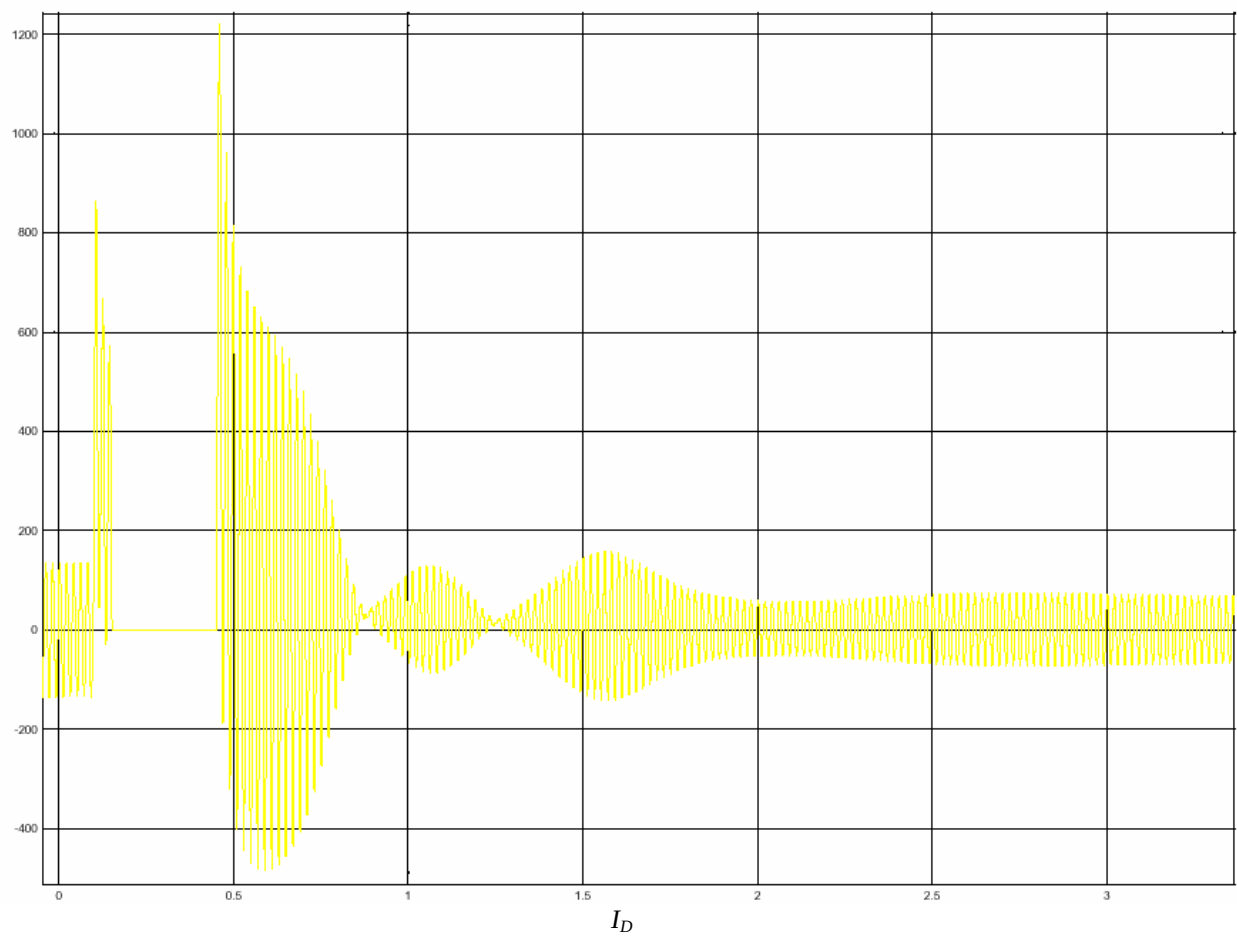
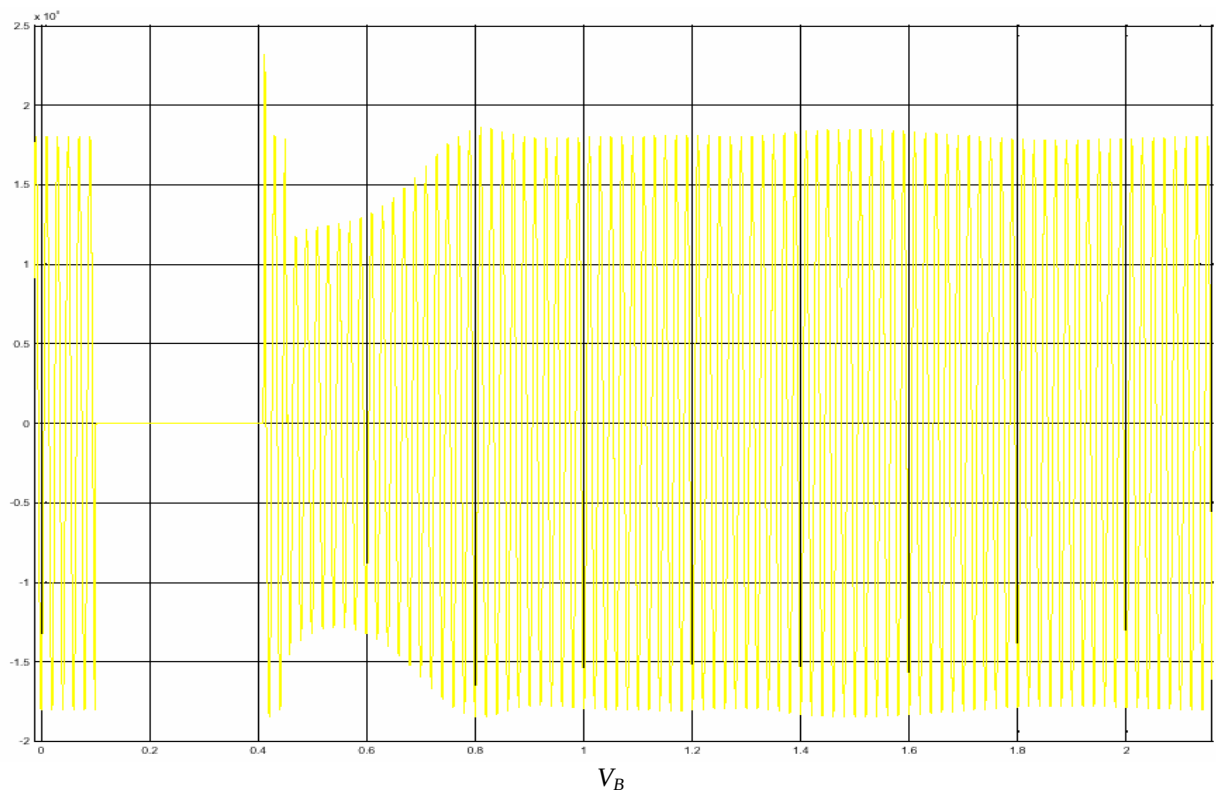
Si la velocidad de apertura del disyuntor o la del recierre fuesen más lentas el generador colapsaría y no podría entregar más potencia. La velocidad de recierre no es muy prudente aminorarla porque aumentaría el riesgo de que el cortocircuito no tenga tiempo de extinguirse. La velocidad de apertura de frente a un cortocircuito puede ser mejorada pero depende de las tecnologías disponibles.

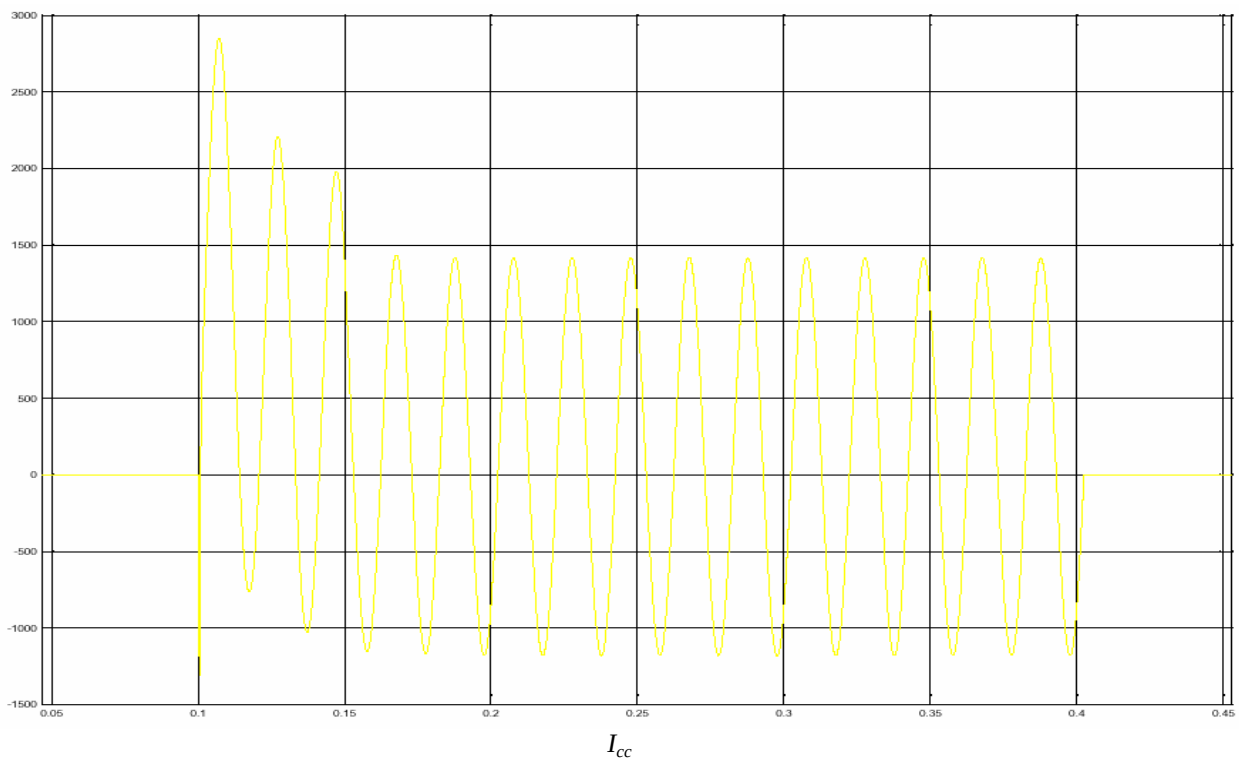
Al restaurar la tensión en barras de 22 kV se produce una sobretensión originada por el generador cuando toma carga.

Ver a continuación las gráficas para el intervalo de tiempo de interés:









iv. Cortocircuito monofásico en barras de 22 kV cercano al generador

Archivo: cc1ft_icon_seb22_dqsat.mdl

En este ensayo los tiempos de defecto y despeje son iguales al ensayo anterior.

$0 < t < 0.1$ s:

- Régimen con 100% de carga.
- $P_e=0.88$ pu (base del generador 4 MVA)
- $V_s=1$ pu
- $I_s=1$ pu
- $N=1$ pu

0.1 s $< t$:

- P_e presenta el similar andamiento brusco que en el ensayo anterior, logrando un nuevo punto de equilibrio de potencia.
- N tiene el mismo andamiento que el ensayo anterior.
- La tensión en barras de 22 kV en Zonamérica para recuperarse en andamiento rectangular con una caída a 88 % durante la falta. Seguidamente recupera a casi 1 pu. Luego de la falta (toma de carga) tiene un pico en 0.75 para restablecerse a 1 pu en menos de 0.4 s.
- La fase A de la corriente del estator sube instantáneamente a 4.8 pu (= 1.7 kA rms) en bornes del alternador. Las otras dos fases también tienen picos en 4 pu y 1.2 pu respectivamente. El andamiento de las corrientes tiene el conocido decaimiento exponencial en los 0.05 s (= 2.5 ciclos) de la falta. Al abrirse el disyuntor de máquina la corriente cae instantáneamente a 0. Al cerrarse al cabo de los 0.3 s las corrientes presentan un pico en la fase A aun más violento en 7 pu (=2.4 kA), 7.3 pu y 4.2 pu en las otras fases para luego caer en 0.5 s a casi 0 para oscilar amortiguadamente en el nuevo valor de régimen, menor al original antes de la falta.

- I_D presenta un pico en 0.99 kA rms aportado por el generador. Al abrirse el disyuntor de máquina la corriente cae instantáneamente a 0. Al cerrarse al cabo de los 0.3 s las corrientes tienen el mismo andamiento que el I_s con un pico en 0.8 kA rms, salvo que levemente atenuado por estar el transformador de por medio entre la falta y el generador.
- I_{cc} presenta un pico en 2.5 kA rms y un valor sostenido en 1.1 kA rms.
- La tensión de excitación V_f durante la falta satura tanto en su máxima como en su mínima en un intento de controlar la generación de potencia. No logra el control y queda fijado en 1 pu.

Resultados:

Presentando un similar comportamiento que en el cortocircuito trifásico, el comportamiento del generador se vió afectado por la cercanía del cortocircuito y por la duración de la falta, produciéndose un nuevo punto de equilibrio de potencias debido a la omisión de la operación de sincronización. El segundo pico de corriente cuando se produce el recierre del disyuntor es debido a la toma de carga fuera de sincronismo con UTE.

Las corrientes de falta son levemente mayores a las del cortocircuito trifásico. Se debe observar que la potencia de cortocircuito es menor pues las corrientes en este caso no son balanceadas.

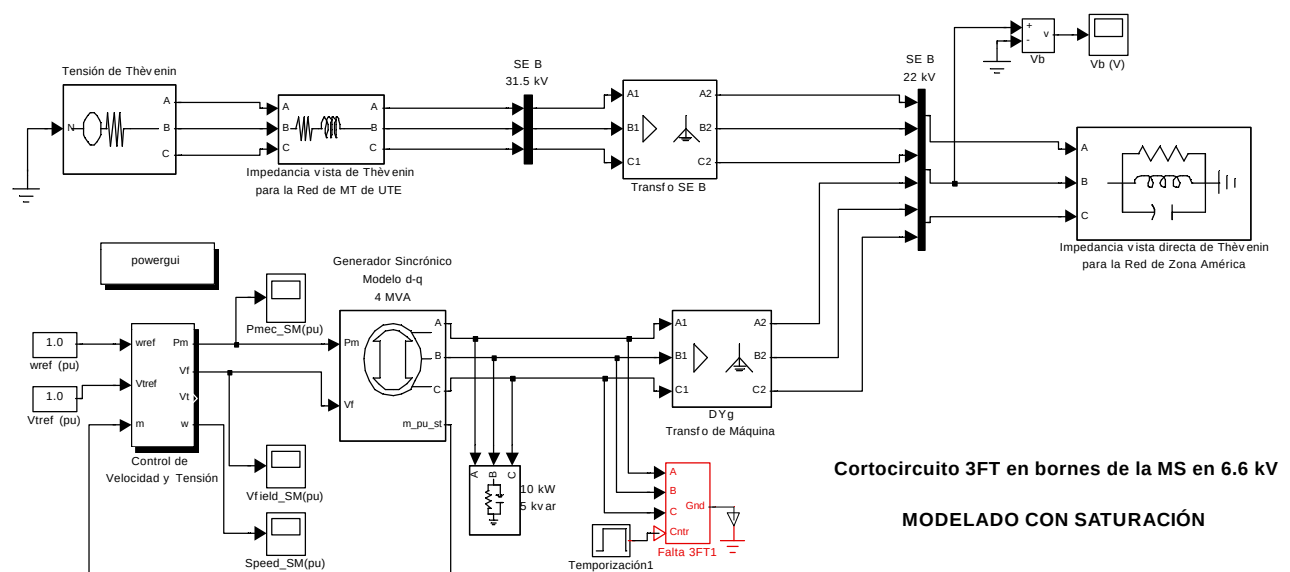
A pesar de la situación del generador, se constató que la carga de Zonamérica vuelve a su estado nominal tanto en tensión como en corrientes.

Si la velocidad de apertura del disyuntor o la del recierre fuesen más lentas el generador colapsaría y no podría entregar más potencia.

Al restaurar la tensión en barras de 22 kV se produce una sobretensión originada por el generador cuando toma carga.

v. Cortocircuito trifásico en bornes del generador en 6.6 kV

Archivo: cc3ft_icon_6_dqsat.mdl



Esquema eléctrico del ensayo

En este ensayo la anomalía se producirá en $t^* = 0.1$ s con duración de 0.3 s.

$0 < t < 0.1$ s:

- Régimen con 100% de carga.
- $P_e = 0.88$ pu (base del generador 4 MVA)
- $V_s = 1$ pu
- $I_s = 1$ pu
- $N = 1$ pu

$0.1 \text{ s} < t$

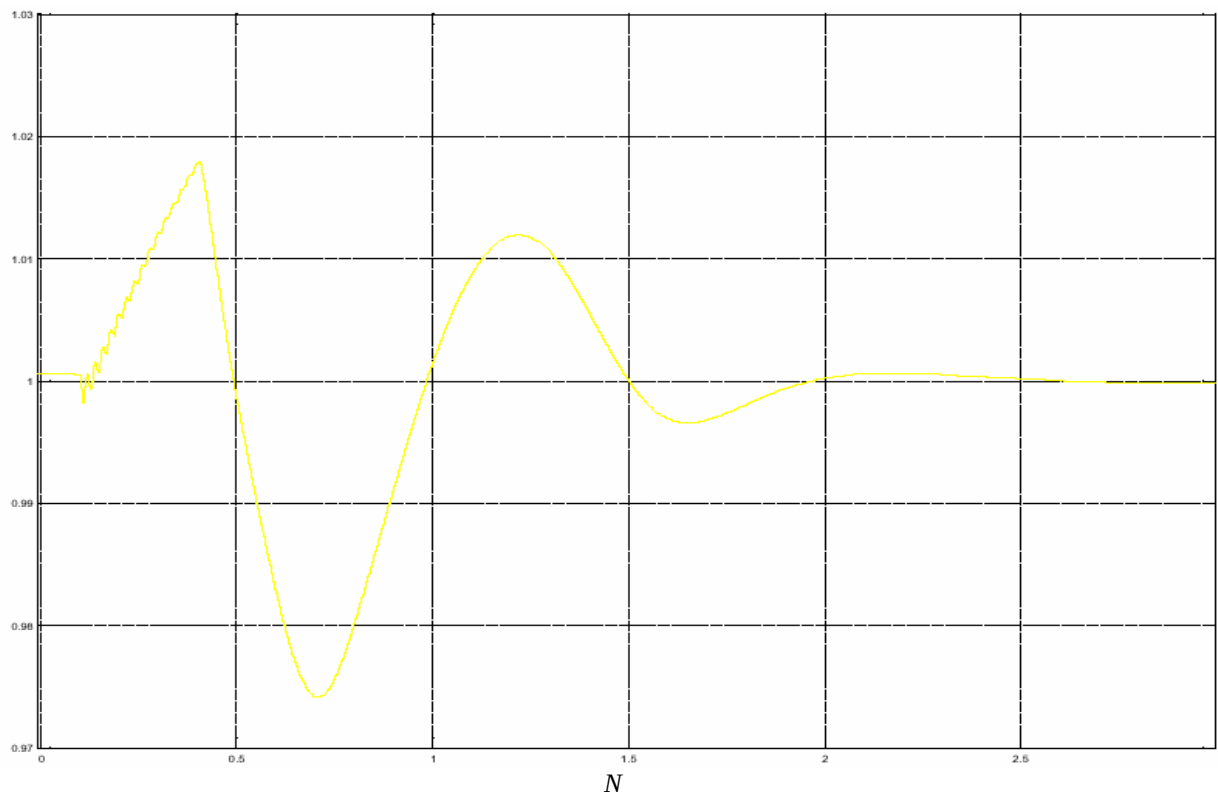
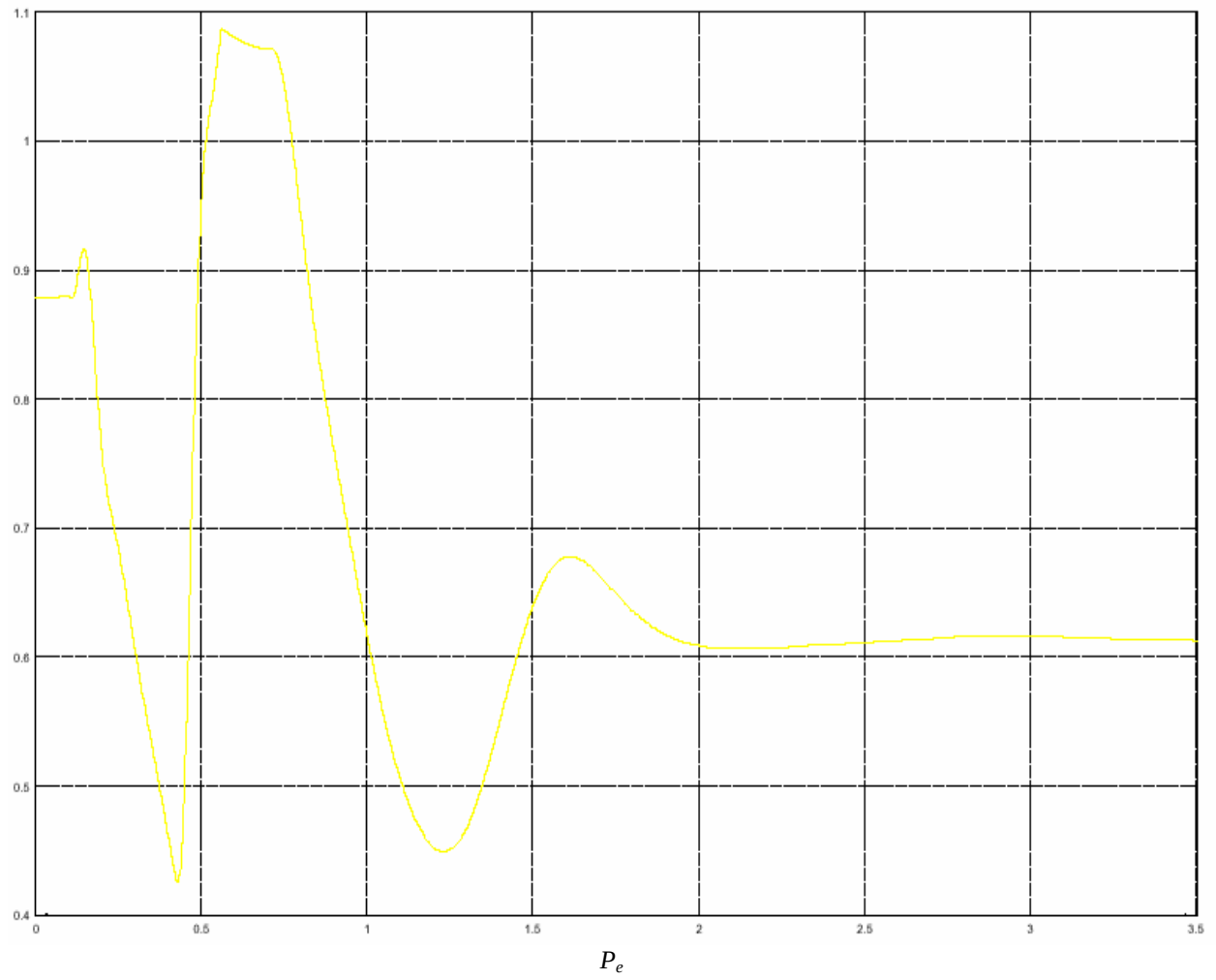
- P_e presenta un pico inferior en 0.42 pu para rebotar a casi 1.1 pu durante 1 s para quedar oscilando amortiguadamente alrededor de 0.6 pu indefinidamente.
- N presenta oscilaciones entre 1.15 y 0.975 pu para establecerse en 1 pu al cabo de 2 s de sucedida la falta. Su restablecimiento a 1 pu es a la par de la potencia.
- La tensión en barras de 22 kV en Zonamérica tiene un andamio rectangular entre 1 pu antes de la falta a 0.33 pu durante. Luego de la falta se restablece con un pico en en menos de 1 s.
- La fase A de la corriente del estator sube instantáneamente a 7.8 pu rms (= 2.7 kA rms) en bornes del alternador. Las otras dos fases también tienen picos en 6 pu y 5 pu respectivamente. El andamio de las corrientes tiene el conocido decaimiento exponencial en los primeros 0.5 s (= 2.5 ciclos) de la falta. Las componentes máximas de continua se estiman en 2 pu. Luego cae rápidamente a 0.1 pu para restablecerse en un valor de régimen menor a 1 pu.
- I_{cc} presenta un pico en 5.7 kA rms y un valor sostenido en 2.1 kA rms.
- La tensión de excitación V_f durante la falta satura tanto en su máxima como en su mínima en un intento de controlar la generación de potencia. Luego de controlado se establece a un valor de régimen menor al original.

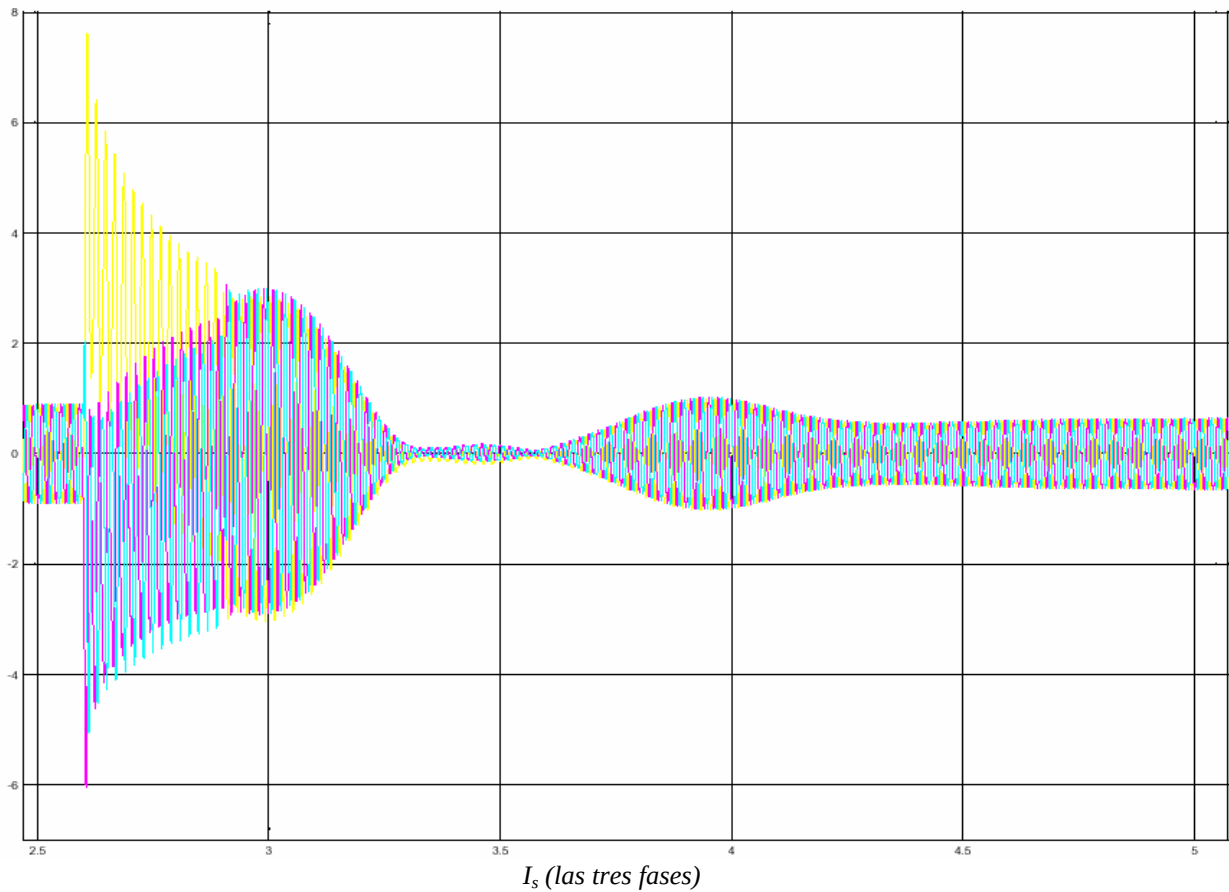
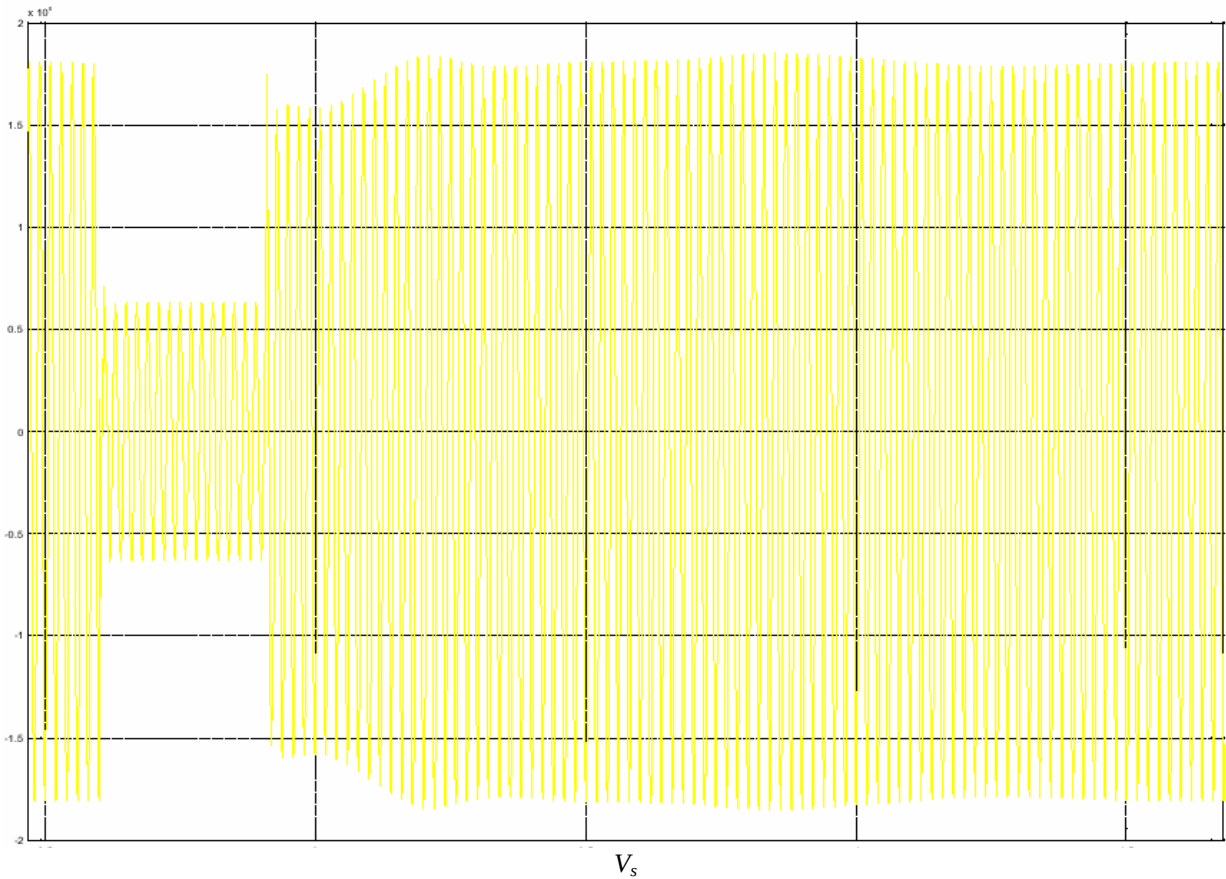
Resultados:

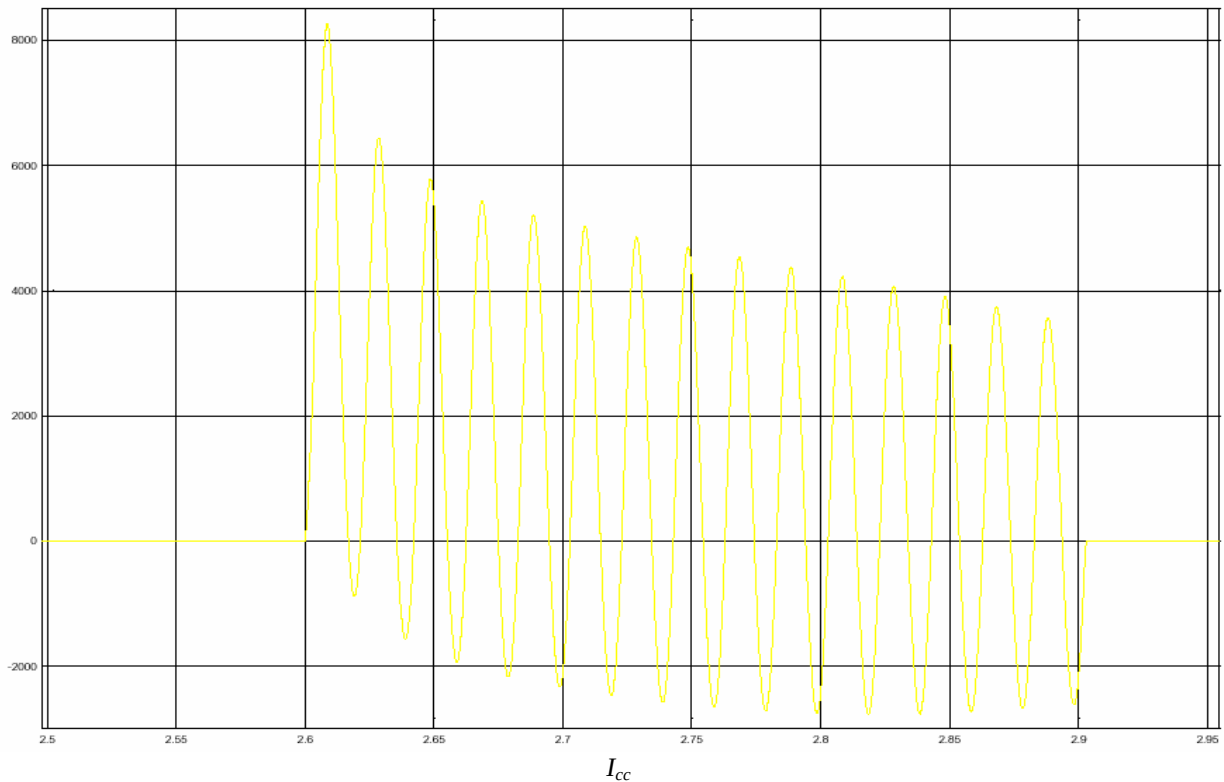
El comportamiento del generador se vió afectado por la cercanía del cortocircuito y por la duración de la falta. Se produjo un nuevo punto de equilibrio de potencias debido al deslizamiento con respecto a la fuente de UTE, originado por las variaciones de velocidad durante la falta. En la segunda suba menor de la corriente luego del cortocircuito se ven los efectos de la incorrecta toma de carga. Esto en la realidad no sucederá porque cada vez que se reconecta el generador con UTE previamente se efectuará una operación de sincronización, así logrando que el generador entregue plena potencia. A pesar de la situación desfasada del generador, se constató que la carga de Zonamérica vuelve a su estado nominal tanto en tensión como en corrientes.

Comparando con el ensayo en el escenario 1 “Cortocircuito trifásico cercano al turbogenerador” efectuado con el modelo más simplificado, la corriente de pico en el instante inicial del cortocircuito es igual, indicando concordancia con los modelos.

Ver a continuación las gráficas para el intervalo de tiempo de interés:







v. Interrupción del suministro de UTE

Archivo: *apagon_icon_dqsat.mdl*

Se mantendrá el modelo de Blondel de la máquina sincrónica. Este modelado evidenciará mejor precisión respecto al real comportamiento del turbogenerador.

La máquina se ajustará para entregar 3.515 MW a la carga, esto es 100 % de la capacidad de la turbina, pero 0.88 pu con base la capacidad del alternador (4 MVA).

La red de UTE será modelada con su equivalente de secuencia directa de Thèvenin.

La carga de Zonamérica será la misma que en los casos anteriores. Se utilizarán los valores de potencias equivalente a Zonamérica al cabo de cinco años en donde se supera la capacidad del turbogenerador en 15 %.

Se colocará al sistema interconectado en su régimen de flujo de potencias, una vez logrado ($t^*=0$ s) se abrirá el interruptor en 31.5 kV de la entrada a Zonamérica en $t^*=0.1$ s, el cual actuará frente a una falta de tensión por parte de UTE. A partir de este momento solo el generador alimentará a Zonamérica. El generador sufrirá la absorción de la totalidad de la carga de Zonamérica, esto es 1.001 pu de potencia (base del alternador) o 115 % (base de la turbina). *Este programa de protección es factible que se utilice en la realización para nuestro sistema puesto que es el que mejor defiende la confiabilidad del suministro a la carga de Zonamérica.*

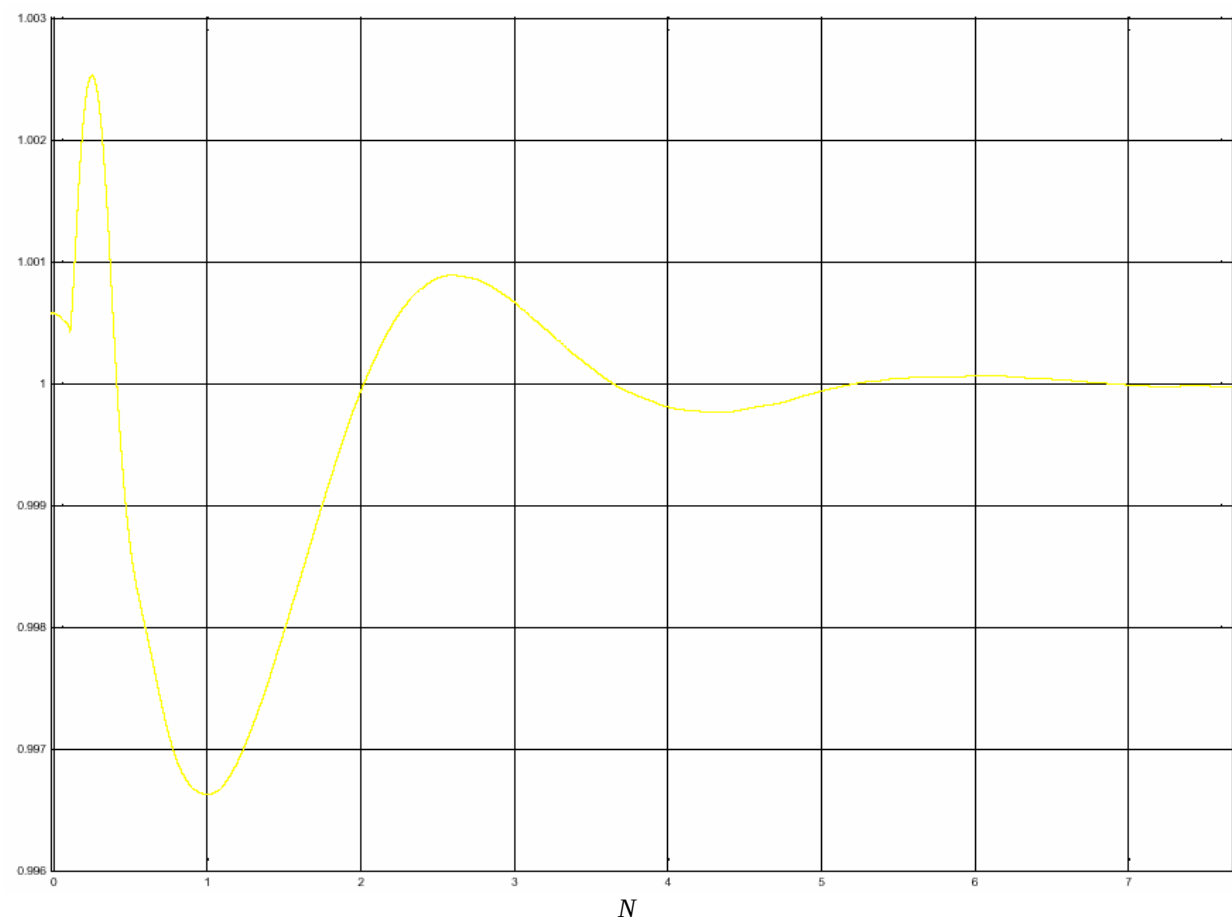
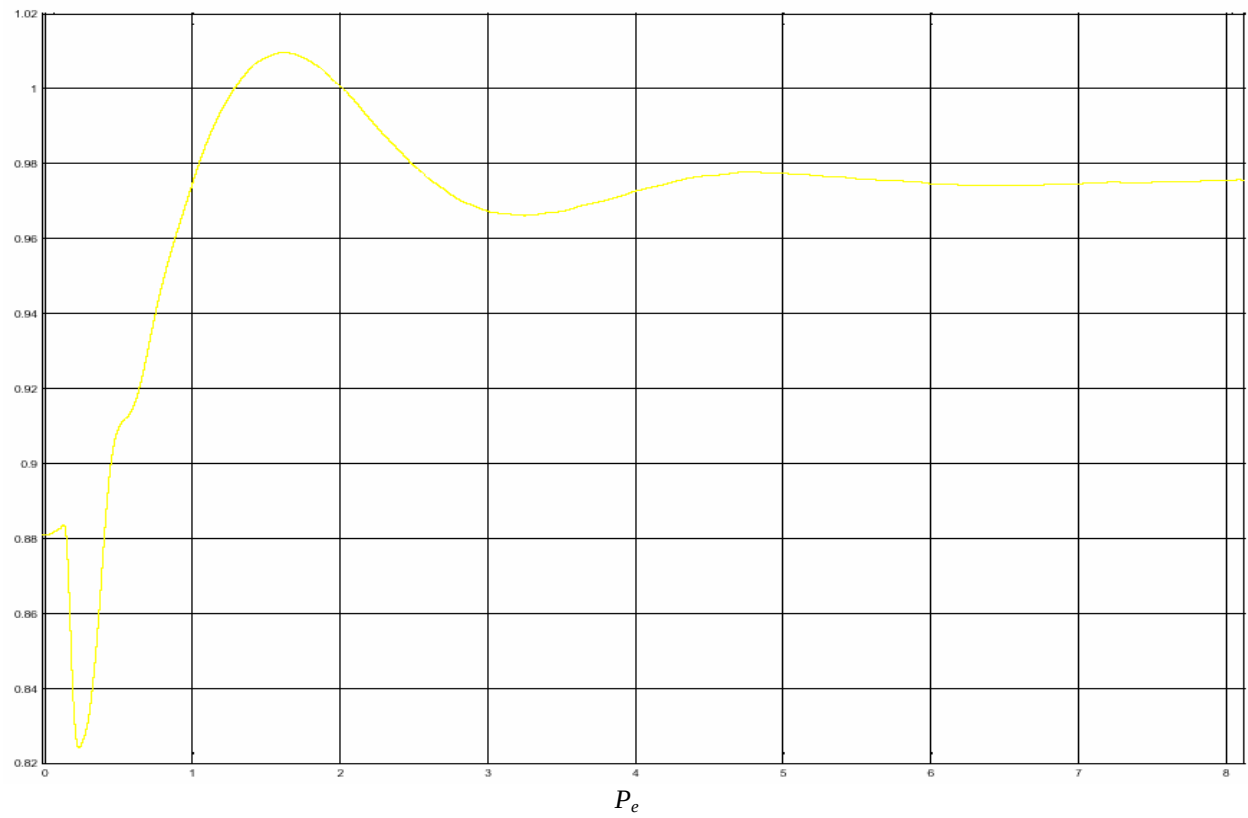


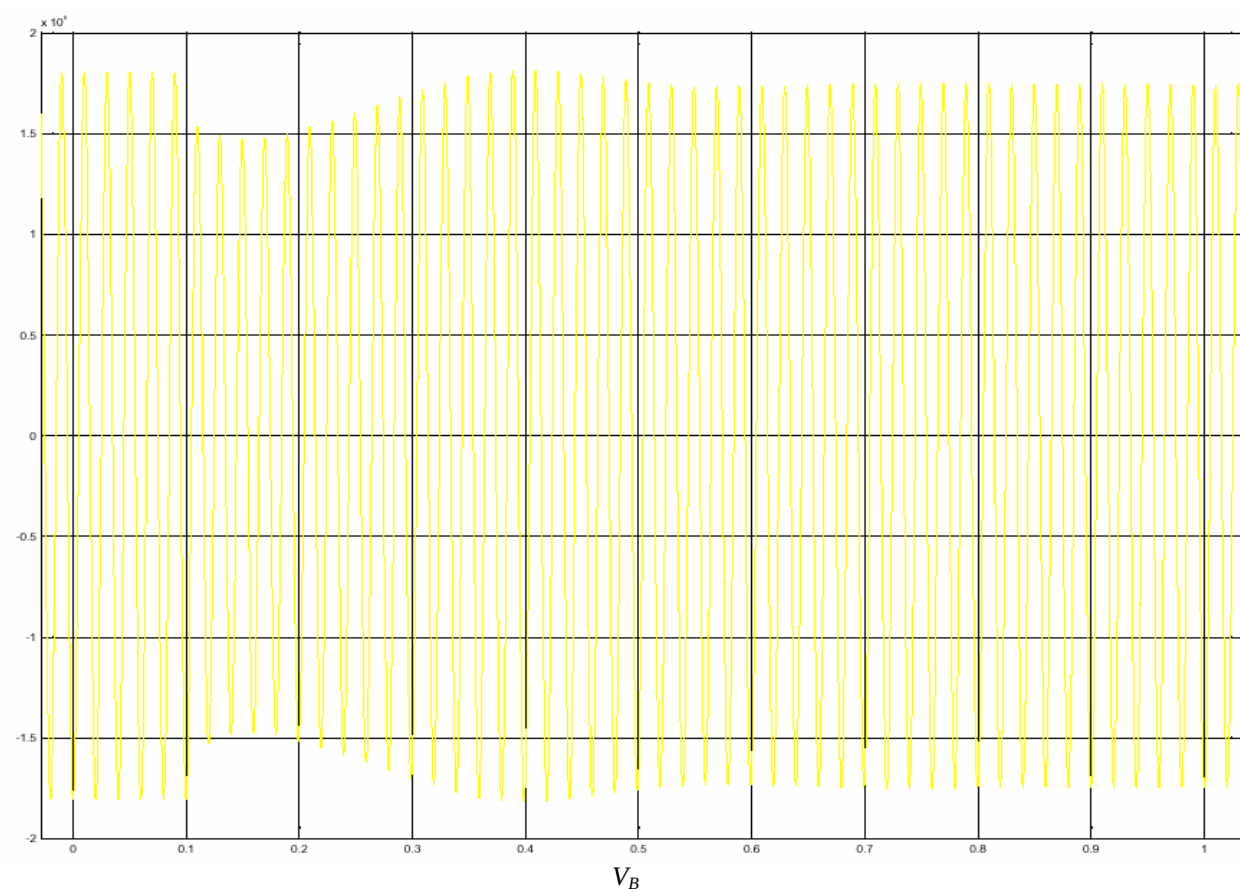
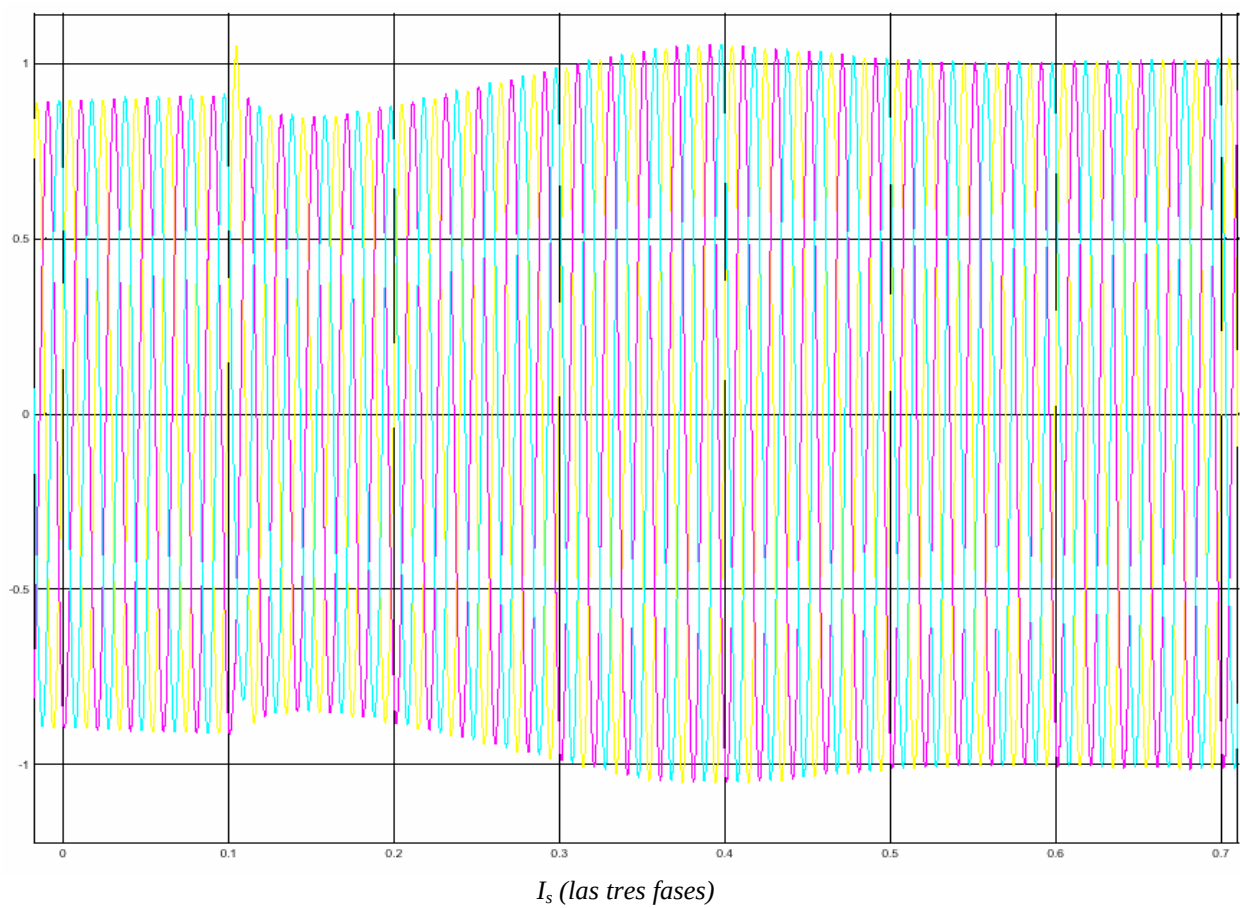
- Régimen con 100% de carga.
- $P_e=0.88$ pu (base del generador 4 MVA)
- $V_s=1$ pu
- $I_s=1$ pu
- $N=1$ pu

- P_e presenta un pico mínimo a 0.82 pu durante 0.3 s para luego establecerse en 0.98 pu con sobretiro en 1.1 y suave oscilación amortiguada, en un lapso de 6 s. Este valor de régimen de potencia activa levemente menor a la necesaria para alimentar a Zonamérica resulta de una pequeña caída en la tensión de un 2 %.
- N tiene el mismo andamio que la potencia pero invertido a la par de la potencia eléctrica, con un pico máximo a 1.0025 pu (= 50.125 Hz). Su restablecimiento a 1 pu es con sobretiro en 0.9965 pu (= 49.8 Hz) y suave oscilación amortiguada.
- V_B presenta una baja con un mínimo al 82 % del valor de régimen durante 0.4 s (= 20 ciclos).
- I_s presenta un comportamiento suave, con establecimiento rápido al valor de régimen dentro de los 0.3 s (= 15 ciclos).
- La tensión de excitación V_f no presenta comportamientos anómalos.

La recuperación del generador a potencia plena está asegurado, como así el suministro de la carga. La baja en la tensión producida en el momento del corte de suministro con las características descriptas se considera como un guiño inocuo en la tensión.

[3-154] *Simulación Digital*





3. Sistema UTE – Zonamérica sin Generador

Se efectuarán la simulación para la siguiente maniobra típica:

Apertura y cierre del disyuntor de entrada a Zonamérica

Hubiera sido interesante simular una energización desde el disyuntor de “Montevideo A” y ver los efectos en barras de la entrada de Zonamérica, pero no fue posible por motivos de convergencia computacional.

Hipótesis de trabajo

Modelaremos a la red de Media Tensión con el equivalente de Thèvenin para UTE y la red de Zonamérica completa. Se conmutará el disyuntor de entrada de Zonamérica y se medirán las corrientes y tensiones resultantes.

La energización de una red implica básicamente la respuesta al escalón de una impedancia R-L-C, pudiendo considerarla entonces como un sistema de segundo orden. En el modelado de la red de Media Tensión tendremos debido a la linealidad de los elementos que la componen, exactamente un sistema de segundo orden con su comportamiento característico.

Se colocará al sistema en su régimen de flujo de potencias, una vez logrado, a $t = 0.1$ s se abrirá el disyuntor. El recierre ocurrirá a los 0.1 s volviendo al sistema original normal.

Definiciones:

- V_A : Tensión estrellada de la fase A en pu rms en barras de SE B a 31.5 kV
- I_A : Corriente de línea de la fase A en Ampère rms por barras de SE B a 31.5 kV.

Ensayo:

Apertura y cierre del disyuntor de entrada a Zonamérica

Archivo: energiz_zm.mdl

$0 < t < 0.1$ s:

- Régimen con 100% de carga.
- $V_A = 1$ pu
- $I_A = 1$ pu

$0.1 \text{ s} < t < 0.2$ s:

- I_A decrece a 0 en 0.07 s (= 3.5 ciclos) con leve oscilación.
- V_A decrece a 0 en 0.15 (= 7.5 ciclos) s con leve oscilación.

$0.4 \text{ s} < t$:

- I_A crece con leve oscilación en 0.02 s (= 1 ciclo) con un sobretiro a 113 % para luego restablecerse en un lapso de 0.3 s con oscilaciones a 50 Hz amortiguadas hasta 1 pu.
- V_A crece con leve oscilación en 0.02 s (= 1 ciclo) con un sobretiro despreciable para luego restablecerse en un lapso instantáneo a 1 pu.

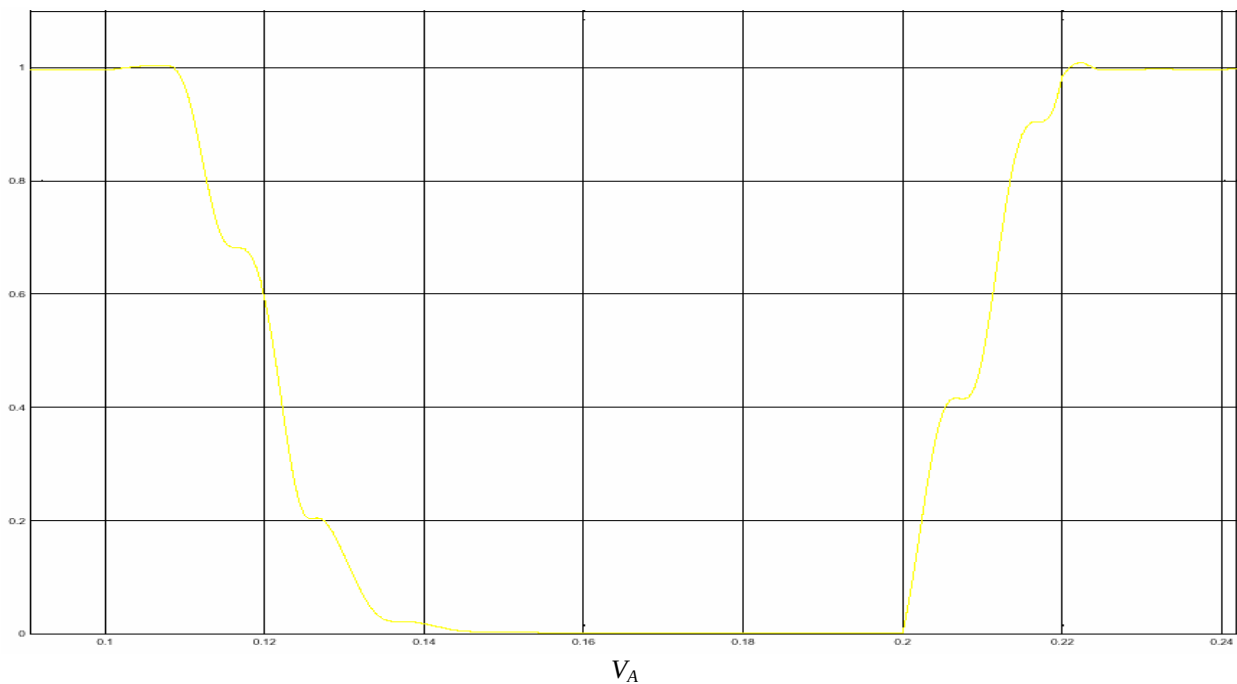
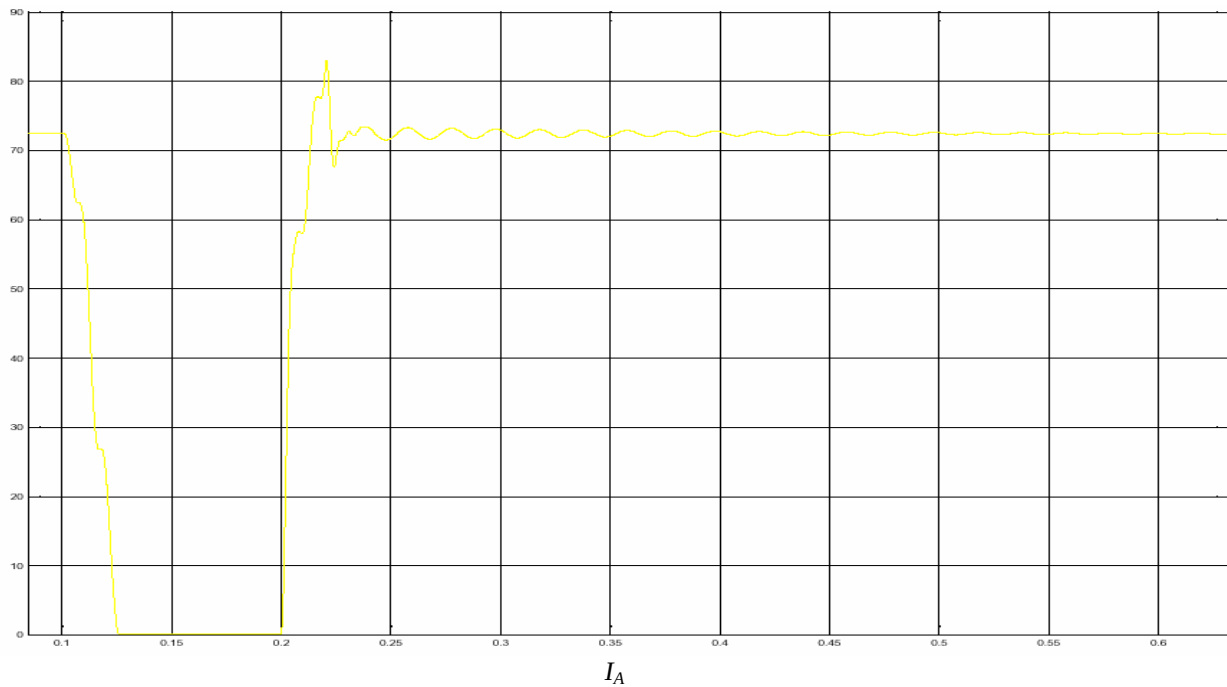
Resultados:

Para el ajuste de las protecciones es necesario tener en cuenta como normal el corto pico de corriente que aparece en la inserción de la carga. La capacitancia de la carga con respecto a la los otros componentes resistivo e inductivo determinará el pico de sobrecorriente. Suponiendo un factor de potencia 1, el sobrepico de corriente asciende a 122 % del valor de régimen, a diferencia del 113 % producido cuando el

factor de potencia es de 0.98. En cambio, suponiendo un factor de potencia 0.8, el sobrepico de corriente asciende a 102 % del valor de régimen.

La energización de una red no es una maniobra muy común, principalmente ocurriendo cuando hubo una falta de suministro del lado de UTE. Dado el andamio de la corrientes de fase, es preciso estar atento a las magnitudes que puedan ocasionar aperturas innecesarias.

Ver a continuación las gráficas para el intervalo de tiempo de interés:



Referencias: [4],[7],[12],[18],[20]

SECCIÓN 4

ESTUDIO ECONÓMICO

Introducción al Estudio Económico	1
Alcance y restricciones	2
Importancia de la realización del estudio económico.....	2
Simplificaciones asumidas en el modelo	2
Conclusiones	6
Teoría de Escenarios.....	7
Introducción	7
Escenarios	7
Parámetros del sistema	9
Hipótesis de acción	9
Dinastías.....	10
Indicadores de interés	11
Indicadores asociados a las centrales eléctricas	11
Fundamento teórico.....	20
Conceptos básicos sobre inversiones	20
Criterios de evaluación de inversiones	21
Estudio de viabilidad económica	22
Anexo	25
Dinámica de un Mercado Spot	25

Introducción al Estudio Económico

El proceso de liberalización del mercado eléctrico vivido en algunos países de la región durante la última década del siglo XX se produce en el nuestro en los albores del tercer milenio.

A dicha circunstancia se añade el desembarco en el Uruguay de un nuevo energético que entra a competir en el mercado como ser el Gas Natural (GN) y el desarrollo de pequeñas usinas generadoras, que en tiempos pasados carecieran de una eficiencia que las hiciera competitivas, y con el paso de los años han logrado rendimientos similares a las de las grandes centrales de generación en el mundo.

Como se puede apreciar muchas son las innovaciones que se vislumbran en el mercado eléctrico de aquí a los próximos años.

Las modificaciones pueden llegar a tener ribetes insospechados, que incluso traigan aparejada una trasfiguración en la topología del Sistema Interconectado Nacional (SIN). Un exitoso advenimiento de la Generación Distribuida (GD) implicaría una reestructuración del SIN, de lo que fuera su configuración clásica durante el siglo XX, a una nueva, más modular en un futuro no lejano.

A pesar que históricamente las usinas generadoras han sido ubicadas en el entorno de los sitios donde se extraía el energético, o en caso contrario en las inmediaciones de las zonas portuarias para un fácil abastecimiento de los mismos (en este caso nos referimos a combustibles fósiles en países no productores de los mismos), la GD promueve la dispersión de los centros de generación, localizándolos en el entorno del lugar de consumo.

Evidentemente, los resultados económicos serán los que pautarán cual tecnología termine imponiéndose en los próximos años. A través del proyecto “Genergía” buscaremos conocer de modo preliminar cuáles son las verdaderas posibilidades de una modificación estructural del SIN, tanto en las esferas comercial como topológica, debido a los factores anteriormente mencionados que abren paso a una liberalización del mercado.

Se puede decir que nuestro objetivo en una primera instancia es cotejar los peajes de la etapa de Transmisión y parte de la de Distribución con los sobre costos de generación implícitos en la GD dada su propia índole.

Alcance y restricciones

Dado lo vasto del tema a abordar, fijaremos ciertas pautas que nos permitan enmarcarlo de forma concreta, buscando no perder por ello la generalidad pero sin perjuicio de ello, definiendo algunos límites que otorguen mayor facilidad para estudio del tema.

Las restricciones que definimos son las siguientes:

- a) Tipo de generación: *Distribuida*
- b) Régimen: *Autoproducción*
- c) Combustible: *Gas Natural*
- d) Ciclo: *Simple*
- e) Régimen comercial: *Mercado Spot*

Evidentemente hemos acotado en forma importante la cantidad de variables que pueden tomar parte de nuestro proyecto, sin embargo la complejidad sigue siendo extrema y es por ello que más allá de las restricciones impuestas, se realizarán modificaciones tendientes a simplificar modelos de forma de conseguir aproximaciones adecuadas.

Importancia de la realización del estudio económico

La realización de una evaluación preliminar del riesgo cuando se lleva adelante un emprendimiento de estas características es vital dado el monto del dinero que se invertirá. Sin perjuicio de ello, las técnicas utilizadas marcan una tendencia, no implican seguridad total de concordancia entre los modelos teóricos y los resultados a la postre obtenidos.

En síntesis podemos decir que nos otorgará una herramienta de singular importancia, que si bien no es una aproximación fina en extremo, permite en caso de ser aplicada, predecir dentro de ciertos márgenes tolerables, cuan buena puede ser la decisión de adoptar el riesgo.

Simplificaciones asumidas en el modelo

Los bloques variables que influyen en el valor presente neto (VPN) del proyecto son las siguientes:

1. Tarifa eléctrica
2. Precio del gas natural

3. Precio de venta en el Punto
4. Tasa de costo de capital
5. Cargos fijos (tanto para electricidad como para gas natural)
6. Costo de instalación del equipo
7. Costos fijos de generación
8. Depreciación del equipo
9. Lucro cesante por falta de energía
10. Crecimiento de la demanda interna

Cada uno de los bloques variables anteriormente mencionadas a su vez está compuesto por muchos parámetros independientes. La primera simplificación que asumiremos será considerar que a lo largo de un año no se modificarán los valores de dichos parámetros en dólares americanos (US\$).

Discriminemos cada uno de los bloques para profundizar en su complejidad.

1. Tarifa eléctrica

La tarifa eléctrica la podemos modelar de una forma bastante aproximada a la realidad. Dado que Zonamérica funcionará en régimen de Autoproducción, las disposiciones reglamentarias establecen que al momento de adquirir energía como Gran Consumidor (GC), en nuestro caso GC3, por lo tanto los parámetros son tres:

- Precio de la energía en valle
- Precio de la energía en llano
- Precio de la energía en punta

En un período de n años, la cantidad de parámetros serán:

$$NVB_1 = 3n \quad (1)$$

Donde NVB_i representa el número de parámetros del bloque i .

2. Precio del gas natural

El precio del Gas Natural (GN), considerando un régimen GC será fijo en el año, asumiendo que el precio no fluctúa a lo largo de dicho lapso, así como tampoco según el horario del día (esta hipótesis la asumimos dado que todavía no existe un régimen tarifario establecido en el Uruguay). Por lo tanto, en un período de n años tendremos:

$$NVB_2 = n \quad (2)$$

3. Precio de venta en el Mercado Spot

En el caso de los Mercados Spot más desarrollados, el precio de la energía varía cada 15 minutos. Si asumimos esta hipótesis, la cantidad de parámetros será la siguiente en el período:

$$NVB_{3T} = 35040n \quad (3)$$

donde el subíndice T indica teórico.

En nuestro caso asumiremos que el Precio Spot se comportará de forma similar a la tarifa, es decir, en realidad la energía en el Mercado Spot (MS) tendrá un valor en punta, valle y llano en cada año. Por lo tanto:

$$NVB_3 = 3n \quad (4)$$

4. Tasa de costo de capital

La tasa de costo de capital (TCC) será un parámetro único. No se harán simplificaciones en este caso.

5. Cargos fijos

Los cargos fijos los consideraremos constantes en para cada año tanto para la compra de electricidad como GN.

$$NVB_5 = 2n \quad (5)$$

El factor se debe a los cargos fijos tanto para la energía eléctrica como para el energético.

6. Costo de instalación del equipo

Resulta extremadamente complicado conocer a ciencia cierta todos los aspectos que componen este ítem, que van desde el mismo costo del equipo, embarque, transporte, instalaciones anexas, seguros entre otros, por lo tanto decidimos agruparlas en uno único que concentre a todas.

7. Costos fijos de generación

Los costos fijos de generación en nuestro desglose no considerarán los de compra del GN, los cuales son considerados en otro ítem.

Consideraremos el costo en salarios de operarios dedicados al correcto mantenimiento y funcionamiento del equipo.

Dado que los salarios suelen pagarse en períodos mensuales, la cantidad de parámetros teóricas serían:

$$NVB_{7T} = 12n \quad (6)$$

pero con las simplificaciones asumidas:

$$NVB_7 = n \quad (7)$$

8. Depreciación del equipo

Al considerar la depreciación del equipo, su valor de venta en el mercado se modificará con el paso del tiempo.

Teóricamente la cantidad de parámetros serían:

$$NVB_8 = n \quad (8)$$

pero dado que establecimos una función que modela el precio del equipo según el año del tipo:

$$C(n) = \frac{f_d C_0}{(n+1)^{e_d}} \quad (9)$$

siendo:

$C(n)$: valor del equipo en el año n
 C_0 : valor del equipo en el año 0
 f_d : factor de depreciación
 e_d : exponente de depreciación

redujimos la cantidad de parámetros a tres.

9. Lucro cesante por falta de energía

El tema del lucro cesante se considera como un valor fijo en el año.

$$NVB_9 = n \quad (10)$$

Es un caso similar al del bloque 7.

10. Crecimiento de la demanda interna

Si asumimos un modelo de MS, como el precio de la energía tiene una fluctuación cada 15 minutos, la demanda también debe ser censada en un lapso de igual duración.

Es por ello que si nos ceñimos a un modelo más perfecto (que de hecho tampoco lo es), tendremos:

$$NVB_{10T} = 35040n \quad (11)$$

En nuestro caso, a partir de la demanda interna en el año anterior a lo que denominamos año 0, establecimos un modelo de crecimiento de la misma en horario laboral, manteniendo el cociente $\frac{dhl}{dhnL}$ constante. Donde dhl es la demanda en horario laborable y $dhnL$ es la demanda en horario no laborable.

El modelo de crecimiento de crecimiento está dado por la ecuación:

$$P(n) = P_0 + P^* n^\gamma \quad (12)$$

P_0 : potencia demandada el año 0
 P^* : tasa de crecimiento
 γ : exponente que modela el crecimiento

Por lo tanto el modelo condensa todas las variaciones en la demanda de energía durante el lapso de estudio en dos parámetros (P^* y γ), dado que P_0 es un dato obtenido.

Por las razones expuestas anteriormente, el número de parámetros de interés del sistema en n años sin simplificar sería:

$$N_T(n) = \sum_{j=1}^{10} NVB_{jT} \quad (13)$$

Siendo $NVB_{jT} = NVB$ para $j=1, 2, 4, 5, 6, 8, 9$.

El número de parámetros que consideraremos en cambio será:

$$N(n) = \sum_{j=1}^{10} NVB_j \quad (14)$$

Simplemente para mostrar la complejidad del estudio, calcularemos la cantidad de variables que componen el VPN para el 7º y el 20º año (año en el que Zonamérica desea recuperar la inversión, y último año de estudio nuestro).

$$N_T(7) = 490.702 \quad (15)$$

$$N(7) = 84 \quad (16)$$

$$N_T(20) = 1.402.002 \quad (17)$$

$$N(20) = 227 \quad (18)$$

Conclusiones

Podemos decir sin temor a equivocarnos, que nuestro modelo simplificado, puede asemejarse de forma por demás precisa al detallado con el agregado de reducir cualitativamente la complejidad del sistema.

Sin perjuicio de ello, la cantidad de parámetros que se manejan son tan grandes (más de 80 para el período más corto a considerar) que implican un manejo detenido al momento de hacer un análisis de sensibilidad.

El problema en estos casos es encontrar un punto de equilibrio entre simplificación y confiabilidad del modelo. Si bien pudo haberse hecho presunciones que redujeran en forma marcada el número de parámetros a considerar, dicha simplificación puede introducir una distorsión tan grande entre el modelo teórico y la realidad que lo haga carecer de validez. Si por el contrario buscamos un modelo más preciso (como podía haber sido el teórico que presentamos), el cual considera un mayor número de parámetros (el modelo teórico también es una aproximación cabe destacar), el análisis se torna inabordable, tampoco resultando útil para el usuario.

En definitiva, se busca presentar una alternativa que conjugue ambas cualidades, la de simplificar el modelo sin desacoplarse de la realidad. El modelo presentado pretende mostrar el punto a nuestro criterio más acertado.

Teoría de Escenarios

Introducción

Como fuera expresado en más de una ocasión, parte del alcance de nuestro proyecto consistía en por lo menos, bosquejar una opinión acerca de la viabilidad de este emprendimiento desde el punto de vista económico. Por demás difícil resulta esta tarea, y es por ello que buscaremos, sustentar nuestra respuesta final, más que en un análisis de neto contenido numérico probabilístico, dotado de criterios contables, brindar una respuesta basada en parte en observaciones e interpretación de la realidad en la cual se enmarcaría la inversión.

Evidentemente, muchas son las particularidades que hacen a la realidad del Mercado Eléctrico uruguayo, algunas que tienen su raíz en la propia historia o cimentación estructural del país, y que añaden complejidad al estudio, dado que éste, no puede estar desacoplado de la realidad en la cual se encuentra, complejidad que resulta prácticamente imposible adecuarlas a modelos matemáticos que permitan un atacar el problema.

Claro parece estar, que en el tema que abordaremos seguidamente, entran a tallar otros factores que van más allá de los técnicos, y por lo tanto, pasamos a movernos en un entorno para el cual, las certezas y verdades, pueden estar distanciadas por tres pasos, y las conclusiones y resultados, están sujetos a variaciones tan impredecibles, que los resultados pueden alterarse violentamente.

Escenarios

Tres son los grandes escenarios posibles a analizar.

1. Zonamérica continúa actuando como Gran Consumidor desechando la inversión.
2. Zonamérica instala el equipo con la única finalidad de abastecer su demanda, en la medida que las condiciones nominales de éste lo permitan, y en caso de no poder satisfacerlas, se compra energía a la red.
3. Zonamérica participa del Mercado Mayorista de Energía Eléctrica como agente Autoprodutor.

A su vez, el tercer escenario, puede subdividirse en tres alternativas diferentes:

- i. Zonamérica vuelca excedentes únicamente en horario de punta.
- ii. Zonamérica vuelca excedentes en horario de punta y llano.
- iii. Zonamérica vuelca excedentes en horario de punta, llano y valle.

Las alternativas que pueden presentarse por lo tanto, de acuerdo a una estimación primaria, son cinco, que corresponden a los dos primeros grandes escenarios, y a la subdivisión también en tres del tercero.

Es por ello que adoptamos la siguiente nomenclatura en la planilla electrónica “Estudio económico” (ver Apéndice Tablas y Diagramas), el cual calcula valores estimables, de ingresos y egresos de capitales en función de la realidad de despacho del sistema (adoptando ciertas simplificaciones, las cuales llegado el momento se justificarán).

Escenario 1: Zonamérica continúa como Gran Consumidor.

Escenario 2: Zonamérica produce solamente para satisfacer consumo interno.

Escenario 3: Zonamérica vuelca excedentes únicamente en punta.

Escenario 4: Zonamérica vuelca excedentes en punta y llano.

Escenario 5: Zonamérica vuelca excedentes a toda hora del día.

Es importante destacar, que a pesar de existir únicamente estas cinco alternativas, también existe la posibilidad, dada la extensión del proyecto (un plazo de 20 años estimado), que a lo largo del mismo, el despacho pueda mutar de un escenario a otro. A modo de ejemplo: supongamos que por alguna razón el Estado uruguayo decida estimular el consumo de determinado energético en detrimento de los otros, seguramente se impulsará una política fiscal que exonerará de cargas tributarias al energético en cuestión, permitiendo de este modo que sea más competitivo respecto a los otros. Otra posibilidad, aunque un poco menos estable en el tiempo, es la de una catástrofe climatológica (por ejemplo una sequía que perdure más allá de los valores estadísticos comunes), que determine una alteración en la matriz energética de nuestro país, encareciendo el costo de la unidad de energía, y permitiendo por lo tanto, a quienes generen a partir de combustibles fósiles acaparar una porción más importante del mercado. Una tercera hipótesis puede ser una política estatal orientada a acentuar los beneficios al consumo de energía eléctrica por parte de los grandes usuarios, abaratando los costos del producto en niveles de generación y transmisión, compensando las pérdidas con aumentos en la distribución (este tipo de políticas pueden eventualmente ser observadas por el regulador). Ante una situación de esta índole, un generador pequeño, que no pueda absorber estas prácticas comerciales por parte de agentes de mayor envergadura, se verá expulsado del Mercado Spot por no ser lo suficientemente apto para formar parte de éste.

Como el lector imaginará, teniendo en cuenta la extensa proyección del estudio (20 años), no parece descabellado suponer que pueda existir durante algún lapso del mismo (que puede ser de días semanas o incluso hasta meses), un cambio en el escenario de trabajo, tanto por alguno de los motivos mencionados anteriormente, como por otros, más aún considerando la inestabilidad e incertidumbre que invade nuestro país, que lo hace poco seguro y confiable para quien desea emprender proyectos a largo plazo como éstos.

No se puede estar ajeno de los vaivenes de la política económica en los últimos años, los cuales han modificado radicalmente la situación estructural del país. Una de las consecuencias de estas situaciones, ha sido el notorio afán fiscal trasladado a las tarifas de las empresas públicas, así como también el descenso de las mismas respecto a su valor en moneda extranjera, anterior a la devaluación de agosto de 2002.

El primer suceso, está netamente relacionado con la intención de ajustar las cuentas del Estado, utilizando como herramienta sus empresas, el segundo corresponde a un desfasaje entre inflación y devaluación, el cual tiende a tener un tiempo de restablecimiento para retornar a una posición de equilibrio luego de un lapso para las tarifas.

Evidentemente, al producirse un fenómeno devaluatorio, los costos de los insumos que se adquieren al extranjero, sufren un aumento prácticamente instantáneo, que posteriormente se traslada al precio final del producto. La mayor o menor rapidez de dicho traslado, añadida a la incidencia de estos insumos, dentro del precio total del producto (es decir, el porcentaje del costo del mismo es en moneda extranjera), pauta el tiempo de restablecimiento.

En el caso de la generación de energía eléctrica, de acuerdo a valores históricos, más del 60% del costo de la generación se paga con moneda extranjera, es decir, hablamos de un porcentaje importante, el cual se justifica si tenemos en cuenta que un ítem de singular importancia como puede ser el combustible para las centrales termoeléctricas, debe importarse.

Claramente el lector estará percibiendo que el escenario general de trabajo está edificado en un terreno fangoso, en el cual se hace extremadamente difícil establecer ciertas certezas, otorgándole ribetes utópicos a la posibilidad de manejarse con variables aleatorias que modelen el comportamiento de los muchos parámetros que intervienen en el estudio.

Apenas podemos decir hoy por hoy, que existe un precio previsto para el gas natural, el cual está calculado despojándolo de toda carga impositiva (que en nuestro caso puede ser un valor bastante cercano al próximo, recordemos que la planta es una zona franca, lo que nos brinda ciertos privilegios y exoneraciones tributarias que en otros lugares no se poseen, pero estando ésta realidad siempre sujeta a los avatares del destino), y por lo tanto sujeto a cambios. Incluso dicho precio del gas natural estimado en la actualidad, es extremadamente bajo para algunos analistas económicos, derivado de la situación argentina, pero dicho valor en un lapso breve ascenderá hasta alcanzar valores manejados internacionalmente.

Parámetros del sistema

Evidentemente, cuando se plantea una inversión de esta magnitud, muchas son las consideraciones que se deben hacer previo a decidir si llevarla adelante o no. La mayor o menor complejidad está estrechamente vinculada a la cantidad de parámetros que determinen el resultado de la función final (el V.P.N. en nuestro caso).

A nuestro criterio, dada la extraordinaria dificultad para estipular su comportamiento (desconocimiento de una función de distribución asociada al parámetro), conocer valores próximos a los medios (no poder fijar una esperanza para las mismas), y el alcance del proyecto, consideraremos diez parámetros ya mencionados anteriormente en la introducción como parte de la ecuación económica final:

De estos diez parámetros, parece claro que son los tres primeros los que tienen una mayor preponderancia en cuanto al resultado definitivo del estudio, siendo por lo tanto, los únicos que dejaremos fluctuar.

Los otros parámetros sin ningún tipo de dudas tienen un peso específico, pero éste es más puntual, no hace al día a día en el despacho. Evidentemente, el costo de instalación del equipo es un parámetro de innegable peso, pero luego de instalado no hace la diferencia entre lo que es el funcionamiento día a día en cuanto a competitividad de una oferta respecto a la otra (es obvio que un costo mayor del equipo implica una inversión mayor y por lo tanto, tanto el riesgo como el retorno del cápita invertido se trasladarán al precio del producto terminado, que el bien de capital en cuestión produzca).

Como comentario quizás un poco obvio, el aumento de los parámetros “Tarifa eléctrica” y “Precio de venta en el Punto” van a favor de la viabilidad del proyecto, mientras que el aumento en el parámetro “Precio del gas natural” lo perjudica.

Hipótesis de acción

Las hipótesis de acción, considerarán la variación del V.P.N, en función de la modificación de una de los tres parámetros fundamentales.

Una vez elegida la hipótesis, queda determinado el escenario válido para cada uno de los años que forman parte de la duración del proyecto.

La modularidad de la tabla sobre la cual se realizarán los cálculos permite modelar situaciones en las cuales más de un escenario es válido durante el período de estudio. Por ejemplo, supongamos que en el año 14 queremos modelar una sequía, la cual determine un descenso en la disponibilidad de agua en los embalses de las represas hidroeléctricas. Esta situación repercutiría, en caso de perdurar más allá de lo normal, en un aumento en el costo de la energía. Asumiendo que el precio del gas natural no se modificara ante dicha situación (hipótesis discutible por cierto, dado que por lo general, al encarecerse determinado bien, los agentes económicos tienden a aumentar la demanda de otro cuyo precio sea menor, conduciendo a un aumento en la demanda que posteriormente se traduce en un aumento en el valor), los costos de generación del equipo permanecerían constantes, por lo tanto, en el caso que originalmente

fuera válido el Escenario 3, ante una situación coyuntural como la descrita anteriormente, puede suceder que sea durante un lapso el Escenario 4 el válido.

Para realizar un estudio de situaciones atípicas, la tabla necesita de un usuario experto en ella, si en realidad se busca estudiar situaciones estandarizadas, automáticamente se obtienen los valores de interés, únicamente en este caso el usuario debe saber distinguir cuales dos de los cinco escenarios fuente son los que se deben cotejar, tarea por demás sencilla.

Dinastías

Las “dinastías” engloban las hipótesis de acuerdo a sus características. Como el lector recordará, los tres parámetros primarios, son los que determinan cuan favorable o cuan desfavorable puede ser la hipótesis de trabajo. Las dinastías agrupan aquellas hipótesis con facetas similares.

Existirán en una primera instancia cuatro (4) dinastías, las cuales contienen las siguientes hipótesis:

1. Hipótesis más probables
2. Hipótesis menos favorables
3. Hipótesis más favorables
4. Hipótesis de inmutabilidad

Eventuales situaciones de despacho

Hipótesis más probables

Son las hipótesis que suponen valores “esperables” dentro de la poca certeza que podemos tener en el terreno en el cual nos manejamos. A partir de valores que consideraremos los más próximos a los reales, o los que sucederán con el paso del tiempo.

Tiene dentro de ella a la que denominaremos *hipótesis base*, la cual es la que a criterio de expertos en el tema (los tutores), sea la más aproximada a la realidad.

Hipótesis menos favorables

Son las que considerarán precios más bajos tanto en el costo de la tarifa de energía eléctrica, así como también en el precio a pagarse por la misma en el Mercado Spot (ambas variables evidentemente tienen un coeficiente de correlación cercano a 1, es claro que el descenso de la primera impacta en un descenso en la segunda).

Hipótesis más favorables

Consideran las situaciones opuestas a su predecesora.

Hipótesis de inmutabilidad

Es el resultado del análisis en caso que las condiciones actuales se mantuvieran imperturbables a lo largo del lapso en interés.

Una vez elegida la dinastía, quedan englobadas una cierta cantidad de hipótesis, al permitir fluctuar las variables, queda automáticamente determinado el escenario válido, y por ende, en caso de ser único en el período de estudio, el resultado final, en caso de no serlo, el usuario deberá interpretar los resultados, y mediante una simple suma obtener los valores buscados.

Estructura lógica

Quizás más de un lector presente cierto desconcierto o le sea un poco engorroso entender la estructura formal con la que se desarrollará el análisis. Es por este motivo que buscaremos ilustrar con un diagrama la dinámica del mismo.

Con una lectura atenta y observación del diagrama el lector rápidamente entenderá como es el funcionamiento lógico de nuestra estructura.

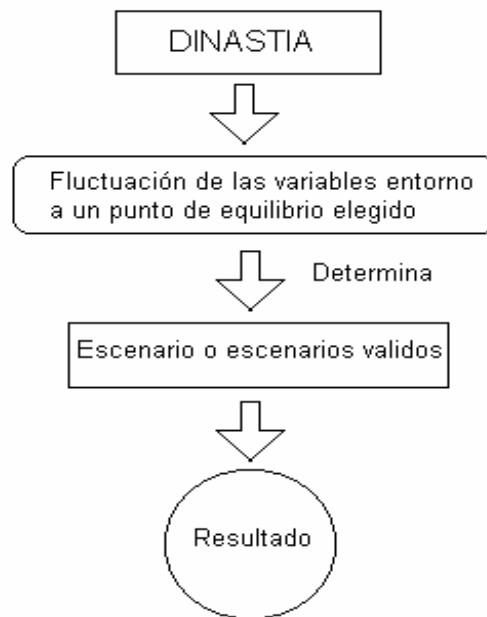


Figura 1

Indicadores de interés

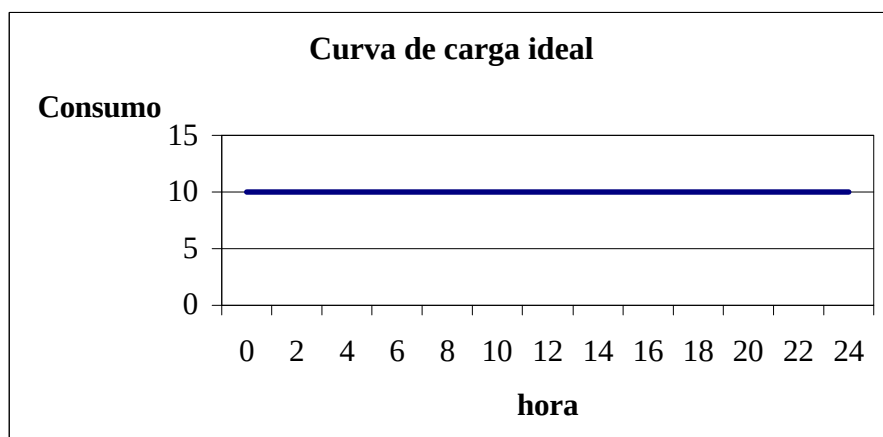
La intención es presentar aquellos indicadores que utilizaremos como guía a la hora de realizar nuestro estudio económico.

Indicadores asociados a las centrales eléctricas

Carga ideal

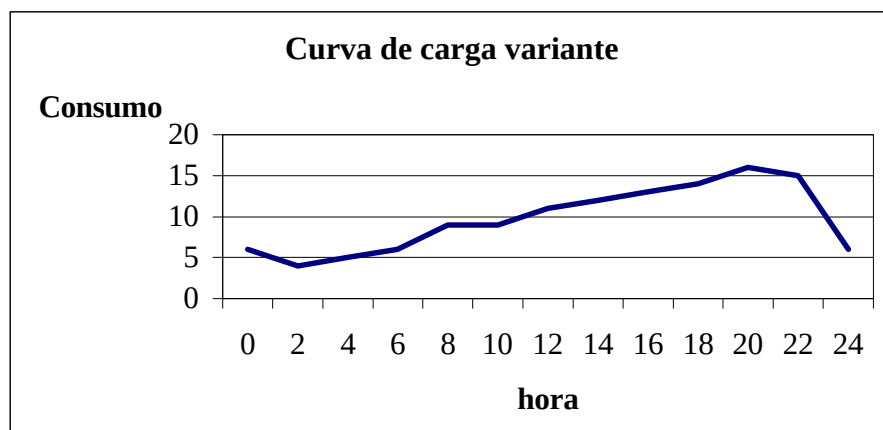
Uno de los conceptos fundamentales que debemos definir es el de "carga ideal", la cual es aquella carga que optimizaría la elección del equipo de generación dado que consumiría en forma constante la energía generada por la central.

El comportamiento de una carga ideal es el de la gráfica N°1:



Gráfica 1

El costo para producir un área elemental (1 kWh) de esta curva de carga ideal puede ser del orden del 50 a 75 % del que aproximadamente corresponde a la producción de la misma unidad física en las condiciones reales, es decir las descritas en la gráfica N°2.



Gráfica 2

De los comentarios precedentes se puede concluir que el problema de la carga variable es uno de los fundamentales, porque desde el punto de vista del consumidor, el costo de su tarifa incluye un cargo que representa un determinado porcentaje del costo total de la misma que variará en importancia según el tipo de producción, mientras que desde el punto de vista de la eficiencia o rentabilidad de la central eléctrica el objetivo es colocar el kWh en el origen del sistema de transmisión o distribución en los sistemas eléctricos de potencia al menor costo unitario posible.

El problema de la carga variable en el tiempo es una hipótesis de trabajo de la cual el propietario de una planta de generación de energía eléctrica no puede hacer caso omiso, dado que salvo que se produzca una innovación tecnológica en el equipamiento eléctrico tanto de los procesos industriales, usos comerciales y domésticos, seguirán produciendo demandas muy variables sobre la capacidad de la central productora de electricidad.

Demanda de energía

Las condiciones de la provisión de energía que la planta debe satisfacer pueden clasificarse bajo tres aspectos:

- Demanda máxima de potencia activa, en kW o en MW: P_{max}

- Total de energía requerida (en un período dado) también conocida como “**demanda de energía**”: **E**
- Comportamiento de la demanda de potencia en función del tiempo: **P = P(t)**

Para muchos casos prácticos, en los que prevalecen los aspectos técnicos (no económicos), las dos (2) primeras condiciones caracterizan a la demanda en cuestión.

Demanda de energía

La definición de demanda (se sobreentiende que es de potencia, salvo que expresamente se manifieste lo contrario) es la siguiente:

La demanda de un sistema eléctrico de potencia, o de parte del mismo, se expresa en términos de potencia activa, y se define la carga solicitada a la fuente de abastecimiento de dicho sistema, en los puntos terminales del mismo, promediada durante un período de tiempo adecuado que se especifica. Por la propia definición debe incluirse las pérdidas que se producen durante la transmisión y distribución para determinar la producción requerida para satisfacer dicha demanda.

Factor de demanda

El factor de demanda mide para un determinado consumidor la relación entre la el consumo máximo y la carga instalada por éste. Su consumo es realizado tanto por motores, iluminación, calefacción para procesos y para ambientes, ascensores, tracción eléctrica, bombeo de agua y muchos otros. Cada elemento o artefacto tiene una "capacidad máxima" para absorber potencia eléctrica de la red. Si todos los artefactos de un consumidor determinado funcionaran a pleno “simultáneamente”, la demanda máxima de dicho usuario sería igual a su carga instalada. Sin embargo, la experiencia demuestra que la demanda máxima real de un consumidor, será menor que su carga instalada (salvo casos excepcionales), puesto que nunca todos los artefactos funcionarán a plena carga al mismo tiempo.

$$\Rightarrow \text{Cap} = f(P_{\max})$$

Factor de carga

El factor de carga de una central eléctrica expresa la relación entre la potencia hipotética media durante el período considerado y la potencia máxima requerida durante un lapso de corta duración dentro de aquel período. Como fuese dicho anteriormente, si se analiza el consumo de energía eléctrica de una determinada región, encontraremos que no es constante, sino que sufre fuertes oscilaciones.

Como ejemplo, la gráfica N°2 puede aproximar una curva que modele el registro durante un día completo el consumo de potencia activa. El pico en el consumo $P_{\max}$ es superior a la carga media P_{med} de la central que alimenta una región en consideración. La cantidad total de energía o trabajo eléctrico en kWh o en MWh suministrados en el tiempo $t(h)$ es **E [kWh]**, igual a la medida de la superficie limitada por la curva **P = f(t)**. La energía suministrada durante el intervalo de $t(h)$, es por consiguiente:

$$E = P_{\text{med}} \Delta T \quad (1)$$

donde definimos:

E: energía total suministrada en el período considerado.

P_{med} : carga promedio durante el período considerado.

ΔT : duración del período considerado.

A partir de su definición calculamos el factor de carga:

$$f_c = \frac{P_{med}}{P_{max}} = \frac{\frac{E}{\Delta T}}{P_{max}} \quad (2)$$

El factor de carga mide la variabilidad de la carga solamente, no dando ninguna idea clara de la curva de "duración (o estadística) de cargas".

Se desprende claramente que para una central eléctrica resulta desfavorable que el factor de carga sea pequeño, puesto que ello indica que, a pesar de haber construido la planta con una capacidad igual o superior a P_{max} , no suministra más que una modesta fracción de aquella, probablemente porque su oferta no sea competitiva dentro del mercado de forma que la usina desaprovecha en gran medida sus posibilidades de generación.

El factor de carga tiene una importancia económica y técnica considerable, porque refleja la medida en que se aprovecha la central. Si suponemos dos centrales con la misma potencia instalada, el hecho que una de ellas tenga "mejor factor de carga", significa que producir más energía en el mismo período. Mientras más alto sea el factor de carga, mayor provecho se obtendrá de la misma potencia instalada.

De ahora en adelante salvo que se exprese lo contrario el factor de carga será considerado para períodos anuales.

Factor de capacidad de una central

El factor de capacidad de una central eléctrica indica en qué medida se aproxima el funcionamiento de dicha planta a la plena capacidad de la misma, (alguna bibliografía también lo denomina factor de planta). Como se puede apreciar tiene una gran relación con el factor de carga anteriormente definido. Si durante un cierto tiempo una central se mantiene completamente cargada (es decir, a plena potencia), es evidente que resultaría usada en su máxima extensión u operada al 100 % del factor de capacidad. En cambio, si no se produce energía en el período citado, el factor de capacidad o factor de planta es cero.

Según la A.I.E.E. (antecesora de la IEEE) el factor de capacidad es definido como "la relación entre la potencia promedio generada y la capacidad nominal total del equipamiento que atiende a la carga":

$$f_{cap} = \frac{P_{med}}{Cap} \quad (3)$$

donde:

f_{cap} : factor de capacidad de la central para el período considerado.

P_{med} : carga promedio atendida por la central eléctrica durante el período considerado.

Cap : capacidad de la central eléctrica de producir potencia activa simultánea, durante el período considerado.

Ahora vincularemos el factor de capacidad con el factor de carga mediante sustituciones en las ecuaciones (2) y (3).

$$f_c = \frac{P_{med}}{P_{max}} \quad \text{y} \quad P_{med} = f_{cap} P_{max}$$

Si igualamos P_{med} con lo que se obtiene despejando en la ecuación (3)

$$P_{med} = f_{cap} Cap$$

obtenemos:

$$f_c P_{max} = f_{cap} Cap \quad \text{y} \quad f_{cap} = \frac{f_c P_{max}}{Cap} \quad (4)$$

Se observa que existe un estrecho vínculo entre factores de capacidad y carga los cuales se hacen idénticos cuando la carga de pico es igual a la capacidad de la central.

Factor de utilización de una central eléctrica

El factor de utilización de una central eléctrica indica en qué medida se utiliza la capacidad de dicha usina para satisfacer necesidades de pico.

$$f_{util} = \frac{P_{max}}{Cap} \quad (5)$$

sustituyendo (5) en (4) hallamos la relación entre f_{util} y f_c :

$$f_{cap} = f_c f_{util} \quad (6)$$

El factor de utilización de una central eléctrica depende del tipo de sistema eléctrico de potencia del que forma parte. Un factor de utilización "bajo" puede significar o bien que la central es utilizada solamente como reserva en un sistema compuesto por varias centrales y que en el período considerado o no entró en funcionamiento, la carga máxima a la que funcionó es muy inferior a su capacidad, o se instaló capacidad con mucha anticipación.

Un valor alto del factor de utilización, en el caso de una central generadora de un gran sistema, indica que la planta es probablemente la más eficiente del sistema, y por tal motivo se la aprovecha al máximo, constituyendo una "central de base".

En el caso de centrales eléctricamente aisladas, un valor elevado del factor de utilización, significa la probabilidad de un buen diseño con poca reserva.

El factor de utilización puede ser mayor que la unidad, lo cual indica que la carga máxima ha superado a la capacidad normal de la central; luego, aparece la "demanda insatisfecha".

Utilización real de una central

Durante los estudios de proyecto, diseño y posterior operación de las centrales eléctricas, también se utiliza el concepto de "coeficiente de utilización real de la central", que es un indicador de la medida en que se aprovecha la energía "posible de generar" para satisfacer la real energía demandada por el sistema atendido por la planta:

$$U_{rc} = \frac{E}{Cap \Delta T} \quad (7)$$

U_{rc} : coeficiente de utilización real de la central en un período dado.

E: energía generada por la central en el período.

ΔT : período a considerar.

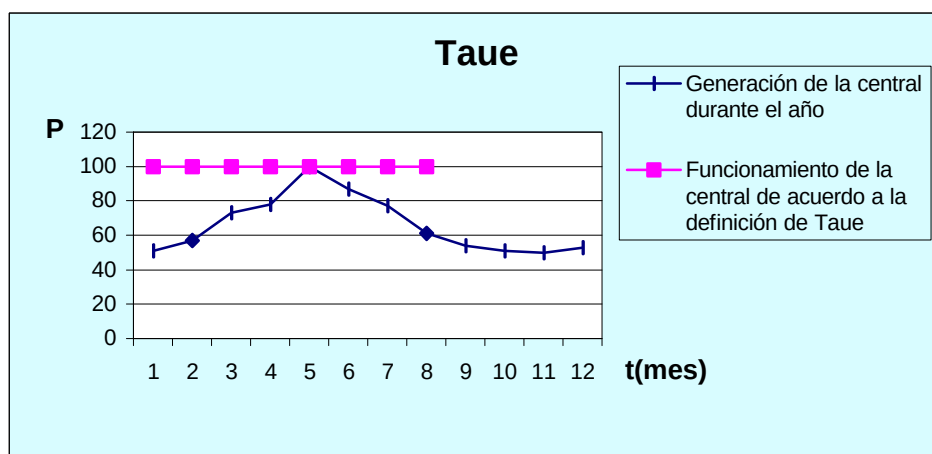
Tiempo anual de utilización "equivalente" de la central

Para tener una idea apropiada del grado de aprovechamiento de una central eléctrica, se emplea en las explotaciones el llamado "tiempo anual de utilización equivalente" (TAUE) de la central, indicado con T_{AUE} (en h), y que, como luego se va a estudiar, está vinculado al concepto de "factor de carga".

El T_{AUE} es el tiempo teórico en que, funcionando una central eléctrica a "plena capacidad nominal", produciría la energía anual realmente equivalente a la del período considerado.

La figura que se observa a continuación (Gráfica 3) nos muestra un ejemplo gráfico de lo que representa el T_{AUE} .

En el ejemplo una central con plena capacidad de carga de 100 ($P_{max} = 100$), a lo largo del año presenta oscilaciones en su producción de potencia (curva en azul), la curva en rosado (que va del mes uno al ocho) muestra que toda la energía que se generó durante el año podría haberse producido por la central en los dos primeros cuatrimestres.



Gráfica 3

Como se puede deducir fácilmente del ejemplo gráfico anteriormente ilustrado,

$$E_a = T_{AUE} P_{max} \quad (8)$$

E_a : energía generada durante el año.

T_{AUE} : tiempo anual de utilización equivalente (por lo general se expresa en horas/año).

P_{max} : demanda máxima anual de potencia a la central durante el año.

Dado que expresaremos el T_{AUE} en horas/año, y haciendo el cálculo de cantidad de horas que tiene un año ($24 * 365 = 8760$), podemos establecer algunas relaciones entre los parámetros anteriormente definidos.

$$P_{med} = \frac{E_a}{H}$$

Sustituyendo de la ecuación (2):

$$f_c = \frac{P_{med}}{P_{max}} = \frac{E_a}{H P_{max}} \quad (9)$$

⇒ de (8) y (9) resulta:

$$T_{AUE} = H f_c \quad (10)$$

donde H es la cantidad de horas de un año (supondremos que los años son todos de 365 días).

$$\Rightarrow f_c = \frac{P_{med}}{P_{max}} = \frac{E_a}{H P_{max}}$$

Disponibilidad

El concepto de disponibilidad (de potencia generadora útil) nos brinda la posibilidad de conocer cuál es la condición en que se encuentran los equipos para hacer frente a la demanda. Definimos, para una unidad:

a: tiempo en servicio de la unidad generadora, durante un año, en h.

b: tiempo en reserva de la unidad generadora, durante un año, en h.

c: tiempo programado en fuera de servicio de la unidad generadora, durante un año, en h.

$$a + b + c = H \quad (12)$$

Definimos como disponibilidad teórica (D) de la unidad generadora, a la relación:

$$D = \frac{a + b}{a + b + c} = \frac{a + b}{H} \quad (13)$$

Confianza en el suministro de energía

Repaso de algunos conceptos de probabilidad

En primer lugar asignaremos a cada evento posible dentro de nuestras hipótesis de trabajo una probabilidad que denominaremos P_{evento} , entonces compondrán nuestro estudio las siguientes probabilidades:

P_S : probabilidad de abastecimiento completo a la planta

P_{GD} : probabilidad de funcionamiento correcto del equipo de generación distribuida (GD), puede suceder que en algún momento al referirnos a P_{GD} , la denominemos D (disponibilidad)

P_{GN} : probabilidad de abastecimiento correcto del gas natural por parte del proveedor

P_{SIN} : probabilidad de suministro correcto de la alimentación externa

Dentro de la definición de P_{SIN} , incluimos no solamente la falla en las unidades de generación del SIN, sino también, tanto la de las redes de transmisión y distribución hasta el nivel de 31.5 kV, nivel al cual está conectada Zonamérica.

Notación:

$\bar{P}$: probabilidad de no ocurrencia del evento $\Rightarrow \bar{P} = 1 - P$ (1)

Nuevamente, al referirnos a la probabilidad del complemento, puede ocurrir que la definamos como Q, por tanto $\bar{P} = Q$.

Entendemos eventos independientes, aquellos cuya ocurrencia no tiene ningún tipo de vinculación. La probabilidad que ocurran ambos es entonces:

$$P = P_1 P_2 \quad (2)$$

Volviendo al punto de origen, en base a éstas dos ecuaciones (1) y (2), cimentaremos la elaboración de nuestro desarrollo. Para ello discriminaremos las diferentes situaciones a las que podremos enfrentarnos.

Diferentes alternativas o situaciones de trabajo

1. El emprendimiento queda en fojas cero

La situación no se modifica en absoluto con respecto a la actual. El suministro cesará, y la planta deberá esperar, salvo que ponga en marcha grupos electrógenos, su restablecimiento para poder normalizar su actividad.

$$P_{S_1} = P_{SIN} \quad (3)$$

2. El generador puede satisfacer el total de la demanda interna sin funcionar fuera de condiciones nominales

Ahora nuestro caso es relativamente más complicado. Abarca completamente los tres primeros años, en los cuales la potencia nominal del generador a instalar (3.515 MW), permite satisfacer completamente la demanda sin estar sometido a ningún tipo de sobrecarga de acuerdo a nuestras proyecciones de crecimiento de la demanda interna. A su vez cubre también los días no laborables y los días laborables en horarios no laborables durante todo el período de estudio (20 años como máximo).

En éste caso, resulta más sencillo pensar el problema, no cómo la probabilidad de un abastecimiento normal, sino buscar calcular la probabilidad de quedar desabastecida la planta. Para que esto suceda, deberán acontecer los siguientes eventos de forma simultánea:

- Fallar el SIN
- Falla en la generación propia

Para fallar el generador debemos considerar dos posibles motivos:

- o Fallas en el equipo
- o Cese del suministro de combustible

La probabilidad de cese en el suministro será entonces:

$$\bar{P}_S = \bar{P}_{GINT} \bar{P}_{SIN} \quad (4)$$

siendo P_{GINT} , la probabilidad de generación exitosa por parte del equipo, lo que implica que para suceder esto es necesario que el equipo funcione correctamente y tener suministro de combustible adecuado.

Por lo tanto P_{GINT} queda definido por la siguiente ecuación:

$$P_{\text{GINT}} = P_{\text{GD}} P_{\text{GN}} \quad (5)$$

Aplicando (1) en (4) y (5) obtenemos:

$$\bar{P}_{\text{SIN}} = 1 - P_{\text{SIN}} \quad (6)$$

$$\bar{P}_{\text{GINT}} = 1 - P_{\text{GD}} P_{\text{GN}} \quad (7)$$

Sustituyendo (6) Y (7) en (4):

$$\bar{P}_{S_2} = (1 - P_{\text{GD}} P_{\text{GN}})(1 - P_{\text{SIN}}) \quad (8)$$

Aplicamos nuevamente (1) en (8) obteniendo:

$$1 - P_{S_2} = 1 - P_{\text{SIN}} - P_{\text{GD}} P_{\text{GN}} + P_{\text{GD}} P_{\text{GN}} P_{\text{SIN}} \quad (9)$$

siendo el resultado final por consiguiente:

$$P_{S_2} = P_{\text{SIN}} + P_{\text{GD}} P_{\text{GN}} - P_{\text{GD}} P_{\text{GN}} P_{\text{SIN}} \quad (10)$$

Se puede apreciar una sensible mejora respecto al valor que se obtiene en la situación descrita en el punto uno.

3. El generador funcionando en condiciones nominales no logra abastecer el total del consumo interno

Esta situación se produce los días laborables, en horario laborable, después del tercer año. Debemos ante esta coyuntura discriminar los escenarios:

- i. Probabilidad de quedar sin energía.
Es la probabilidad de falla del SIN y la generación interna simultáneas, que se obtiene de la ecuación (10). Para éste caso no varía en nada la situación respecto al anterior.
- ii. Probabilidad de quedar abastecido a través del SIN.
Ahora lo que debe pasar es el cese de la generación interna, tanto sea por corte en el suministro del gas, como por detención del generador, para tareas de mantenimiento rutinarias, o en caso de salidas de servicio intempestivas.

El servicio no se verá afectado, porque suponemos que el SIN, para los valores de potencias que manejamos, está en condiciones de abastecer a los suscritores, entonces:

$$\Rightarrow P_{S_3} = P_{\text{SIN}} (1 - P_{\text{GEN}} P_{\text{GN}}) \quad (11)$$

- iii. Probabilidad de quedar abastecido por el generador.
En este caso, después del tercer año, el generador se verá sobrecargado en caso de decidirse no afectar en absoluto el servicio interno, si lo que se desea es mantener los servicios esenciales funcionando correctamente, el generador cumple perfectamente con las condiciones.

La ecuación que calcula dicha probabilidad es la siguiente:

$$P_{S_3} = P_{GD} P_{GN} (1 - P_{SIN}) \quad (12)$$

Esta situación trae aparejada consigo un eventual riesgo para el equipo, en la medida que se desee por algún motivo mantener el servicio inalterado. En dicho caso (probablemente esta situación se pueda plantear en los años cuarto al séptimo u octavo), el generador durante un tiempo durante el año va a ser sometido a un esfuerzo por encima del nominal.

Calcularemos el valor en horas de dicho lapso.

Definiciones:

C_{HLA} : cantidad de horas laborables en el año

C_{HGS} : cantidad de horas en las que el generador está sobrecargado en el año

C_{DL} : cantidad de días laborables en el año

C_{DA} : cantidad de días en el año

H_{LD} : cantidad de horas laborables por día laborable

Suponiendo el día laborable con una duración de 8 horas (9:00hs a 17:00hs), y habiendo aproximadamente 251 días laborables durante el año, tendremos 2008 horas laborables en el año. La probabilidad de falla en cualquiera de los casos (SIN, generador, gas) la supondremos uniformemente distribuida, por tanto es la misma dentro de esas 2008 horas que en las 8760 horas del año, entonces:

$$C_{HGS} = H_{LD} C_{DL} P_S \quad (13)$$

C_{HGS} nos da una idea de la cantidad de horas en el año que el generador estaría siendo sobre exigido. El año, indica en cuánto es esa sobreexigencia.

Referencias: [24], [56], [57], [58], [59], [60], [61], [62], [63]

Fundamento teórico

El presente documento expone los cimientos a partir de los cuales se construirá el Estudio Económico.

Conceptos básicos sobre inversiones

En la presente sección presentaremos una breve fundamentación teórica, cuyo fin es refrescar al lector sobre las herramientas de las que haremos uso para atacar el problema de estudio de la viabilidad económica del emprendimiento.

Definición de inversión

La definición de inversión que adoptaremos en nuestra situación como la aplicación de fondos con la finalidad de obtener un beneficio económico que compense el sacrificio y riesgo de no disponer de los fondos invertidos (no debe ser considerada genérica, dado que existen casos en los que el beneficio puede no necesariamente ser de índole económica).

De la definición anterior surge como básica la presencia del dinero (fondos) y del tiempo, ya que la inversión es un proceso al cual está asociado un flujo de fondos (cobros y pagos) que se localizan en diferentes momentos.

Clasificación de inversiones

Las inversiones se clasifican según la literatura vinculada al tema según los siguientes criterios:

- A. Por su **objeto** en:
 - a. Financieras. El activo objeto de la inversión es un activo financiero.
 - b. Reales, las que se sub clasifican en:
 - a) Renovación y reemplazo
 - b) Modernización
 - c) Expansión
 - d) Estratégicas
- B. Por el **sujeto** inversor, dado que la inversión puede ser realizada por una entidad privada o pública, por una persona jurídica o física.
- C. Por el **objetivo**
- D. Según la relación que guarden con otras inversiones

Parece claro que nuestro caso se encuadra dentro de lo que es una inversión real, cuyo sujeto es una entidad privada con personería jurídica y fines de lucro, y tiene por objeto promover una expansión de la entidad, la cual puede elípticamente incluso tener ribetes estratégicos, debido a que la existencia de un grupo generador destinado a satisfacer la demanda interna, reduce de manera sustantiva, como se ha explicado anteriormente, la probabilidad de corte el suministro de energía eléctrica, siendo ésta situación una ventaja comparativa frente a eventuales competidores que no dispongan de ésta posibilidad.

Criterios de evaluación de inversiones

Los criterios que analizaremos para evaluar la inversión serán los siguientes:

- 1) Valor presente neto (V.P.N.)
- 2) Tasa interna de retorno (T.I.R.)

En ambos casos será necesario conocer de antemano la tasa de costo de capital (i).

Criterio del valor presente neto

Si una inversión tiene un flujo de fondos I_k , siendo I_k la diferencia entre ingresos y egresos, definimos el V.P.N. de la inversión a la cantidad de dinero equivalente en términos financieros, al conjunto de pagos y cobros que representan el flujo de fondos de la inversión (equivalentes) para la tasa de costo de capital. Dicho V.P.N. se calculará en el instante 0. De la definición se obtiene la siguiente ecuación para calcular el V.P.N. de una inversión:

$$VPN = I_0 + \sum_{k=1}^n I_k (1+i)^{-k} \quad (1)$$

Una inversión será viable desde el punto de vista económico si su V.P.N. > 0 .

Los puntos débiles que pueden encontrarse es que obtenemos una ganancia neta para los n períodos y no una ganancia por período, y por otra parte es una ganancia de todos los fondos aplicados y no por unidad monetaria invertida.

Criterio de la tasa de rentabilidad

Este criterio se basa en calcular a que tasa se reproducen los fondos invertidos, para luego analizar si ésta es lo suficientemente buena (comparándola con i) como para considerar la inversión. La T.I.R. (que notaremos r) es *aquella tasa para la cual el V.P.N. de la inversión se hace 0*.

La ecuación que permite calcular la T.I.R. es entonces la siguiente:

$$0 = I_0 + \sum_{k=1}^n I_k (1+r)^{-k} \quad (2)$$

Calculada r se compara con i , en caso de ser la primera mayor que la segunda resulta conveniente realizar la inversión, si $r = i$ es indiferente y si $r < i$ no debe llevarse adelante.

Convenimos que ambos criterios son equivalentes a la hora de aprobar o desechar un hipotético proyecto, aunque no son exactamente iguales.

Análisis de los supuestos implícitos en los criterios de V.P.N y T.I.R

En esencia la diferencia entre ambos es que mientras el criterio del V.P.N. supone la reinversión de los fondos liberados a la tasa de costo de capital i , el criterio de la tasa de rentabilidad supone la reinversión de estos fondos a la tasa de rentabilidad que seguramente es mayor que i , porque sino el emprendimiento no se llevaría adelante.

Más adelante explicaremos las razones por las cuales elegiremos el criterio del V.P.N. para evaluar nuestro estudio.

Estudio de viabilidad económica

El proceso productivo lo estudiaremos como un sistema que contará con entradas o insumos, una planta (no nos estamos refiriendo a la planta Zonamérica en particular, sino a una definición más genérica de planta, como una función o distribución que relaciona entradas y salidas del sistema), salidas o productos, y una realimentación, la cual tendrá la propiedad de eventualmente cambiar la planta. No es éste concepto de realimentación el utilizado normalmente dentro de la Teoría de Control, como se muestra en la figura 1. La figura 2 ilustra lo expresado.

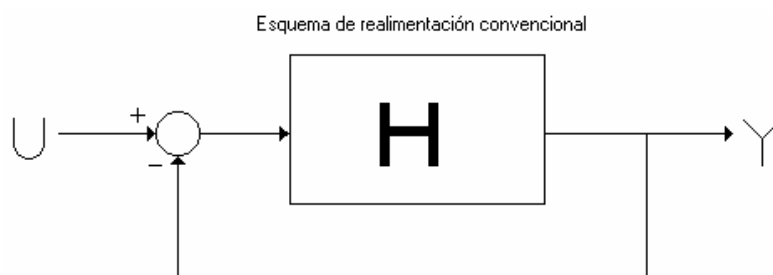
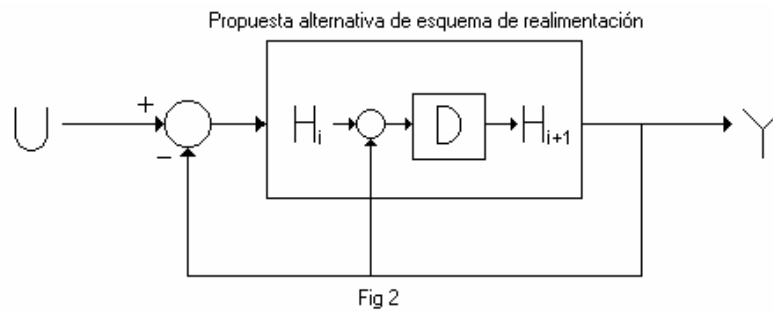


Fig 1



La realimentación se debe a que dada la idiosincrasia del tema, dependiendo de los resultados (salidas), puede producirse la situación que nuestro escenario (o planta) se vea modificado sustancialmente por éstos.

En nuestro caso lo que busca representar la figura 2 es la siguiente situación:

Nos encontramos inmersos en un cierto escenario H_i , para el cual tenemos la entrada U y la salida Y , para determinados valores de la salida, el comportamiento del sistema será estable y se seguirá con H_i como planta dado que la Distribución D cumplirá la función de neutro, si en cambio Y toma otros valores puede hacer inestable a la planta modificándola, conduciéndonos al nuevo escenario H_{i+1} .

Volviendo nuevamente al tema de las entradas, éstas son:

- Costo del equipo
- Costo del terreno
- Costo de las instalaciones auxiliares al equipo
- Costos variables de generación
- Costos fijos de generación
- Estimación de la carga de Zonamérica en el período de estudio
- Normas reglamentarias
- Tarifa de energía por parte de empresas proveedoras del servicio
- Valor de una moneda de referencia (en nuestro caso U\$S)

Por otra parte si bien las salidas pueden ser también muchas, hay una que es decisiva, siendo la que realimenta la planta y es el Costo Medio de Generación (C_M).

Un componente fundamental a la hora de evaluar la inversión es el costo del financiamiento conseguido por el inversor. Este costo lo expresamos como tasa de costo de capital que notaremos con la letra i .

Enfoque de situación

Centraremos ahora el estudio al análisis desde el punto de vista de viabilidad económica de la puesta en funcionamiento del generador. La alternativa que recomendaremos adoptar luego de analizados detalladamente los tres casos, será elegir la que menor costo implique. Para ello el criterio en el cual basaremos nuestra decisión será el de mejor valor presente (V.P.N). Es necesario para ello recordar parte de la reglamentación vigente, la cual define generador distribuido a aquel cuya potencia de generación es inferior a los 5 MW (ver apéndice Glosarios “Art 7 Reglamento General”).

Según el criterio T.I.R., los fondos liberados son reinvertidos a la tasa r , implícitamente se está afirmando que se reinvierten en el mismo negocio, pero dada la cota superior que debemos respetar, y que nuestro equipo tiene potencia nominal 3.515 MW, que si bien no es el máximo admisible, representa un porcentaje importante de éste, parece imposible poder seguir reinvertiendo en forma ilimitada durante todo el período de estudio en el mismo proyecto, dado que pronto deberíamos adquirir otro equipo de

generación de similares características y excederíamos los límites establecidos. Es por dicho motivo que parece imposible por las restricciones impuestas por el Marco Normativo poder considerar el criterio T.I.R., dado que los fondos liberados no podrán ser reinvertidos a dicha tasa porque tendremos cercano un techo máximo de reinversión.

Es entonces el criterio del V.P.N. el que se adapta mejor a nuestras necesidades, porque supone que los fondos liberados son reinvertidos a la tasa de costo de capital, que en caso de ser rentable el negocio será menor que r . Si bien puede esgrimirse que en caso de haberse contraído un préstamo con instituciones financieras u organismos multilaterales, la tasa de costo de capital será superior a la que se obtendría por depositar los fondos liberados en el sistema financiero, la hipótesis introduce un error considerablemente menor.

Estos supuestos son válidos en caso que el emprendimiento sea económicamente rentable, en caso de no serlo, la situación cambia en forma radical, mas no sería necesario estudiar esta situación porque éste sería desechado de plano.

Calcularemos a lo largo del período de estudio los egresos e ingresos en cada escenario, llevaremos su valor al año en que se lleva adelante la inversión, y de acuerdo al V.P.N. de cada uno se tomará una decisión.

Referencias: [5], [64]

Anexo

Dinámica de un Mercado Spot

Funcionamiento de un Mercado Spot ideal

El funcionamiento teórico de un mercado spot de energía eléctrica, contemplaría como esenciales los siguientes puntos:

1. La oferta de energía por parte de los agentes productores existirá en la medida que los agentes consumidores estén dispuestos a pagar los precios solicitados por los primeros.
2. En caso de no considerarse rentable el precio pago por la energía por parte del agente productor, éste dejará de volcar la misma a la red, buscando de tal forma elevar su valor.
3. El precio de la energía, salvo excepción de contratos firmados con anterioridad, es absolutamente libre, puede fluctuar instante a instante, y el mismo no se rige según nivel, sino según el punto.
4. El costo de la energía en el punto será igual al ofertado por el último agente productor que ingresa en el mismo, con excepción de los contratos que se hayan estipulado.

Oferta

Los agentes productores tendrán sobre sí costos en la generación de energía, tanto variables como fijos, estos costos sumados a la ganancia que el mismo considere conveniente, serán transferidos a quien se ocupe de la distribución de la energía. Es por estos motivos que, si los agentes consumidores en el punto no están dispuestos a pagar los costos que el primero desee transferir (ya sea por altos costos de generación, o por tener una voracidad en la rentabilidad que eleve el precio del bien por encima de los valores de otros oferentes), podrán, o bien dar cabida a un productor que presente una oferta más accesible, o prescindir del servicio por lo oneroso del mismo. A su vez, cabe destacar, que el generador que no pueda estar vendiendo su producción, igual deberá absorber los costos fijos de generación.

Esta característica determina que para un spot puro, de acuerdo a la teoría, al existir muchos oferentes, los precios de los productos tienden a bajar, en la medida que los productores deberán minimizar sus tasas de rentabilidad, para poder mantener precios competitivos.

Evidentemente, si el precio no es competitivo (los costos de generación superan el pagado en el punto), el productor no venderá, porque cada unidad de energía vendida implica una pérdida para el mismo.

Precio

Es el mercado quien fija el precio de los productos. Si la demanda crece, entonces es porque el bien en cuestión está siendo subvaluado (la energía eléctrica es un bien económico, si el precio está por debajo de su verdadero valor, tiende a agotarse porque los agentes tienden a comprar las cosas que están por debajo de su valor). Al ser subvaluado, el mismo mercado se encargará de ajustarse en el momento que vayan entrando a la red, otros equipos menos eficientes para el punto (ya sea por el tipo de generación, el tamaño de la máquina, distancia al punto de consumo, etc), y que por lo tanto suban su precio.

Si un agente productor no está en condiciones o disposición de recibir ese valor por el bien, tiene el recurso de desaparecer transitoriamente del mercado (por supuesto con todos los perjuicios económicos que se acarreen), a la espera que el precio del mismo alcance los justos valores a su entender.

Precio en el punto

Una de las revoluciones estructurales más importantes que erige la implantación de un mercado spot ideal, es un cambio conceptual acerca del valor de la energía eléctrica.

Históricamente, U.T.E. ha fijado sus tarifas según el nivel de tensión que a la cual se compra la energía (existen otros factores a su vez que determinan el precio de la energía como ser el tipo de consumidor, tipo de tarifa, etc). En la medida que más elevado sea el nivel de tensión, menor será el costo de la energía, dado que se supone que el producto no ha sufrido aún el valor agregado de un pasaje por algunas partes de la red de distribución (en Uruguay es difícil encontrar quien compre energía directamente en niveles de transmisión, pero también sería aplicable el concepto), así como tampoco debe afrontar quien suministra la energía al suscriptor, todo lo que concierne a la transformación de reducción de niveles a valores más pequeños.

Obviamente, si todos los suscriptores adquirieran energía en 31.5 kV, la empresa distribuidora no tendría necesidad de montar una red de baja tensión, así como tampoco destinar parte de sus ingresos a su mantenimiento, permitiendo así, trasladar esa reducción en los costos operativos a una baja en las tarifas para los consumidores (de acuerdo al postulado de Smith, recordemos que estamos analizando un mercado spot ideal).

En el caso del mercado spot ideal, en cada nodo existe un costo de la energía en cada instante, el pasaje por ejemplo a lo largo de una línea de distribución, agrega valor al producto, debido a que dicha línea implica una inversión por parte del distribuidor, mantenimiento, etc. Entra aquí a tallar una de las innovaciones más importantes respecto a lo que se conoce dentro de la realidad actual, *la energía ahora no tiene una tarifa única, existen tantas tarifas como nodos*, y a su vez, esas tarifas tampoco están estabilizadas, son funciones del tiempo que pueden fluctuar en cualquier instante.

Evidentemente, se hace muy difícil un mapeo permanente por parte de quien administra el mercado (en el caso nuestro sería la A.D.M.E., ver apéndice Glosarios) de todos los puntos de la red en forma instantánea, evaluando a su vez las ofertas de los generadores en cada nodo (la oferta de un generador que esté ubicado en un nodo, que si bien puede estar comercializando la energía a un precio menor que otro en el mismo nivel, puede ser competitivo en el punto, la Fig. 1 ilustra la realidad descrita).

A pesar de la dificultad al momento de la implementación, el avance de las tecnologías en el área de telecomunicaciones y telemedida brindan cierta libertad de trabajo que estrechan la brecha entre lo ideal y lo posible. La Fig. 1 explica en una forma gráfica los conceptos vertidos con anterioridad en este punto. En ella, cada una de las líneas las concentramos en una impedancia, y los nodos o puntos de conexión para los suscriptores están numerados.

Supongamos que está funcionando un generador V_1 , que oferta la energía a un valor P_1 , y a su vez, existe otro generador V_2 , cuya oferta es P_2 , cumpliéndose $P_1 < P_2$.

Asumiremos que la red está a un único nivel de tensión, y recordamos aunque parecería innecesario hacerlo, que tanto V_1 como V_2 , cumplen con todos los requisitos necesarios para participar en el spot, tanto en la esfera técnica, como administrativa.

Ahora bien, V_1 oferta P_1 en el punto 1, pero por ejemplo, en el punto 2, el pasaje por la línea de distribución (supondremos que estamos en niveles de distribución, en última instancia siempre es posible transfigurar la red para reducirlo a este caso, se podría decir que es una analogía a un equivalente Thévenin pero ahora no desde el punto de vista eléctrico, sino desde el punto de vista económico).

Por lo tanto, el costo del V_1 en el punto 2 ya no será P_1 , sino

$$C_{21} = P_1 + \Delta L_{12} \quad (1)$$

donde:

C_{in} : representa el costo de la energía en el punto i (para la Fig. 1 $1 \leq i \leq 9$), comprada al productor n

ΔL_{jk} : es el valor agregado por pasaje de la energía por la línea que une los nodos j y k .

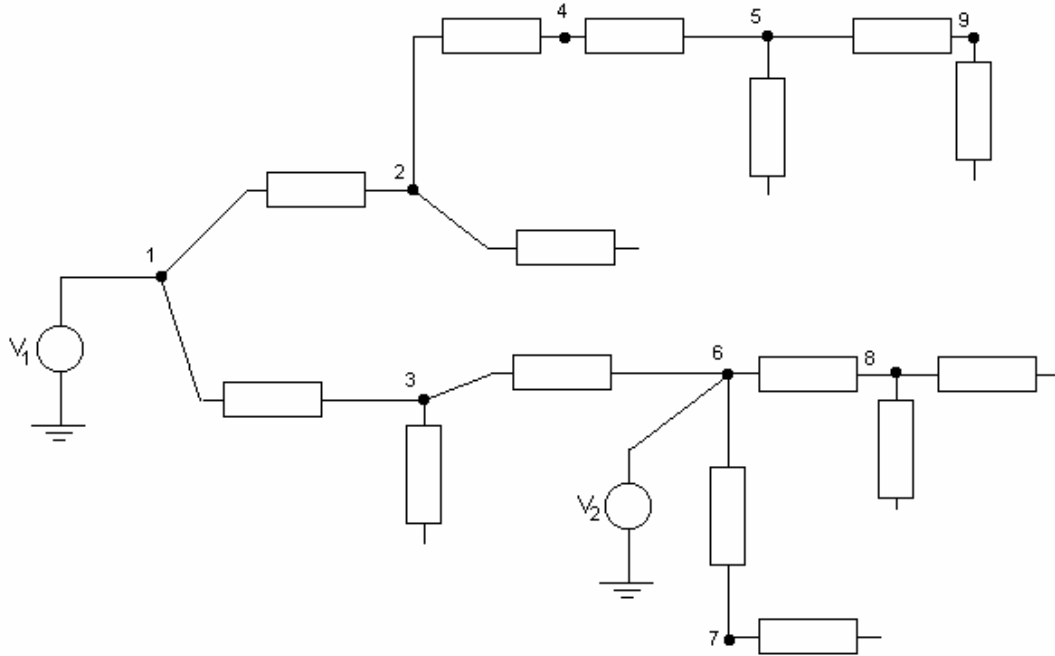


Figura 1

Está claro, que en caso recorrer un trayecto extenso, el incremento del valor del producto puede eventualmente hacer que el suscriptor deba pagar más en el punto 6 si compra energía a quien genera de forma más eficiente que a quien no, mas esto es indiferente para el consumidor, cuyo único objetivo, es obtener el producto al mejor precio. Comparemos entonces el valor de la energía en el nodo 6.

El precio de la energía generada por V_1 en el nodo 6 es:

$$C_{61} = P_1 + \Delta L_{13} + \Delta L_{36} \quad (2)$$

en cambio, el precio de V_2 será:

$$C_{62} = P_2 \quad (3)$$

Si $C_{62} < C_{61}$, entraría V_2 al spot, dejando a V_1 fuera de competencia en el nodo 6. Para cumplirse esta condición es necesario:

$$P_2 - P_1 \leq \Delta L_{13} + \Delta L_{36} \quad (4)$$

Como se puede apreciar, estamos en presencia de una realidad completamente diferente a la que nos tenía acostumbrado el mercado eléctrico del Uruguay, ahora pasa a tener una incidencia notoria el punto de conexión con la red por parte del generador, dado que una elección errónea (alejada de las cargas más grandes, lo que motive que las mismas si consumen la energía de dicho generador deban afrontar los costos de distribución).

En el ejemplo anterior, si existiese un gran desbalance de la carga en la red, motivado por una demanda en el nodo 8, V_2 , pese a tener una menor eficiencia desde el punto de vista de sus costos de generación, será quien tenga prioridad en dicho sitio.

A continuación presentamos la Tabla I en la cual se muestran los precios de la energía en cada nodo en función de quien sea el proveedor de la misma.

Nodo	Precio V_1	Precio V_2
1	P_1	$P_2 + \Delta_{63} + \Delta_{31}$
2	$P_1 + \Delta_{12}$	$P_2 + \Delta_{63} + \Delta_{31} + \Delta_{12}$
3	$P_1 + \Delta_{13}$	$P_2 + \Delta_{63}$
4	$P_1 + \Delta_{12} + \Delta_{24}$	$P_2 + \Delta_{63} + \Delta_{31} + \Delta_{12} + \Delta_{24}$
5	$P_1 + \Delta_{12} + \Delta_{24} + \Delta_{45}$	$P_2 + \Delta_{63} + \Delta_{31} + \Delta_{12} + \Delta_{24} + \Delta_{45}$
6	$P_1 + \Delta_{13} + \Delta_{36}$	P_2
7	$P_1 + \Delta_{13} + \Delta_{36} + \Delta_{67}$	$P_2 + \Delta_{67}$
8	$P_1 + \Delta_{13} + \Delta_{36} + \Delta_{68}$	$P_2 + \Delta_{68}$
9	$P_1 + \Delta_{12} + \Delta_{24} + \Delta_{45} + \Delta_{59}$	$P_2 + \Delta_{63} + \Delta_{31} + \Delta_{12} + \Delta_{24} + \Delta_{45} + \Delta_{59}$

Tabla I

Entrada de los agentes productores (“ordenación por montículo”)

Todo generador tendrá una capacidad limitada, es decir, nunca un proveedor será capaz de suministrar tanta potencia como sea solicitada, por tanto, ante la posibilidad de no verse satisfecha la demanda, será quien esté en las mejores condiciones de ingresar al nodo en cuestión, quien comience a volcar su energía en el punto. Quizás sea en este punto donde se encuentre la explicación fundamental de la filosofía de un mercado spot.

El mercado spot ideal, siempre puede ser modelado de acuerdo a un algoritmo de ordenación conocido. Es que en si, la dinámica de un mercado spot, es un algoritmo de ordenación por prioridades o lo que también se conoce como montículo, en el cual la prioridad la posee aquel productor que oferta el menor precio. A continuación se presentará una explicación, acompañada de un ejemplo gráfico que ilustrará al lector con mayor claridad los conceptos vertidos anteriormente.

Supongamos que tenemos dos arreglos de tamaño N , los cuales tienen un índice o puntero que apunta al último lugar ocupado de los mismos. Denominaremos M al arreglo montículo y A al arreglo destino, i_M e i_A a los punteros respectivos, y $M[i_M]$, $M[i_A]$ a los valores (precios) contenidos en los respectivos arreglos.

El arreglo M ordena a los generadores, cuya oferta en el punto no es competitiva hasta el momento, y por lo tanto deben aguardar a una suba en el precio de la energía para entrar a participar activamente del mercado spot. Se podría decir que el arreglo M encierra a los generadores en estado stand-by.

El arreglo A en cambio, contiene a los generadores que está vendiendo su producción en el mercado spot.

Un mercado spot ideal, ordena las ofertas de los agentes productores, las cuales están contenidas en el montículo M , mediante el siguiente mecanismo:

- para todo i_M se cumple que $M[i_M] \leq M[2*i_M]$ y $M[2*i_M+1]$ (con esta condición se asegura que el valor en la primera posición del montículo sea la menor, es decir la oferta más baja)
- en caso que un agente productor desee ingresar al spot, haciendo una oferta por su producción, será insertado el valor en el montículo mediante el siguiente procedimiento: el valor es agregado como último elemento del montículo, a la cual llamaremos k_M . Si $k_M < 1$ (si $k_M = 1$, el productor sería el único que ofertara en ese punto, por lo tanto deja de ser necesario un proceso de inserción en el montículo), se compara el valor en la posición k_M con el valor en la posición $k_M \div 2$ (siendo $\div$ el operador divisor entero).

- En caso de cumplirse $M[k_M] < M[k_M \text{ div } 2]$, se intercambian dichos elementos repitiéndose el proceso pero ahora con la posición $k_M \text{ div } 2$ jugando el papel de la posición k_M . El proceso continua hasta $M[k_M] > M[k_M \text{ div } 2]$.
- iii. si determinado generador comienza a vender energía en el punto, es porque el mismo ocupaba el primer lugar en el montículo, pasando a ocupar el último lugar en el arreglo A. Por lo tanto se debe borrar el primer elemento del montículo M, procediéndose de la siguiente forma: se toma el elemento que se encuentra la final de montículo M y se lo lleva a la primera posición (llamaremos a dicha posición h_M). Posteriormente se compara el elemento $M[h_M]$ con los elementos $M[2*h_M]$ y $M[2*h_M+1]$. En caso de no existir oferta en éstas posiciones el proceso de borrado finaliza. Si alguno de ellos es menor que $M[h_M]$, se intercambian dichos elementos y se continúa el proceso desde el elemento que fue intercambiado. Si ambos elementos son menores ($M[2*h_M+1] < M[h_M]$ y $M[2*h_M] < M[h_M]$, entonces se elige el mínimo. En caso que ambos sean mayores, el proceso de borrado finaliza.
 - iv. El arreglo A se forma mediante el siguiente proceso: se van eliminando en la medida de la demanda de los consumidores, los elementos del montículo M (el mínimo por vez), y se van insertando en el arreglo A, hasta que el último elemento del arreglo M insertado en el arreglo A, sea menor al precio que estén dispuestos a pagar los consumidores.
 - v. Una vez que se inserta un elemento del montículo en el arreglo A, todos los elementos del arreglo A son remarcados o ‘enmascarados’ con el último valor insertado, y análogamente, cuando se elimina un elemento del arreglo A, debiéndose insertar en el montículo, motivado por una disminución en la demanda, o una no disposición por parte de los consumidores a adquirir la energía al precio ofertado, disminuyendo por lo tanto su consumo, los elementos del arreglo A son enmascarados ahora con valor del máximo componente del mismo.

A modo de ejemplo para el ítem v, de acuerdo a la Fig. 1, supongamos en el punto 5 es V_1 quien realiza la oferta más baja, entonces como se explicó anteriormente, el precio de la energía en el nodo será $P_1 + \Delta L_{12} + \Delta L_{24} + \Delta L_{45}$. En caso que la demanda superara la capacidad de V_1 , necesariamente deberá V_2 participar en el mercado spot como agente activo, y por lo tanto el nuevo valor de la energía en el punto será $P_2 + \Delta_{63} + \Delta_{31} + \Delta L_{12} + \Delta L_{24} + \Delta L_{45}$. Ambos generadores venderán la energía al mismo precio.

El Mercado Spot de la energía eléctrica en Uruguay

La mecánica de funcionamiento anteriormente presentada, explica el funcionamiento de un Mercado Spot genérico, aplicable a diferentes áreas de la producción. La especificación e individualización de cada área evidentemente trae consigo determinado tipo de modificaciones respecto a la doctrina general, adaptándola a las particularidades de la aplicación en cuestión. No escapa a esta realidad el Mercado Spot de la energía eléctrica en Uruguay, el cual está reglamentado por un regulador que ha introducido determinadas modificaciones respecto a la forma matriz, con el propósito de a través de las mismas, optimizar el comportamiento de los agentes.

En nuestro caso particular, existen ciertas normas que distorsionan el Mercado Spot de la energía eléctrica en Uruguay respecto a las características del modelo ideal. Algunas de ellas, no modifican en absoluto nuestro estudio, mas otras (dos en particular) varían sustancialmente nuestro escenario de acción, modificándolo radicalmente en algunos casos. A modo de ejemplo, nombraremos tres distorsiones que introduce el reglamento, una de las cuales no trae consigo ninguna modificación en nuestro estudio, y otras dos que cambian la realidad respecto a la teoría.

1. Queda prohibida la producción de energía eléctrica mediante el uso de energía nuclear en territorio uruguayo.
2. Quienes funcionen bajo el régimen de Autoproductor, no podrán volcar en la red, más del 50% de su generación total.

3. El costo de la energía, a menos en un plazo prudencial, no estará evaluado en el punto, sino en el nivel.

La primera modificación, no trae consigo cambios a nuestro estudio, dado que la matriz energética de nuestra planta no tiene origen nuclear sino combustible fósil, mas muestra que evidentemente se implanta una prohibición.

Tal vez, una central de origen nuclear, pudiera brindar a los consumidores energía eléctrica más barata, es decir, bajar los costos del producto para el cliente. En este caso, notoriamente primó un espíritu intervencionista, priorizando más allá de los aspectos netamente económicos, los cuales son los únicos que se maneja en la teoría, otros vinculados a las eventuales peligrosidades que acarrea la instalación de plantas nucleares, con todas las complicaciones y precauciones que deben tomarse para minimizar su peligrosidad. Abordaremos si las otras dos distorsiones, que sí juegan un rol preponderante.

La limitación respecto a la cantidad de energía a vender (una cantidad inferior al 50%), en nuestro caso, determina que uno de los escenarios base de trabajo (el cinco, en el cual se vende energía en horario de punta valle y llano), se vea modificado, dado que para los primeros años, en caso de ser competitivo en todo horario, como el equipo estaría sobredimensionado, se podría vender la mayor parte de la producción. Al existir la restricción, se reduciría la venta en horario de valle, que es el momento que se paga menos por la energía, considerando que los costos de generación son constantes para todo horario, de modo tal de permanecer dentro de los límites permitidos. Los otros escenarios no sufren ninguna modificación.

Por último analizaremos la incidencia de la evaluación del valor de la energía en el nivel y no en el punto. Dado que las tarifas históricamente han sido estipuladas de acuerdo al nivel de tensión que se maneje, no podemos tener un valor individual para cada punto de la red, a través de políticas tarifarias, lo cual determina, a nuestro leal saber y entender, que para entrar un agente productor en algún punto de la red, su oferta deberá ser más baja que la más baja en dicho nivel.

Como es conocido, no es igual el precio de la energía según el tipo de consumidor. Los grandes consumidores se ven beneficiados en detrimento de los pequeños y medianos, comprando a valores sensiblemente inferiores. En el caso de nuestro generador, parecería lógico suponer, que en un marco de competencia, la energía en un determinado nivel, tiene un valor real (valor real, no de comercialización), que por lo menos debe ser igual al mínimo establecido, es decir, se supone que no se llevan adelante prácticas empresariales sucias o lo que se denomina dumping, que promueva la venta de bienes y servicios por debajo de su costo de producción.

Por lo tanto, si existe determinado valor mínimo de la energía en un nivel, será ese el valor contra el cual competirá el generador a la hora de ingresar a participar del Mercado Spot.

Es decir, la máscara contra la cual se enfrente cuando sea un elemento del montículo, será el valor más bajo en el nivel.

Referencias: [1], [3], [5], [23], [60], [61].

SECCIÓN 5

RESULTADOS Y CONCLUSIONES

Ventajas y aprendizajes respecto a la Simulación.....	1
Conclusiones finales acerca del Estudio Económico.....	2
Crítica general al proyecto	5
Críticas negativas	5
Diagrama de Gantt.....	5
Recursos humanos	6
Críticas positivas	6
Diagrama de Gantt.....	6
Recursos Humanos.....	7

Ventajas y aprendizajes respecto a la Simulación

En este proyecto se le dió importancia a la simulación como una herramienta valiosa para el estudio del sistema proyectado, pudiendo comprobar su versatilidad y adaptabilidad frente a los múltiples pasos del diseño de la ingeniería de una planta generadora interconectada con una red. El desempeño la precisión de la simulación puede ser afectada de muchas maneras, incluyendo las tolerancias de error, el modelado elegido, las topologías del sistema eléctrico, etc.

Generalmente los algoritmos mencionados resuelven los sistemas con precisión bastante aceptable. Es posible cambiar los parámetros durante la simulación así sintonizando la eficiencia de la resolución. Generalmente hay que correr varias veces una simulación hasta encontrar el algoritmo y las tolerancias de error más adecuadas. Se hace incapié en que una vez que se han hecho los trabajos de modelado de la red y ajuste del algoritmo de resolución, la obtención de datos a partir de distintos ensayos es bastante fácil, a parte de que los ensayos se hacen sobre un sistema que no es real y tolerante a los extremos de ciertas pruebas. Con la simulación se ha sustituido un posiblemente costoso banco de pruebas, además de su economía en tiempo invertido en implementación hasta la obtención de resultados de los ensayos.

Generalmente las simulaciones verifican cuali y cuantitativamente los cálculos teóricos efectuados. Se puede aseverar que los valores numéricos resultantes de las simulaciones son más cercanos a la realidad puesto que involucran un detalle mayor en el modelado de las redes que representan.

Una vez más se debe enfatizar que la simulación digital ofrece la posibilidad de obtener rápidamente resultados numéricos respecto a las variables del sistema eléctrico en varios aspectos y puntos de operación, sin acudir al sistema real, ofreciendo un potente instrumento para análisis y diseño de redes eléctricas en general.

Las representaciones de las redes si bien en este proyecto no serán explotadas en su totalidad, quedan como material de referencia para futura profundización.

Conclusiones finales acerca del Estudio Económico

Luego de desarrollada la planilla de cálculo “Estudio Económico”, el cual calcula el Valor Presente Neto (VPN) en cada uno de los escenarios de trabajo, llega la hora de realizar un análisis de sensibilidad que nos permita interpretar los resultados obtenidos.

Como fuera mencionado anteriormente, es inconmensurable la cantidad de parámetros que intervienen en la obtención del resultado final, pero sin lugar a dudas algunos juegan un rol privilegiado respecto de los otros.

Enfocaremos por esta razón nuestra atención en tres de ellos, los cuales son decisivos en nuestro problema.

- Precio de la tarifa de energía eléctrica Zonamérica (PTEE)
- Costo variable de generación (CVG)
- Precio de venta de la energía generada (PVEG)

El PTEE estará regido por las políticas tarifarias llevadas adelante, mas sin perjuicio de ellos hemos considerado que el mismo será durante nuestro lapso de estudio el valor histórico en dólares americanos (U\$S), previo a la devaluación.

El CVG está asociado con el costo del gas natural (CGN) y la eficiencia del equipo, que dada su pequeña envergadura no será la más competitiva. El CGN es un tema aún en discordia que seguramente conducirá a una modificación en su precio en un futuro cercano. A modo de comentario podemos decir que la evolución de la tarifa en dólares americanos para un gran consumidor (más de 5000 m³/día), ha tenido una tendencia a la alza dado que desde octubre pasado al momento ha aumentado en un 15% aproximadamente (0.092 U\$S/MBtu a 0.106 U\$S/MBtu).

El PVEG es el parámetro más complicado de predecir dado que no existen antecedentes históricos en el país que nos permitan con cierto margen de seguridad estimar un valor que esté dotado de alguna certeza.

Por los argumentos esgrimidos anteriormente, solamente el PTEE estaría tabulado y los otros podrían variar en una rango extremadamente amplio. Es por ello que decidimos a partir de un punto medio que estará dado por la información recabada por nosotros o brindada por los tutores, variar los parámetros mencionados para proyectar la evolución de las diferentes alternativas que estamos teniendo en cuenta.

En primer lugar el hecho más importante a destacar es que probablemente sea el Escenario 3 (Zonamérica vende energía solamente en horario de punta) el que rija el funcionamiento del Autoprodutor dentro del Mercado Mayorista. Este resultado lo extraemos a partir de especulaciones aproximadas del precio spot de la energía eléctrica y comparaciones con los costos de generación internos.

Una observación importante es que el CVG, es superior a la tarifa tanto para los horarios de valle y llano, mas no en punta. La brecha existente ocasionada por la propia tarifa es el motivo de este hecho. Dado que Zonamérica presenta el pico de su consumo en horario de llano, los costos de abastecimiento del consumo interno son mayores haciéndolo a través del generador que comprando la energía eléctrica. De ello se desprende que el Escenario 2 (Zonamérica realiza la inversión para autoabastecerse) no es viable.

Por otro lado, el valor de venta de energía eléctrica en el Mercado Spot es inferior por lo general a la tarifa, motivo por el cual, dado lo expresado en el párrafo anterior, resulta altamente improbable que pueda ser comercializada la energía generada tanto en valle o llano. Las razones mencionadas excluyen también a los Escenarios 4 (Zonamérica vende energía en horarios de llano y punta) y 5 (Zonamérica vende energía a toda hora).

Luego de determinada la más probable hipótesis de trabajo (que a su vez es una hipótesis de inmutabilidad), parecería interesante ver como a partir de la variación de los tres parámetros más

relevantes en torno a un punto de equilibrio (punto elegido en base al asesoramiento de nuestros tutores), fluctúa el VPN.

Si introducimos los valores recomendados por los tutores, la actual tarifa de gas natural (GN), la cual, de acuerdo a datos suministrados por jerarcas de la compañía proveedora estará negociada por el hecho de ser un gran consumidor especial en un 80% aproximadamente, y un valor de venta de la energía generada en el entorno de un 50% de la tarifa, los resultados obtenidos son los ilustrados en Tabla 1:

	Escenario 1	Escenario 3
Año		
0	284884	520339
1	721390	1546827
2	1184953	2105937
3	1660723	2599198
4	2139597	3060462
5	2615344	3502309
6	3083510	3929338
7	3540862	4342337
8	3985061	4741291
9	4414437	5125596
10	4827836	5494448
11	5224510	5847670
12	5604029	6185345
13	5966215	6507288
14	6311088	6813873
15	6638824	7105207
16	6949724	7381584
17	7244182	7643225
18	7522666	7890554
19	7785695	8124150
20	8033830	8344669

Tabla 1: PVE en un 50% de la tarifa

Se puede apreciar fácilmente que la recuperación del capital invertido va más allá del año 20, notándose a su vez que para el 7º año (el cual está destacado en negrita cursiva), hay una pérdida del orden de los U\$S 800.000 lo que hace poco atractiva la inversión.

Observemos que sucede si el precio de venta de la energía en el punto se incrementa, siendo un 80% en vez de un 50%. Ahora es de presumir que el VPN del Escenario 3 se vea modificado en forma favorable, dado que si bien los costos de generación serán los mismos, mayor será el ingreso por la energía generada.

Por otra parte, el Escenario 1 no debe alterarse dado que el parámetro modificado no interviene de modo activo en el mismo.

Llevemos ahora a un 100% el PVE respecto al de la tarifa y a partir de este resultado (el cual parecería ser un tope superior para el parámetro en cuestión), deduciremos las conclusiones pertinentes.

Tanto las Tablas 2 y 3 nos muestra los resultados para cada una de las situaciones respectivamente:

	Escenario 1	Escenario 3
Año		
0	284884	520339
1	721390	1459906
2	1184953	1946668
3	1660723	2379472
4	2139597	2790240
5	2615344	3190028
6	3083510	3581176
7	3540862	3963393
8	3985061	4335992
9	4414437	4697793
10	4827836	5047492
11	5224510	5384477
12	5604029	5708451
13	5966215	6018899
14	6311088	6315903
15	6638824	6599315
16	6949724	6869208
17	7244182	7125608
18	7522666	7368769
19	7785695	7599101
20	8033830	7816966

Tabla 2: PVE en un 80% respecto de la tarifa

	Escenario 1	Escenario 3
Año		
0	284884	520339
1	721390	1401958
2	1184953	1840489
3	1660723	2232989
4	2139597	2610091
5	2615344	2981840
6	3083510	3349069
7	3540862	3710763
8	3985061	4065792
9	4414437	4412591
10	4827836	4749522
11	5224510	5075682
12	5604029	5390523
13	5966215	5693306
14	6311088	5983922
15	6638824	6262054
16	6949724	6527625
17	7244182	6780531
18	7522666	7020912
19	7785695	7249069
20	8033830	7465164

Tabla 3: PVE en un 100% respecto de la tarifa

Si evaluamos los resultados obtenidos, claramente podemos concluir, que la inversión es altamente riesgosa para quien la realice, dadas sus escasas posibilidades de éxito tanto en el mediano como en el largo plazo. A ello debemos adicionar el hecho de estar suponiendo que el precio del GN permanezca constante en dólares americanos, hipótesis poco probable, más aún si recordamos como fuera dicho anteriormente que ha presentado una tendencia al aumento en los últimos 10 meses, tendencia que de acuerdo a los pronósticos realizados por los especialistas en el tema, no ha finalizado.

En el caso del precio en un 80% (valor en extremo favorable respecto de lo que eventualmente pueda suceder), al 7º año la pérdida es de U\$S 400.000, comenzándose a recuperar el capital a partir del 15º año.

Si el precio de venta fuera el de la tarifa (valor que en la práctica es casi inimaginable), recién en 9º año sería rentable el negocio.

Con las hipótesis asumidas:

- Gran consumidor de GN con un descuento en la compra del 80% y uno en la reserva del 70%.
- Gran consumidor de energía eléctrica en 31.5 kV de UTE (GC3).
- Precio GN constante a lo largo del período.
- Tarifa de UTE constante a lo largo del período.

Si alguna de las hipótesis favorables para la inversión (baja del precio del gas, aumento de la tarifa de UTE, subsidio para la generación distribuida (GD) originado por los beneficios que introduce en el sistema eléctrico, etc) el emprendimiento podría ser atractivo si no son los factores económicos los que preponderan.

En síntesis, el GN difícilmente pueda tener una inserción en el Sistema Interconectado a través de GD.

Una alternativa en la cual no profundizamos fue la posibilidad de aprovechar de una manera más eficiente el combustible a través de un ciclo combinado, o bien la recuperación del calor de escape por medio el caldeo de agua para calefacción de las instalaciones de Zonamérica. En la primer manera reduciría el consumo del combustible por medio del aumento de la eficiencia. De la segunda manera se reduciría el gasto interno de energía eléctrica, lo cual puede significar una mayor disponibilidad para la venta de energía o un menor consumo de gas para satisfacer la demanda interna de Zonamérica. Estas alternativas llevarían a hacer más competitivo al emprendimiento.

Crítica general al proyecto

Difícil tarea es realizar una evaluación crítica final luego de un lapso de un año y medio que pueda abordar en forma sintética todas aquellas observaciones merece nuestro proyecto.

Buena parte de esta dificultad radica poder despojarse de toda subjetividad con el fin de presentar un panorama objetivo sobre el conjunto del trabajo realizado.

Es por los motivos anteriormente mencionados que se enumerarán en forma clara y concreta aquellos puntos en los cuales se pudo observar deficiencias o falencias a la hora de la realización de tareas, así como también aquellos en los cuales se cumpliera de forma justa y perfecta con las mismas.

Críticas negativas

Muchos son los errores que se cometen cuando se realiza un emprendimiento de estas características generalmente. Nuestro caso no fue la excepción a la regla.

Diagrama de Gantt

Una de las principales críticas que se puede formular está centrada en la estructuración del proyecto. Muy ambiguo puede ser este tópico y pasaremos a detallar las razones.

Nuestro proyecto, si bien aspira a ser un trabajo con un alcance similar al que puede ostentar uno realizado por profesionales en el tema, no debemos olvidar que es una tesis de grado, con todas las peculiaridades que ello implica, es decir, el pago que obtiene quien desarrolla estas tareas no es un beneficio económico sino la aprobación de una determinada cantidad de créditos con los cuales se puede acceder a un título de grado. Por lo tanto, no importa el orden en las tareas a realizar de acuerdo al diagrama de Gantt, sino que todas ellas sean cumplidas, dado que será esto lo que se evalúe una vez finalizado el mismo.

En un proyecto a nivel profesional, otros aspectos están en juego y es por estos motivos que el tiempo invertido, así como el orden en la asignación de las tareas cobra una importancia singular.

En el caso de autos, algunas de las áreas temáticas carecían de dependencia una de las otras, pudiendo por lo tanto ser desarrolladas en forma paralela o incluso en forma secuencial, sin importar el orden de la secuencia.

Este fenómeno se percibe con respecto a todo lo relacionado con Simulación y Estudio económico. Ambas tareas pueden ser atacadas en forma separada e independiente una de la otra. Nosotros elegimos abordar en una primera instancia todo lo concerniente a la Simulación, para una vez terminada dicha etapa, abocarnos a la otra. En un proyecto de carácter profesional, este orden es completamente inapropiado, dado que en caso de no obtenerse resultados halagüeños en el Estudio Económico, carece de

sentido bucear en todo lo relacionado a un estudio técnico, considerando que el emprendimiento caerá por su propio peso, dado que no existirá quien esté dispuesto a realizar una inversión conociendo previamente que ésta carece de rentabilidad.

En el caso nuestro, el orden inverso no altera nuestro trabajo dado que nosotros nos comprometimos a realizar ambas tareas como parte de un todo que totaliza el temario del proyecto, pero en el caso de un proyecto a nivel profesional, errores en la ordenación de las tareas determinan una pérdida de recursos humanos y de dinero dado que se empleará gente y tiempo en realizar tareas que a la larga no cristalizarán nunca por motivos de índole económica.

Otra crítica al diagrama de Gantt que surge luego de culminado el proyecto es la falta de conocimiento de la extensión de las tareas que prometimos realizar. El nuestro es un proyecto de 35 créditos, por lo tanto no puede abarcar un temario tan amplio como lo hacían los proyectos de planes anteriores, los cuales otorgaban 60 créditos al estudiante. Es por ello que ahora, luego de realizadas todas las tareas se percibe que éstas desbordaron en forma ostensible y manifiesta los 35 créditos solicitados originalmente.

Un error de estas características evidentemente es fruto de la inexperiencia de los proyectista que no supieron en su comienzo dosificar la diversidad de los temas a abordar.

También se puede decir que luego de comenzadas las tareas se pudo percibir que el ordenamiento de acuerdo al diagrama de Gantt había escalonado tareas que en realidad deberían haber sido paralelizadas, en particular la parte de simulación, la cual insumió mucho más tiempo del previsto originalmente.

Recursos humanos

Las críticas que se pueden realizar con respecto a los recursos humanos se pueden asociar a la incapacidad mostrada en algunas ocasiones para coordinar acciones conjuntas, y definir pautas claras y concretas, respetando a su vez los modelos aprobados en una primera instancia.

Si bien es importante buscar una solución que sea la más próxima a la ideal, en muchas ocasiones, la solución óptima para un problema puntual puede trastocar el conjunto, mientras que otra menos fina puede encuadrar perfectamente dentro de todo lo desarrollado anteriormente.

El carecer del suficiente pragmatismo en repetidas ocasiones, derivó en una repetición del trabajo, en muchos casos injustificada.

Otro tema que se puede mencionar es la diversidad en las concepciones del proyecto. A pesar de haber trabajado en el mismo durante un año y medio, probablemente los tres integrantes tenemos diferentes puntos de vista acerca de cuál o cuáles son en sí los temas más importantes del mismo, así como también cuáles son accesorios.

En el tema del relacionamiento con docentes, puede decirse que no fue éste tan fluido como se hubiera deseado en una primera instancia, lo cual pudo haber sido motivo de las desavenencias y desvaríos mencionados anteriormente.

Críticas positivas

Diagrama de Gantt

Respecto del diagrama de Gantt podemos decir que fue cumplido completamente al momento de la presentación del proyecto.

Recursos Humanos

La principal virtud que se puede subrayar es la indudable disposición al trabajo en forma permanente y sostenida a lo largo de todo este lapso.

También se debe destacar la inquietud por buscar de forma continua aquellas soluciones óptimas. Una de las muestras de ello es que por la propia índole del proyecto, el cual se refiere a un tema pionero dentro de la realidad del Uruguay, poco sabíamos sobre el mismo los tres integrantes, dado que por sus particularidades, muchos de los temas a abordar no están contemplados en los cursos dictados curricularmente. A su vez, muchos profesionales vinculados al área tampoco disponían de información suficiente como para ser fuente de consulta sobre el tema, motivo por el cual debimos convertirnos en autodidactas para avanzar en el estudio.

Como fuera mencionado en Críticas negativas, en muchas ocasiones, el aprender en forma autodidacta determinó un mayor tiempo respecto del pautado originalmente, así como también enfocar los temas desde posiciones que posteriormente necesitaran ser revistas.

APÉNDICE A

TABLAS Y DIAGRAMAS

Base de Datos de la Red	1
Tablas y Diagramas.....	2

Base de Datos de la Red

Cuando se debe efectuar un estudio se deben organizar adecuadamente los datos de la red, se puede decir que de la buena organización depende en parte la calidad del estudio, y sus posibilidades de repetición. La organización de datos será de la siguiente manera:

Diagramas diversos:

- Red Trifásica de UTE y Zona América
- Unifilar actual de la Sistema Eléctrico a estudiar
- Unifilar tentativo de la Sistema Eléctrico a estudiar
- Plano de Planta de la Subestación del Turbogenerador

Tablas diversas:

- Tarifas de UTE
- Tarifas de CONECTA

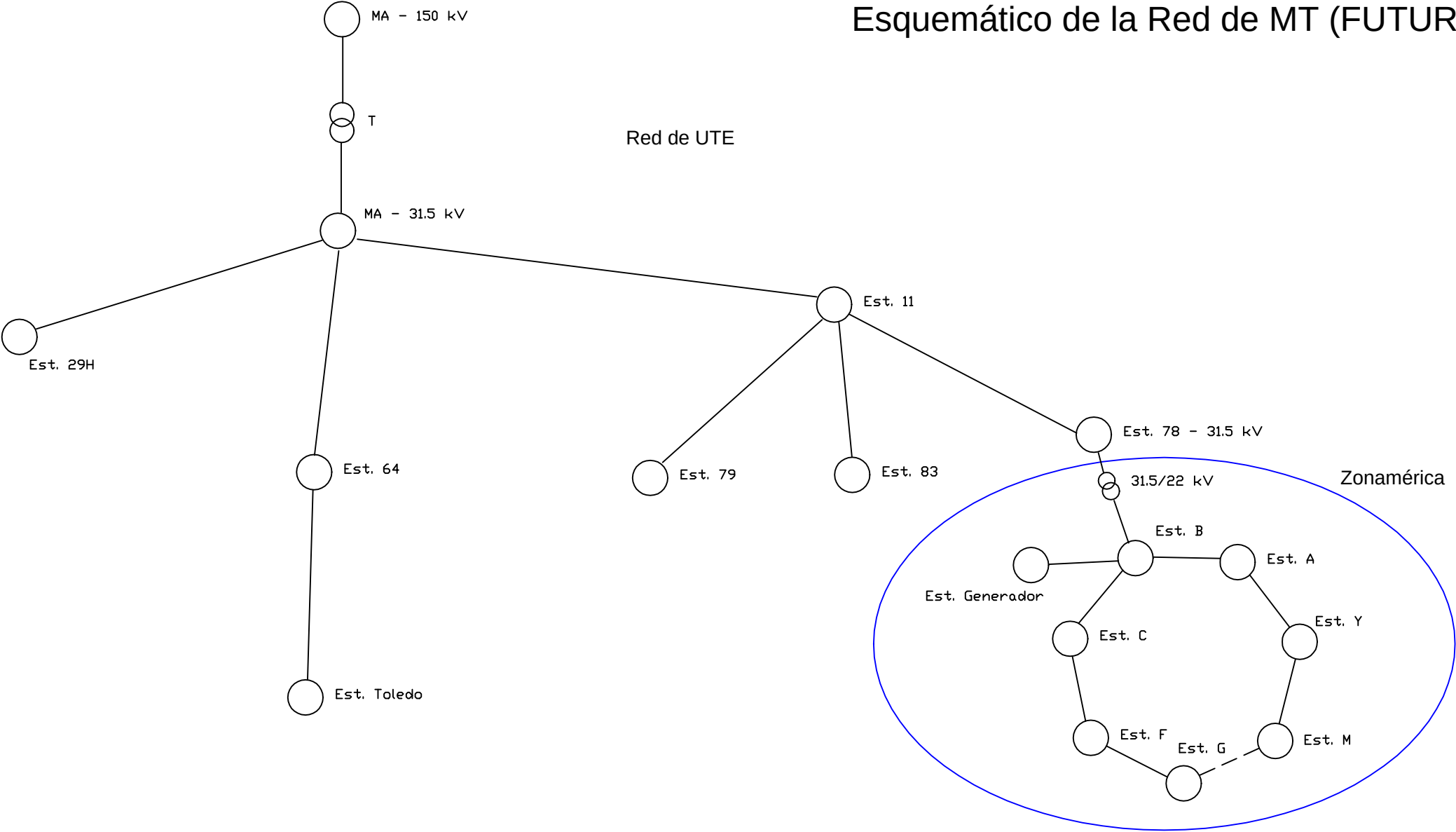
Un archivo de planilla electrónica “Base de Datos.xls” que contará con tablas de cálculo con:

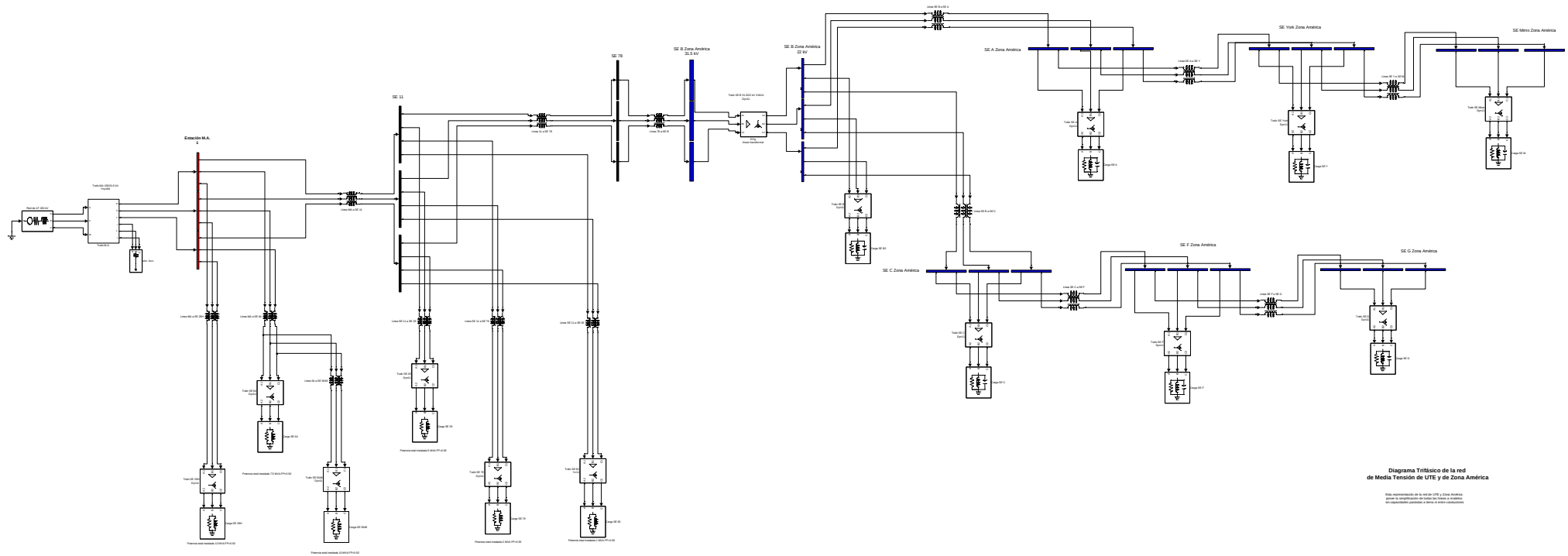
- Datos de la fuente de “Montevideo A”
- Datos del Transformador de Potencia de “Montevideo A”
- Datos de las Líneas y Cables Subterráneos
- Datos de los Transformadores de Distribución
- Datos de fabricación del Generador sincrónico
- Valores del modelado de las cargas de UTE
- Valores del modelado de las cargas de UTE paramétrico a n años
- Valores del modelado de las cargas de Zona América
- Valores del modelado de las cargas de Zona América paramétrico a n años

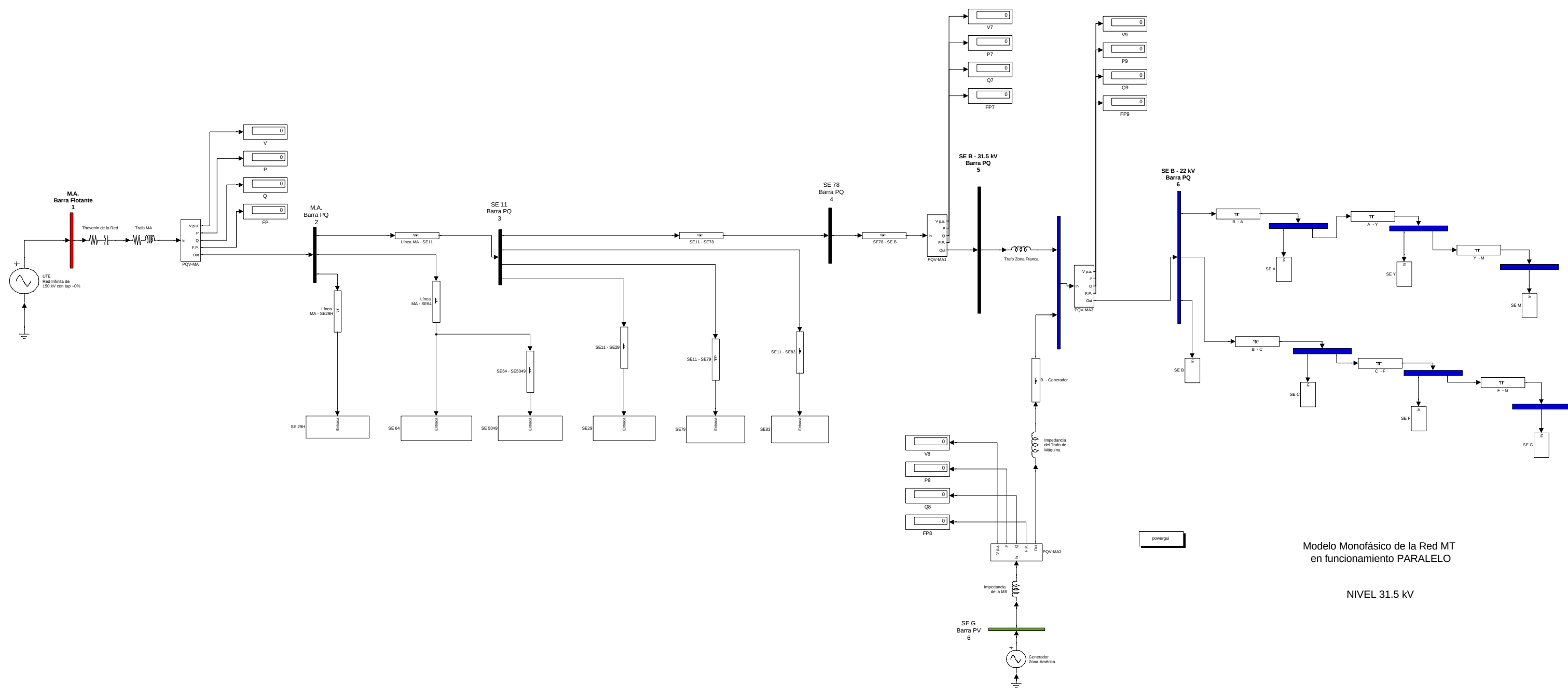
Registros de Demanda de Carga a la entrada de Zonamérica

- Sábado
- Domingo
- Lunes
- Martes

Esquemático de la Red de MT (FUTURO)







Modelo Monofásico de la Red MT en funcionamiento PARALELO

NIVEL 31.5 kV

- 25 Sincronización
- 27 Relé de Subvoltaje
- 32 Relé de Flujo de Potencia
- 46 Voltaje de Secuencia Inversa
- 47 Fases invertidas
- 50 Relé de Sobreintensidad Instantánea
- 49 Imagen Térmica
- 51 Relé de Sobreintensidad de Fase
- 52 Disyuntor
- 52R Recierre
- 59 Relé de Sobrevoltaje
- 59G Relé de Voltaje de Neutro
- 59N Relé de Voltaje Homopolar
- 62 Relé de Apertura
- 64 Relé de Protección de aterramiento
- 81U Relé de Subfrecuencia
- 81O Relé de Sobre frecuencia
- 86 Relé de Enclavamiento
- 87 Relé Diferencial

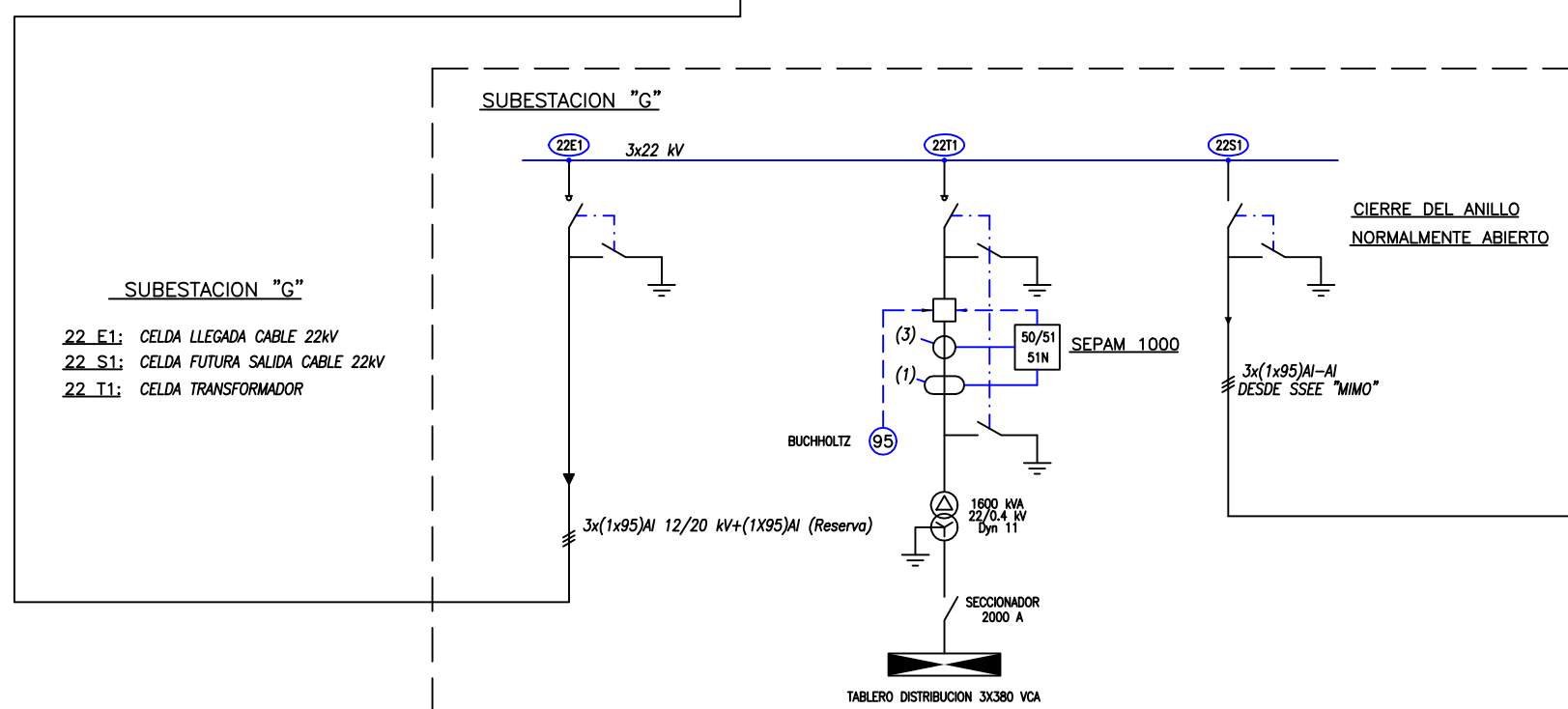
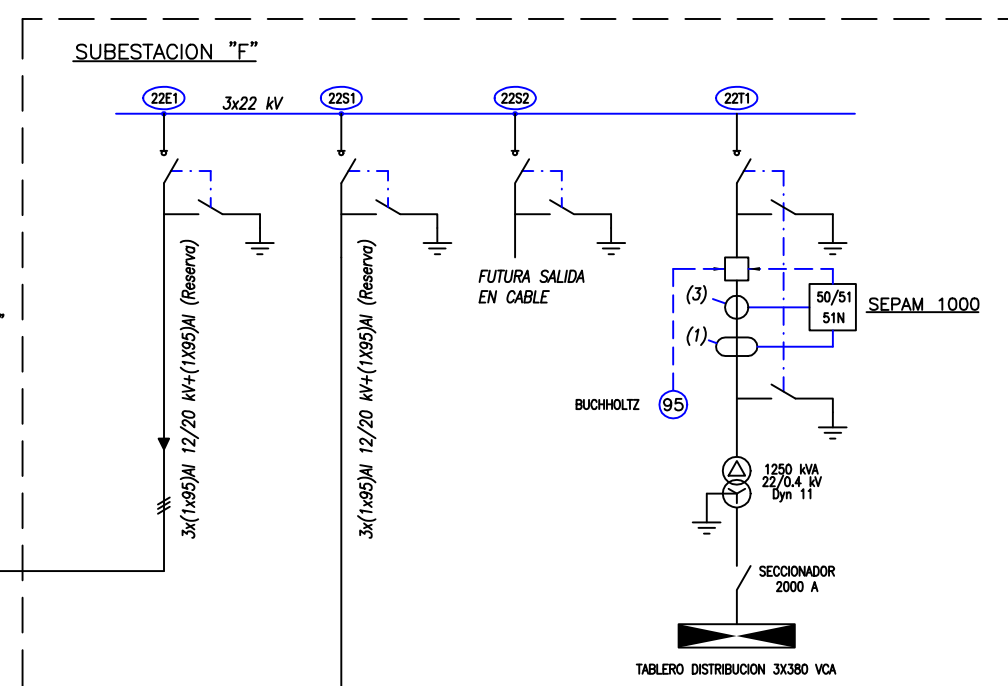
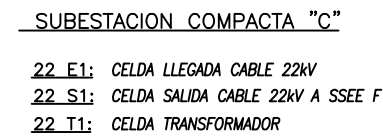
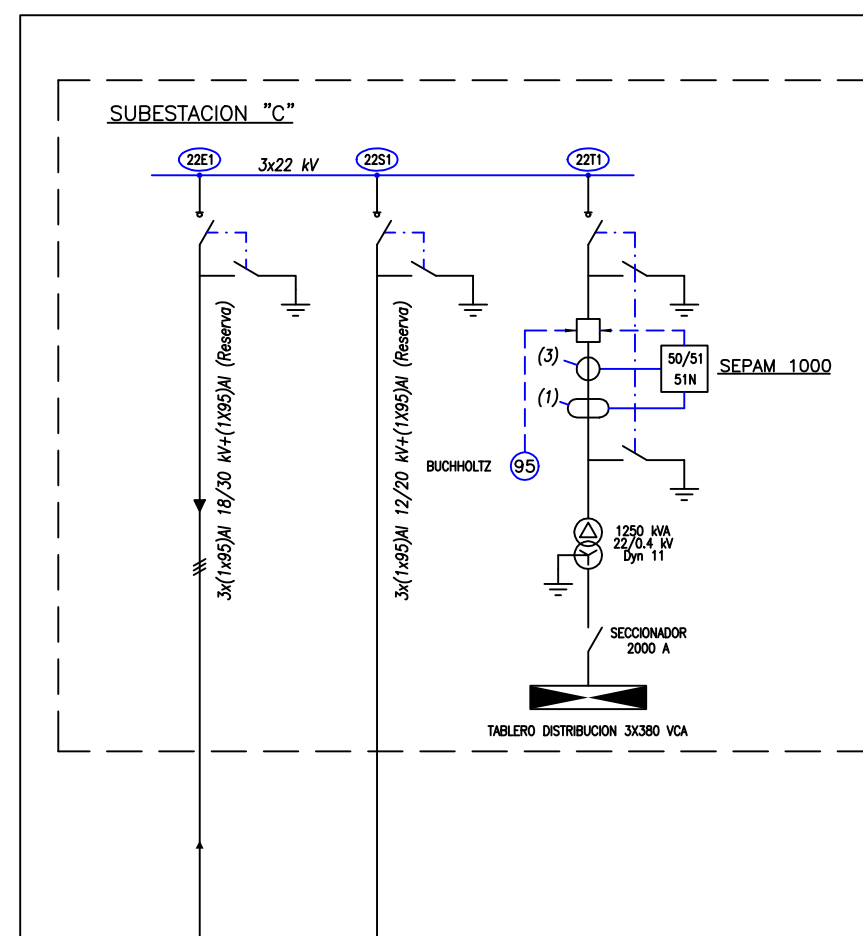
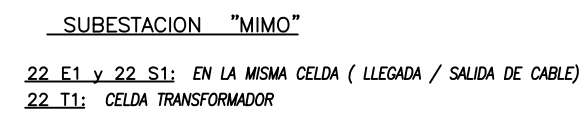
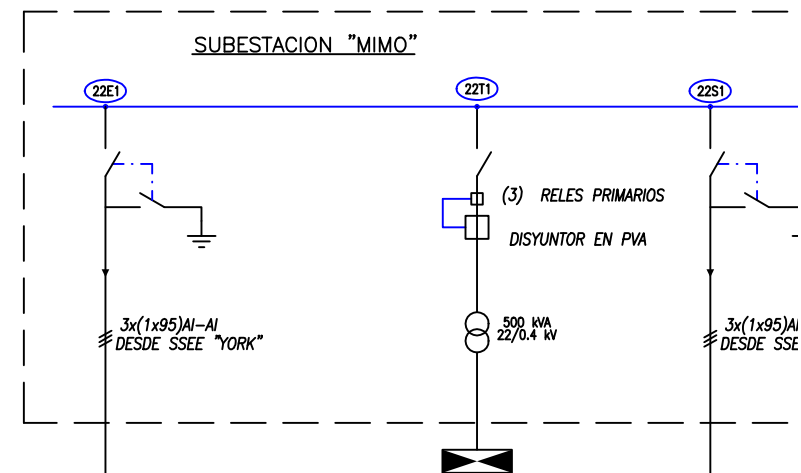
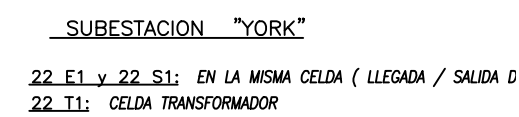
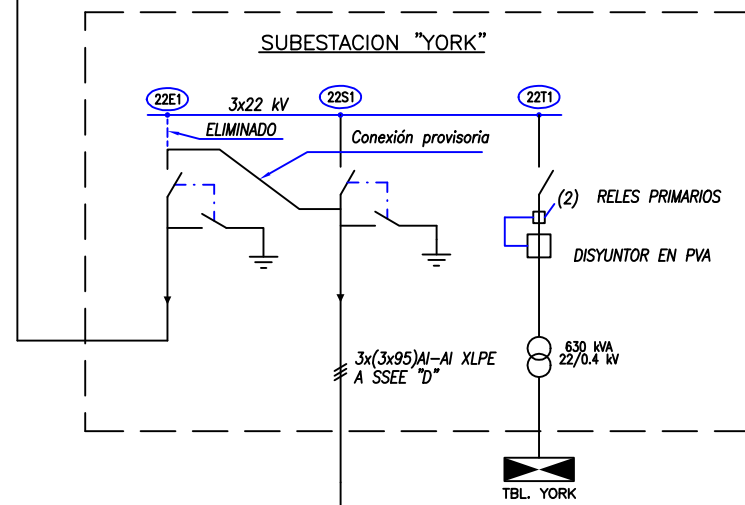
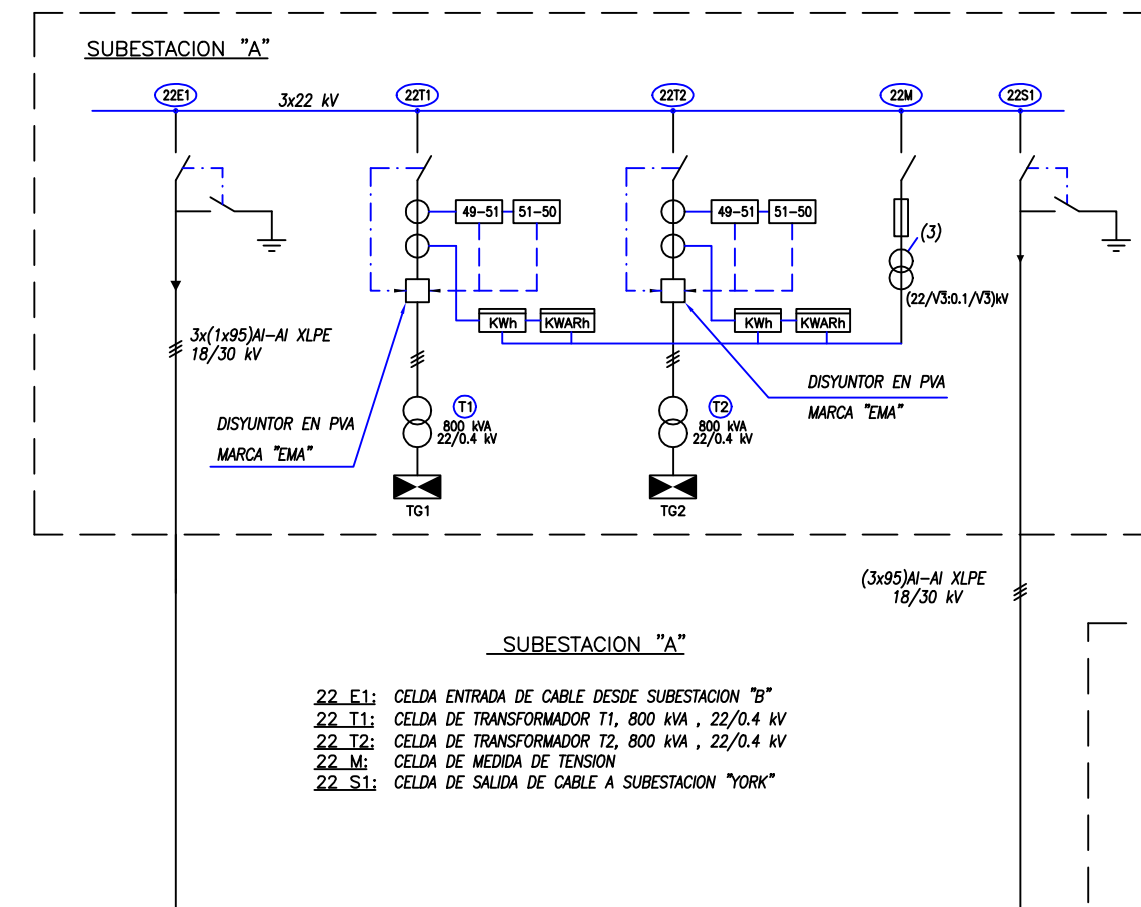
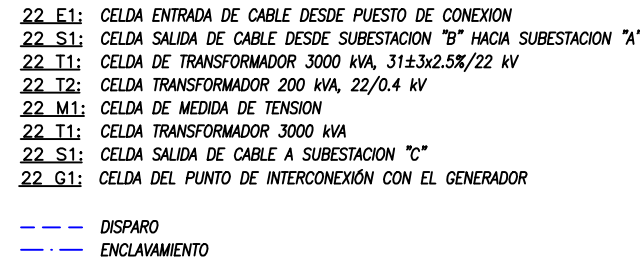
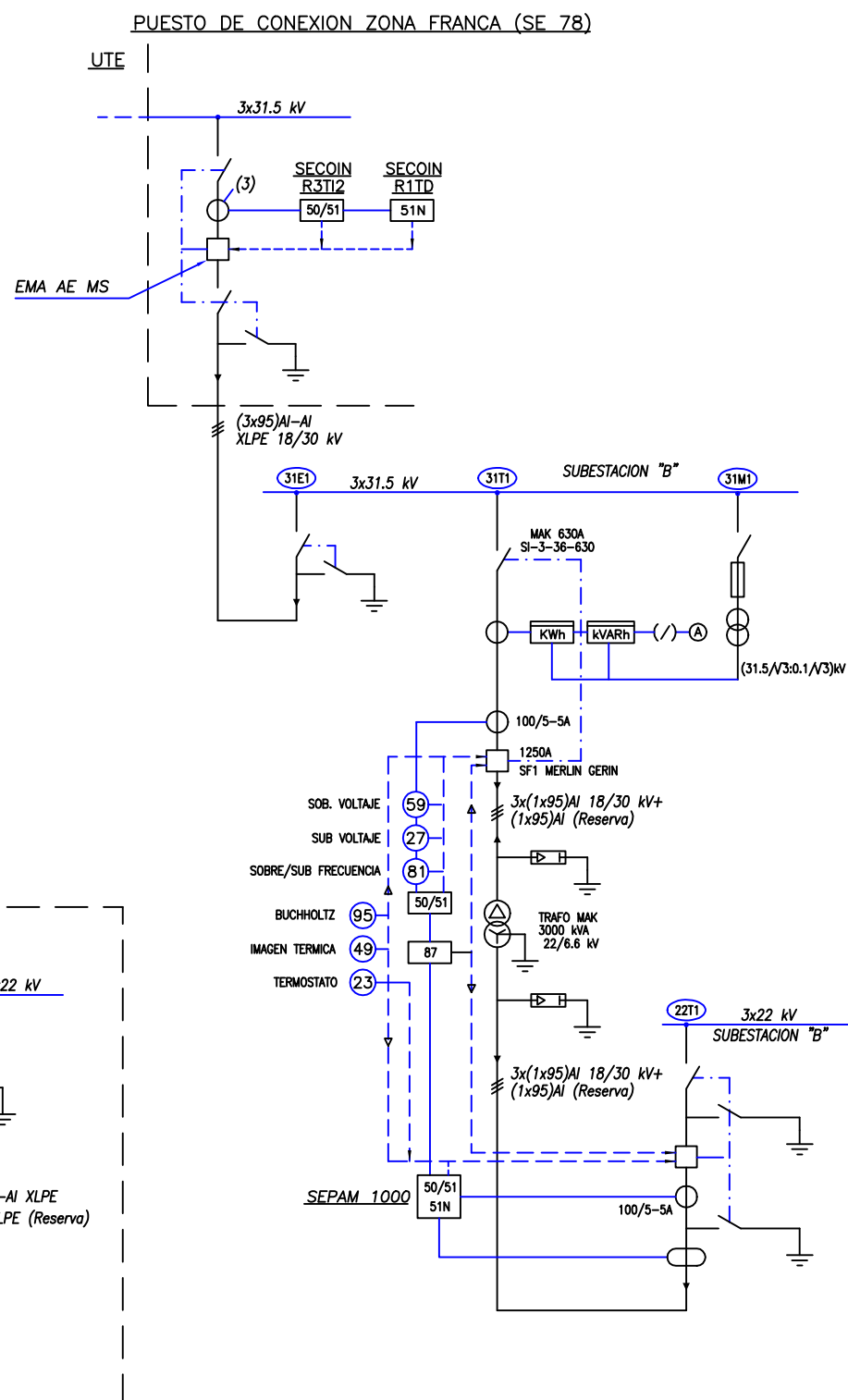


Diagrama Trifásico de la red equivalente simplificada

Modelo de la MS es el B-E sin dinámica

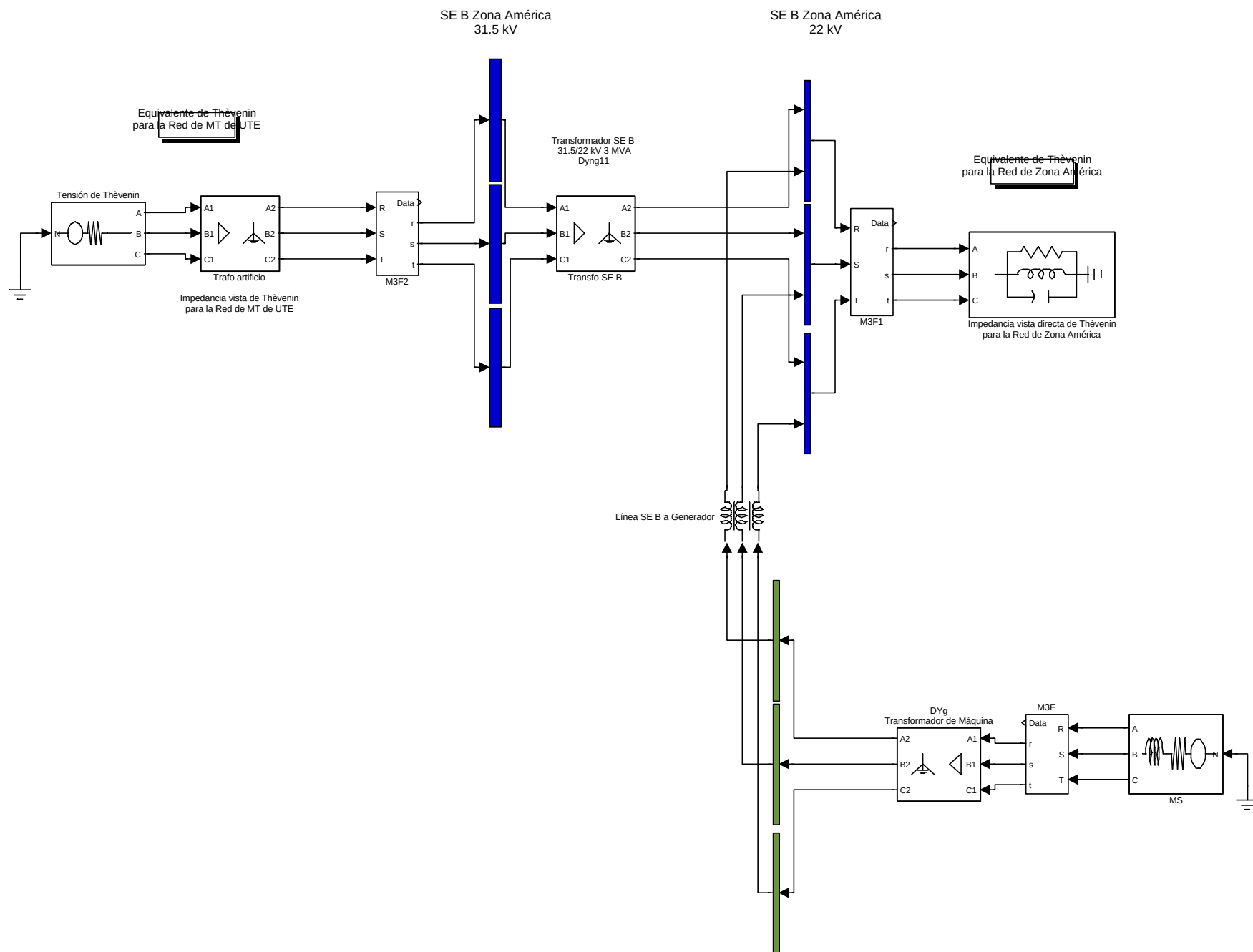


Diagrama Trifásico de la red equivalente simplificada
Modelo de la MS es el B-E con dinámica

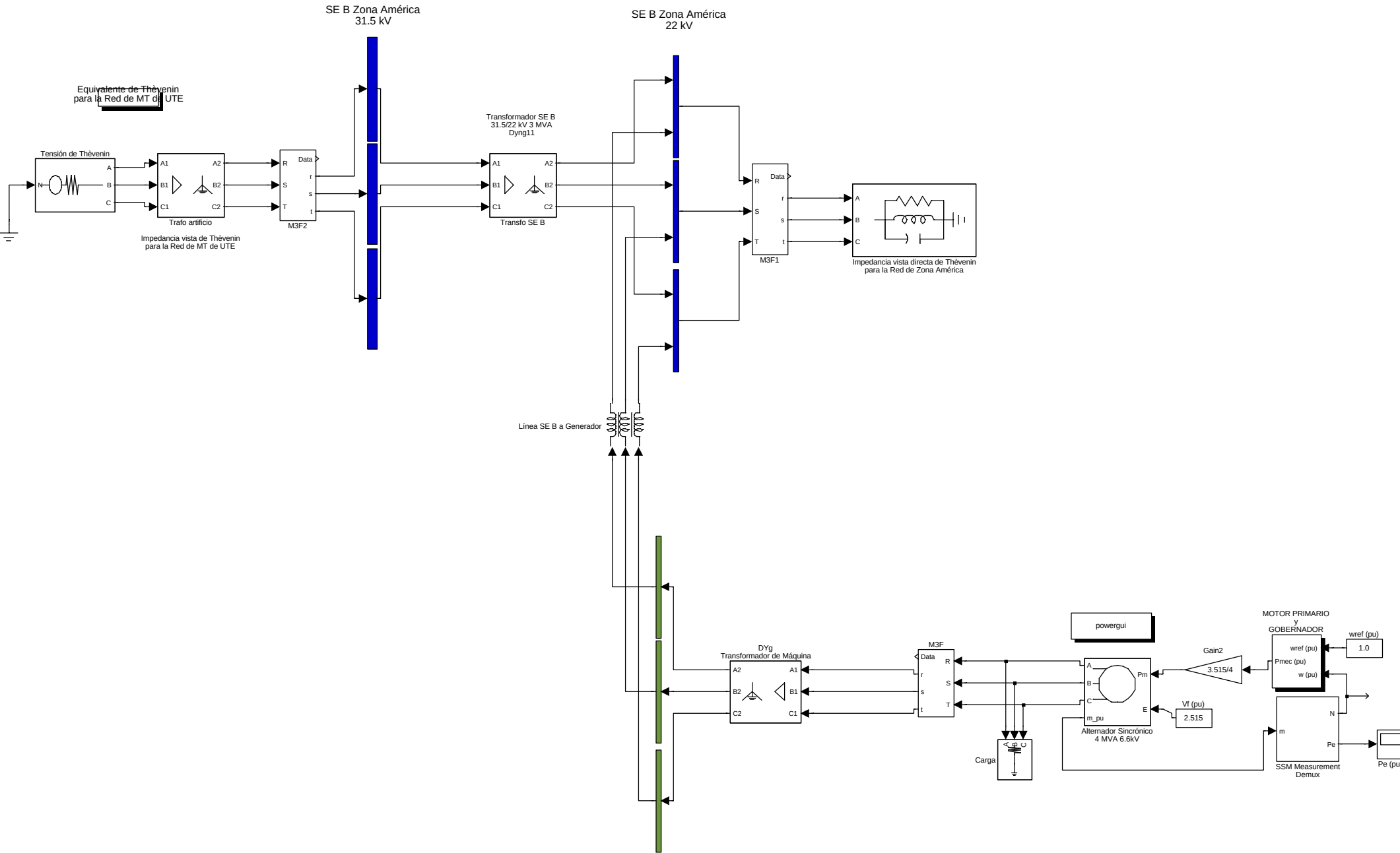
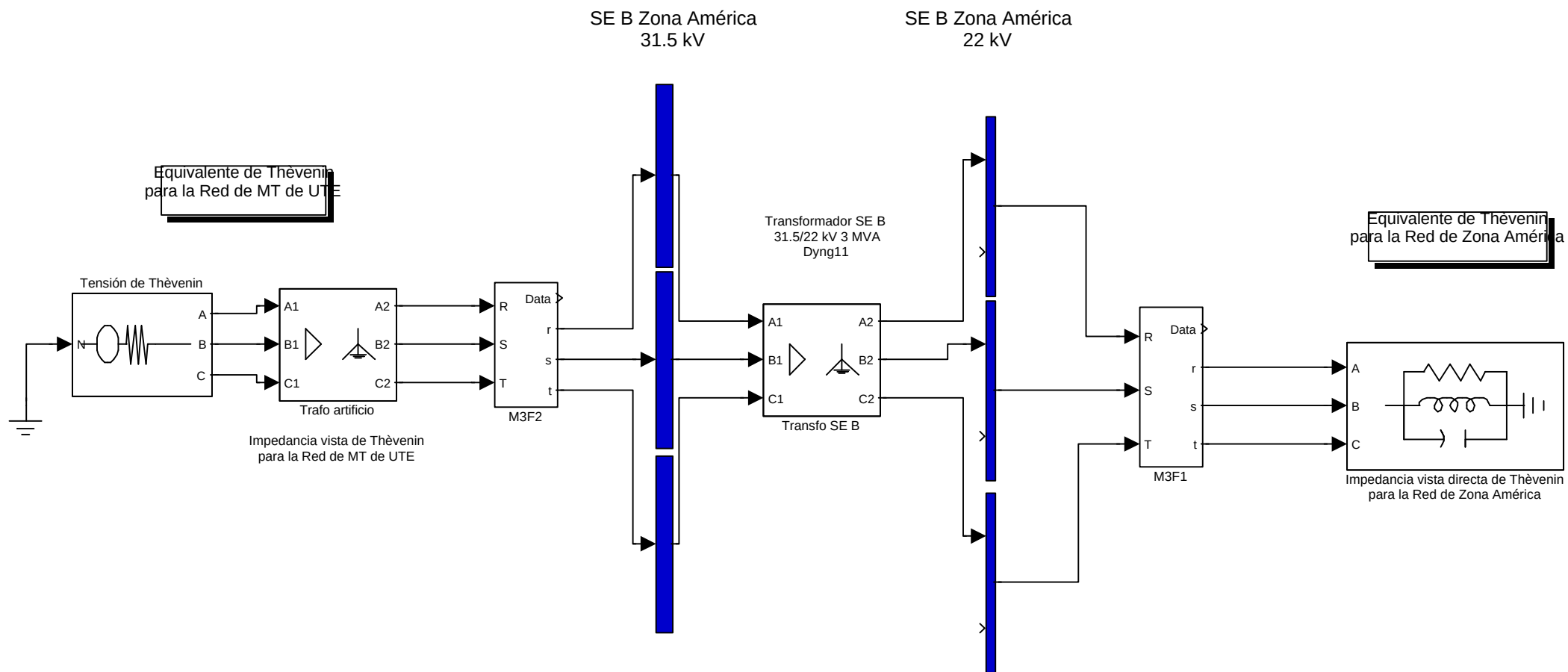
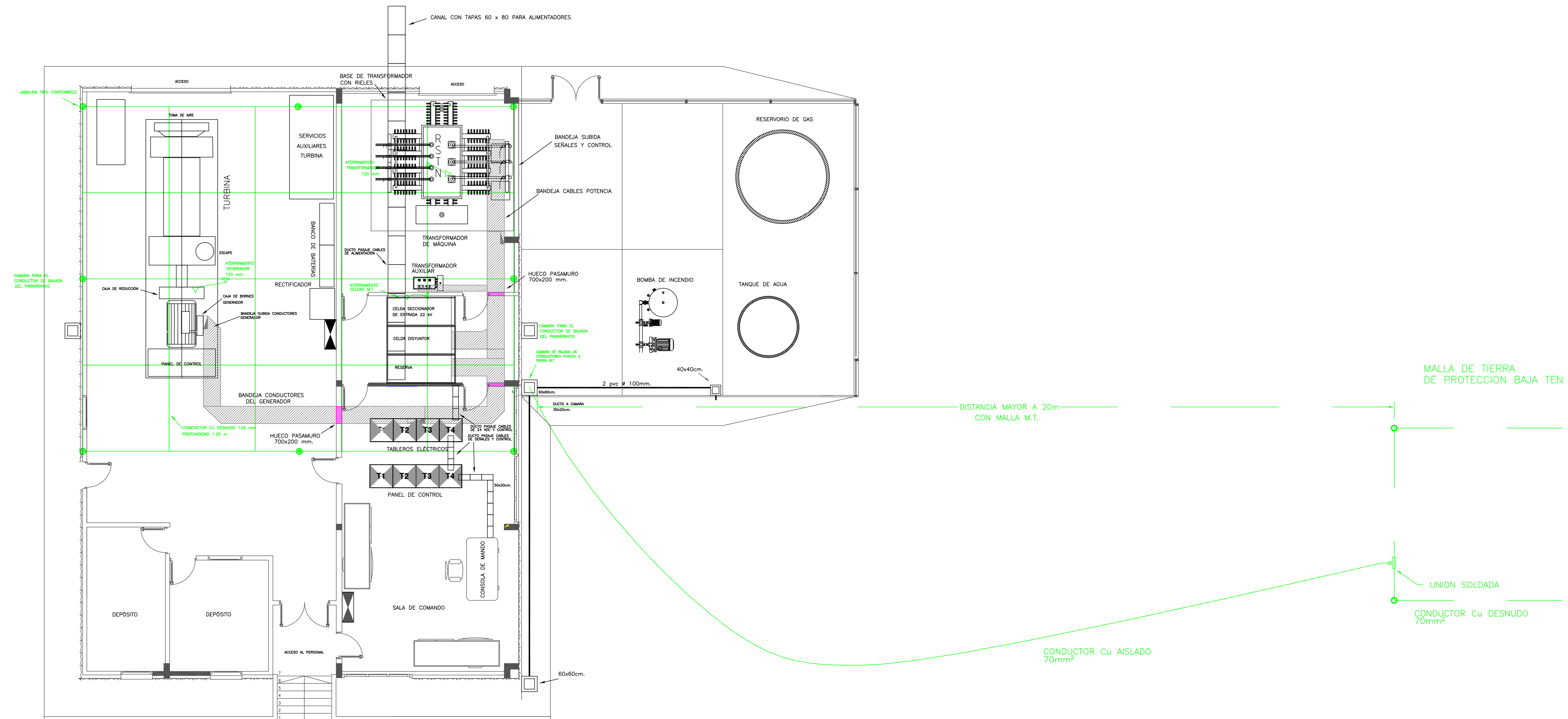


Diagrama Trifásico de la red equivalente simplificada

SIN GENERADOR





Tarifa Eléctrica para Grandes Consumidores

Aquellos clientes cuyo consumo medio mensual en los últimos doce meses sea igual o mayor a 90.000 kWh y presenten una potencia contratada igual o mayor a 200 kW, podrán ingresar a la tarifa grandes consumidores.

Componentes de la Tarifa Grandes Consumidores

Características de la Tarifa:

Esta tarifa está compuesta por un cargo por consumo de energía, un cargo por potencia y un cargo fijo. Tanto para la facturación de la energía como de las potencias máximas demandadas, se establecen precios diferenciales según los siguientes períodos horarios:

Horario Punta	18 a 22 hs.
Horario Llano	7 a 18 y 22 a 24 hs.
Horario Valle	0 a 7 hs.

El cargo por energía será en función de:

- La distribución del consumo durante las distintas horas del día.
- Nivel de tensión al cual está conectado el servicio.

El cargo por potencia será en función de:

- Las cargas máximas medidas entre las dos fechas tomadas en cuenta para el cálculo de la factura mensual, respectivamente para las horas de punta y horas de llano.
- Nivel de tensión al cual esté conectado el servicio.
- El cargo fijo es independiente del consumo verificado.

1. PRECIOS POR ENERGIA Y POTENCIA

		PRECIO DE ENERGIA (\$ por kWh)			
TARIFA	N. de TENSION (kV)	Valle	Llano	Punta	POTENCIA MAXIMA MEDIDA (\$ por kW)
GC. 1	022 - 0.38	0,257	0,529	2,181	80,60
GC. 2	6 – 15 - 22	0,245	0,508	1,822	53,25
GC. 3	30	0,244	0,496	1,541	30,90
GC. 4	60	0,233	0,481	1,275	10,35
GC. 5	110 - 150	0,233	0,467	1,059	7,40

2. CARGO FIJO.....\$ 3.590,00

3. PERÍODOS HORARIOS.

El cargo por energía se distribuye en tres períodos horarios, durante todos los días que integran la factura mensual, a saber:

- horas de punta: de las 18 a las 22 hs.
- horas de llano: de las 7 a las 18 hs y de las 22 a las 24 hs.
- horas de valle: de las 0 a las 7 hs.

4. POTENCIA.

La potencia de facturación, será igual a la potencia máxima mensual medida durante las horas de punta y de llano, entre las dos fechas tomadas en cuenta para el cálculo de la factura mensual.

4.1. En todos los casos en que la máxima potencia medida, en horas punta y llano, sea inferior o igual al 50% de la potencia contratada, se facturará el precio de potencia por el 50% de ésta, más los cargos fijo y de energía correspondientes.

4.2. Serán exonerados de lo dispuesto en el ítem 4.1 aquellos clientes que cumplan la doble condición de:

- i) Que su potencia máxima mensual, medidas en horas valle, supere el 50% de la potencia contratada y
- ii) La energía consumida en el valle sea igual o superior a la potencia máxima demandada en el valle, multiplicada por 21 hs.

5.- RECARGO POR POTENCIA EXCEDENTARIA

Se entiende por Potencia Excedentaria la máxima potencia demandada en horas punta y llano que exceda la potencia contratada. El Recargo por Potencia Excedentaria será igual a:

- a) 100% del precio correspondiente a cada kW, por cada kW demandado que no supere o iguale en 30% la potencia contratada.
- 300% del precio correspondiente a cada kW, por cada kW demandado que resulte 30% superior a la potencia contratada.

TARIFA REACTIVA

Para los servicios comprendidos en las tarifas Triple Horario (GC, MC, ZMC y ZGC), según lo establecido en la reglamentación vigente, se formulará una facturación adicional por consumos de energía y potencia reactiva *cuando el factor de potencia sea inferior a 0,92*, y una bonificación cuando el factor de potencia sea superior a 0,92.

El porcentaje de recargo o bonificación por consumos reactivos, aplicable sobre el importe facturado de energía activa consumida en el período de punta, resultará de la siguiente fórmula:

$$K_1 (\%) = A \times (E_r / E_a - 0,426)$$

Si $\text{tg}\alpha_c > 0,7$ se cobrará un recargo adicional que responde a la siguiente fórmula:

$$K_1 \text{ adicional (\%)} = (100 - A) \times (E_r / E_a - 0,7)$$

El porcentaje de recargo o bonificación aplicable sobre el importe por potencia máxima activa registrada en el mes, resultará de la siguiente fórmula:

$$K_2 (\%) = 62 \times (E_r / E_a - 0,426)$$

Si $\text{tg}\alpha_c > 0,7$ se cobrará un recargo adicional que responde a la siguiente fórmula:

$$K_2 \text{ adicional (\%)} = 38 \times (E_r / E_a - 0,7)$$

siendo:

E_r : Energía reactiva consumida en el mes, expresada en kVARh
 E_a : Energía activa consumida en el mes, expresada en kWh

El valor de "A" depende del nivel de tensión en el cual está alimentado el servicio y responde a la siguiente tabla:

NIVEL DE TENSION	VALOR DE "A"
0.22 y 0.38 kV	23
6, 15 y 22 kV	18
30 kV	12
60 y 150 kV	5

- 4) En todos los casos:
- cuando el cociente entre la energía reactiva y la energía activa sea superior a 1,34 (factor de potencia menor a 0,60), se podrá suspender el servicio previa notificación al cliente, hasta tanto adecue sus instalaciones.
 - cuando el medidor de energía activa no registre consumo, se facturará la totalidad del consumo de energía reactiva al mayor de los precios de energía establecidos dentro de la respectiva categoría. Esto regirá en los casos de las tarifas multihorario, cuando el medidor de energía activa no presente consumo en ninguno de los períodos horarios.

1-Ago-03

TARIFAS PARA GAS NATURAL CONECTA (sin impuestos)

POR CATEGORÍA DE CLIENTE EN PESOS URUGUAYOS

RESIDENCIAL	Cargo por Factura	Cargo por m3 consumido		Cargo por Conexión
R	124,17	10,26		3.292,8
SERVICIO GENERAL	Cargo por Factura	Cargo por m3 consumido		Cargo por Conexión
		0 a 1000 m3	más de 1000 m3	
P	467,58	12,16	9,52	9.604,0
SERVICIO GENERAL	Cargo por Factura	Cargo por m3/día (*)	Cargo por m3 consumido	Cargo por Conexión
			0 a 5000 m3	más de 5000 m3
G	1.460,91	34,68	3,10	2,94
La facturación mínima en los casos en que la misma está prevista en el Reglamento de Servicios (aún cuando el consumo sumado a los cargos fijos sea menor) será de:				185,49

NOTAS

"m3" significa metro cúbico
"m3/día" significa metro cúbico por día
La facturación es mensual.

Los usuarios de los servicios generales (P y G) tienen derecho a elegir el servicio y régimen tarifario aplicable, aunque para acceder a la tarifa G, es necesario un consumo mínimo de 500m3 por día.

* Cargo mensual por cada metro cúbico diario de capacidad reservada

"Las tarifas máximas del Gas Natural son fijadas por el Poder Ejecutivo".

Red de 150 kV "MONTEVIDEO A"

Potencia entregada actual

P [MW]	26
Q [Mvar]	7.1

Potencia de Cortocircuito

Potencia de cc trifásico 3F (MVA)	3560
Desfasaje (grados)	-77.94
Potencia de cc monofásico 1FT (MVA)	4716
Desfasaje (grados)	-78.72

Modelo de Thévenin (régimen balanceado)

Nivel de Tensión [kV]	150
Zcc trifásica [Ω]	6.320225
Rcc trifásica [Ω]	1.320522
Xcc trifásica [Ω]	-6.180733
Lcc trifásica [H]	-0.01967388
Ccc trifásica [F]	0.000515

Nivel de Tensión [kV]	31.5
Zcc trifásica [Ω]	0.278722
Rcc trifásica [Ω]	0.058235
Xcc trifásica [Ω]	-0.272570
Lcc trifásica [H]	-0.00086762
Ccc trifásica [F]	0.011678

Modelo de Thévenin (frente a faltas 1FT)

Nivel de Tensión [kV]	31.5
Zcc monofásica nivel 31.5 kV [Ω]	0.210401
Rcc monofásica [Ω]	0.041155
Xcc monofásica [Ω]	-0.206336
Ccc monofásica [F]	0.015427

Referencias: Ing. R.Hirsch

TRANSFORMADOR de POTENCIA en "MONTEVIDEO A"	
SUBESTACION	MONTA 150
MARCA	STROMB.
MODELO	
NUMERO DE SERIE	
Nº DE ELEMENTOS EN PARALELO	1
TRAFO/AUTOTRAFO/TRAFO DE PUESTA A TIERRA	TRAFO
TRIFASICO/BANCO	TRIF.
Nº DE ARROLLAMIENTOS	3
GRUPO DE CONEXION	YNyn0+d
TENSION NOMINAL (KV fase-fase) P	150
TENSION NOMINAL (KV fase-fase) S	31.5
TENSION NOMINAL (KV fase-fase) T	9.764
POTENCIA NOMINAL (MVA trifasica) P	40
POTENCIA NOMINAL (MVA trifasica) S	40
POTENCIA NOMINAL (MVA trifasica) T	13
NEUTRO A TIERRA/ R(OHM) P	SI/0
NEUTRO A TIERRA/ R(OHM) S	SI/36
NEUTRO A TIERRA/ R(OHM) T	NO
RESISTENCIA DIRECTA (PU 100 MVA) P-S	0.007500
RESISTENCIA DIRECTA (PU 100 MVA) P-T	0.029500
RESISTENCIA DIRECTA (PU 100 MVA) S-T	0.031750
Resistencia Directa (p.u. 40 MVA) P-S	0.003000
Resistencia Directa (p.u. 40 MVA) P-T	0.011800
Resistencia Directa (p.u. 40 MVA) S-T	0.012700
REACTANCIA DIRECTA (PU 100 MVA) P-S	0.221750
REACTANCIA DIRECTA (PU 100 MVA) P-T	0.433990
REACTANCIA DIRECTA (PU 100 MVA) S-T	0.711790
Reactancia Directa (p.u. 40 MVA) P-S	0.088700
Reactancia Directa (p.u. 40 MVA) P-T	0.173596
Reactancia Directa (p.u. 40 MVA) S-T	0.284716
Resistencia Directa (p.u. 40 MVA) R1	0.001050
Resistencia Directa (p.u. 40 MVA) R2	0.001950
Resistencia Directa (p.u. 40 MVA) R3	0.010750
Reactancia Directa (p.u. 40 MVA) X1	-0.011210
Reactancia Directa (p.u. 40 MVA) X2	0.099910
Reactancia Directa (p.u. 40 MVA) X3	0.184806
REGULACION (1:BAJO CARGA 2:VACIO 3:NO HAY)	1
UBICACION DE LOS TOPEs	P
Nº DE TOPEs P	18
Nº DE TOPEs S	-
TENSION POR PASO (KV) P	1.875
TENSION POR PASO (KV) S	-
TENSION MAXIMA (KV) P	159.38
TENSION MAXIMA (KV) S	-
TENSION MINIMA (KV) P	127.5
TENSION MINIMA (KV) S	-
PERDIDAS DE VACIO (KW trifasicos)	32.6
Resistencia de Vacío Ro (p.u. 40 MVA)	0.001227
CONDUCTANCIA DE VACIO Go (PU 100MVA)	0.00027114
SUCEPTANCIA DE VACIO -Bo (PU 100MVA)	0.001209993
Resistencia de Vacío Ro (p.u. 40 MVA)	1475.25
Reactancia de Vacío Xo (p.u. 40 MVA)	330.58

RESISTENCIA DE CONTINUA (OHM) P	1.274
RESISTENCIA DE CONTINUA (OHM) S	0.04822
RESISTENCIA DE CONTINUA (OHM) T	0.1903
ENSAYO DE VACIO	TENSION (%)
	89.9
	95.6
	97.8
	100.2
	102.2
	104.6
	109
	111.9
	114.5
	CORRIENTE (%)
	0.112
	0.15
	0.172
	0.202
	0.24
	0.285
	0.484
	0.719
	1.24
TENSION BASE DEL ENSAYO DE VACIO (KV fase-fase)	31.5
CORRIENTE BASE DEL ENSAYO DE VACIO (A de fase)	733
mag Zo p.u.	
	1390.551673
	1104.109372
	985.0445461
	859.3336434
	737.7090597
	635.8172223
	390.1454974
	269.6166194
	159.9665817
Zo promedio (p.u. 40 MVA)	725.8
FECHA	27/11/92
Referencias: Ing. Silvia Valle - UTE	

Líneas y Cables	Red de MT de UTE							
Tramo(SE 1 - SE 2)	MA - 11	MA - 29H	MA - 64	64 - 5049	11 - 29	11 - 79	11 - 83	11 - 78
Tipo	Desnudo A150	Desnudo A150	Desnudo A150	Desnudo A150	XLPE 500 A	API 240 C	API 240 C	API 240 C
Código	L150AL30	L150AL30	L150AL30	L150AL30	CX500AL30	CAPI240CU30	CAPI240CU30	CAPI240CU30
Tensión Nominal (kV)	30	30	30	30	30	30	30	30
Capacidad Nominal (A)	379	379	379	379	590	378	378	378
Potencia (MVA)	19.69	19.69	19.69	19.69	30.66	19.64	19.64	19.64
Sección (mm2)	150	150	150	150	500	240	240	240
Distancia (km)	10.214	0.476	4.632	4.017	0.477	4.055	4.777	3.008
R directa (Ω/km)	0.230736	0.230736	0.230736	0.230736	0.098018	0.094400	0.094400	0.094400
R directa (Ω)	2.35674	0.10983	1.06877	0.92687	0.04675	0.38279	0.45095	0.28396
XL directa (Ω/km)	0.36541876	0.36541876	0.36541876	0.36541876	0.096	0.125	0.125	0.125
XL directa (Ω)	3.73239	0.17394	1.69262	1.46789	0.04579	0.50688	0.59713	0.37600
XL homopolar (Ω/km)	1.4622103	1.4622103	1.4622103	1.4622103	0.288	0.375	0.375	0.375
L directa (H/km)	1.1632E-03	1.1632E-03	1.1632E-03	1.1632E-03	3.0558E-04	3.9789E-04	3.9789E-04	3.9789E-04
L directa [H]	1.1881E-02	5.5367E-04	5.3878E-03	4.6724E-03	1.4576E-04	1.6134E-03	1.9007E-03	1.1968E-03
Impedancias Sensibles								
Rs	2.8608E+00	1.3332E-01	1.2973E+00	1.1251E+00	7.7924E-02	6.3799E-01	7.5158E-01	4.7326E-01
Ls	2.3767E-02	1.1076E-03	1.0778E-02	9.3471E-03	2.4293E-04	2.6891E-03	3.1678E-03	1.9947E-03
Rm	5.0404E-01	2.3490E-02	2.2858E-01	1.9823E-01	3.1170E-02	2.5519E-01	3.0063E-01	1.8930E-01
Lm	1.1886E-02	5.5394E-04	5.3904E-03	4.6747E-03	9.7174E-05	1.0756E-03	1.2671E-03	7.9790E-04
f = 50 Hz								

Referencias: Ing. Silvia Valle - UTE, Catálogos de elementos de Sistemas de Potencia- Universidad de la Plata, Argentina

	Zona América							
78 - B	B - A	B - Gen	B - C	A - Y	Y - M	M - G (cierre de anillo)	G - F	F - C
AI - XLPE	AI - XLPE	AI - XLPE	AI - XLPE	AI - XLPE	AI - XLPE	AI - XLPE	AI - XLPE	AI - XLPE
30	30	33	33	33	33	33	33	33
150	220	220	220	220	220	220	220	220
7.79	11.43	12.57	12.57	12.57	12.57	12.57	12.57	12.57
50	95	95	95	95	95	95	95	95
0.160	0.170	0.140	0.150	0.160	0.080	0.500	0.120	0.320
0.822000	0.4100	0.4100	0.4100	0.4100	0.4100	0.4100	0.4100	0.4100
0.13152	0.06970	0.05740	0.06150	0.06560	0.03280	0.20500	0.04920	0.13120
0.137	0.1020	0.1020	0.1020	0.1020	0.1020	0.1020	0.1020	0.1020
0.02192	0.01734	0.01428	0.01530	0.01632	0.00816	0.05100	0.01224	0.03264
0.411	0.306	0.306	0.306	0.306	0.306	0.306	0.306	0.306
4.3608E-04	3.2468E-04	3.2468E-04	3.2468E-04	3.2468E-04	3.2468E-04	3.2468E-04	3.2468E-04	3.2468E-04
6.9774E-05	5.5195E-05	4.5455E-05	4.8701E-05	5.1948E-05	2.5974E-05	1.6234E-04	3.8961E-05	1.0390E-04
2.1920E-01	1.1617E-01	9.5667E-02	1.0250E-01	1.0933E-01	5.4667E-02	3.4167E-01	8.2000E-02	2.1867E-01
1.1629E-04	9.1992E-05	7.5758E-05	8.1169E-05	8.6580E-05	4.3290E-05	2.7056E-04	6.4935E-05	1.7316E-04
8.7680E-02	4.6467E-02	3.8267E-02	4.1000E-02	4.3733E-02	2.1867E-02	1.3667E-01	3.2800E-02	8.7467E-02
4.6516E-05	3.6797E-05	3.0303E-05	3.2468E-05	3.4632E-05	1.7316E-05	1.0823E-04	2.5974E-05	6.9264E-05

Notas para cables subterráneos:
 La R directa es la max en CA @ 90 °C
 Temp. del terreno 25 °C
 Temp. ambiente 40 °C
 Profundidad de colocación: 1.2 m

Transformadores de Distribución	UTE						
SUBESTACIÓN	29H	64	5049	29	79	83	Generador
MARCA							-
MODELO							
NUMERO DE SERIE							
Nº DE ELEMENTOS EN PARALELO	1	1	1	1	1	1	1
TRIFASICO/BANCO	TRIFÁSICO	TRIFÁSICO	TRIFÁSICO	TRIFÁSICO	TRIFÁSICO	TRIFÁSICO	TRIFÁSICO
Nº DE ARROLLAMIENTOS	2	2	2	2	2	2	2
GRUPO DE CONEXION	Dyn11	Dyn11	Dyn11	Dyn11	Dyn11	Yz11	Dyn11
TENSION NOMINAL (KV fase-fase) P	31.500	31.500	31.500	31.500	31.500	31.500	6.600
TENSION NOMINAL (KV fase-fase) S	6.860	6.860	6.860	6.860	6.860	6.860	22.000
POTENCIA NOMINAL (MVA trifasica)	12	7.5	10	5	2	1	4.000
NEUTRO A TIERRA/ R(Ω) P	-	-	-	-	-	-	-
NEUTRO A TIERRA/ R(Ω) S	0	0	0	0	0	0	0
Resistencia Directa (%) R	0.5	0.71	0.52	0.7	1.05	-	0.8
Reactancia Directa (%) X	11.99	11.98	11.99	11.9	6.921	6.9	6.00
Resistencia Homopolar (%) R0	-	-	-	-	-	-	-
Reactancia Homopolar (%) X0	-	-	-	-	-	-	-
REGULACION (1:BAJO CARGA 2:VACIO 3:NO HAY)	1	1	2	2	2	2	1
Nº DE TOPEs P		7	5	5	5	5	
Nº DE TOPEs S		0	0	0	0	0	
TENSION POR PASO (KV) P		0.775	0.787	0.750	0.750	0.750	
TENSION POR PASO (KV) S	-	-	-	-	-	-	-
TENSION MAXIMA (KV) P		33.325	33.075	31.500	33.075	33.075	
TENSION MAXIMA (KV) S	-	-	-	-	-	-	-
TENSION MINIMA (KV) P		28.675	29.925	28.500	28.500	28.500	
TENSION MINIMA (KV) S	-	-	-	-	-	-	-
CONDUCTANCIA DE VACIO Go (PU 100MVA)	-	-	-	-	-	-	-
SUCEPTANCIA DE VACIO -Bo (PU 100MVA)	-	-	-	-	-	-	-
Resistencia de Vacío Ro (p.u. 40 MVA)	-	-	-	-	-	-	-
Reactancia de Vacío Xo (p.u. 40 MVA)	-	-	-	-	-	-	-
BIL (kV) P	172	170	172				172
Enfriamiento	ONAN	ONAN	ONAN	ONAN	ONAN	ONAN	ONAN
Clase Térmica	A	A	A	A	A	A	A

ZONA AMÉRICA							
B1	B2	A	York	Mimo	G	F	C
MAK		-	-	-	France Trafo	France Trafo	France Trafo
2	2	2	1	1	1	1	1
TRIFÁSICO	TRIFÁSICO	TRIFÁSICO	TRIFÁSICO	TRIFÁSICO	TRIFÁSICO	TRIFÁSICO	TRIFÁSICO
2	2	2	2	2	2	2	2
Dyn11	Dyn11	Dyn11	Dyn11	Dyn11	Dyn11	Dyn11	Dyn11
31.500	22.000	22.000	22.000	22.000	22.000	22.000	22.000
22.000	0.400	0.400	0.400	0.400	0.400	0.400	0.400
3.000	0.200	1.600	0.630	0.500	1.600	1.250	1.250
-	-	-	-	-	-	-	-
0	0	0	0	0	0	0	0
0.91	1	1	1	1	1	1	1
6.09	6.00	6.00	6.00	6.00	6.00	6.00	6.00
-	-	-	-	-	-	-	-
6.08	-	-	-	-	-	-	-
1	2	2	2	2	2	2	2
7	5	5	5	5	5	5	5
0	0	0	0	0	0	0	0
0.775	0.550	0.550	0.550	0.550	0.550	0.550	0.550
-	-	-	-	-	-	-	-
33.325	23.100	23.100	23.100	23.100	23.100	23.100	23.100
-	-	-	-	-	-	-	-
28.675	20.900	20.900	20.900	20.900	20.900	20.900	20.900
-	-	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	-	-	-
170	125	125	125	125	125	125	125
ONAN	AN	AN	AN	AN	AN	AN	AN
A	F	F	F	F	F	F	F

Generador Síncrono				
Marca	AWK			
Modelo	DIG 40 k/4			
Fecha	08/10/02			
Potencia Nominal S_N	4000	kVA		
Tensión Nominal U_N	6600	V		
Frecuencia f	50	Hz		
$\cos \varphi$:	0.80			
Corriente Nominal I_N :	350	A		
Velocidad n:	1500	rpm		
Parámetros				
r_s^*	0.0036	p.u.		
x_d	2.40	p.u.		
x_d'	0.33	p.u.		
x_d''	0.22	p.u.		
x_2	0.21	p.u.		
x_q	1.20	p.u.		
x_q'	1.20	p.u.		
x_q''	0.24	p.u.		
x_0	0.07	p.u.		
T_{d0}'	3.90	s		
T_d'	0.54	s		
T_d''	0.02	s		
T_a	0.09	s		
* supuesto a partir de otra máquina similar				
Eficiencia				
	$1/4 \cdot P_N$	$2/4 \cdot P_N$	$3/4 \cdot P_N$	$4/4 \cdot P_N$
η [%] p.f.=0.8	93.9	96.0	96.6	96.6
η [%] p.f.=0.9	94.1	96.3	96.9	97.0
η [%] p.f.=1.0	94.2	96.5	97.2	97.3
Datos de corto circuito y transitorios				
I_k''	1.59	kA	Corto circuito inicial (3~)	
i_S	4.05	kA	Corriente de pico máxima (3~)	
I_k	1.05	kA	Corriente de corto circuito sostenido (3~)	
K_c	0.46		Razón de corto circuito	
M_{k2}	150	kNm	Torque inicial de corto circuito (2~)	
dU'	-24.8	%	Caída de tensión frente a escalón de carga nominal	
$dS_{max.}$	1818	kVA	Escalón de carga máx. a bajo F.P. para $dV=15\%$	
Otros datos				
Protección	IP 23			
Temp. de enfriamiento por aire	40 °C			
Altitud s.n.m.	1000 m			
Clase de aislación	F			
Aumento de temperatura	F			
Clasificación	IEC 34			
Momento de Inercia J	190 kgm ²			
Volúmen refrigerante Q_L	3.5 m ³ /s			
Peso m	9800 kg			
Pérdidas Totales	113 kW			
Calor irradiado	13.5 kW			
Datos acordes con VDE 0530 y IEC 34				
Referencias: AWK				

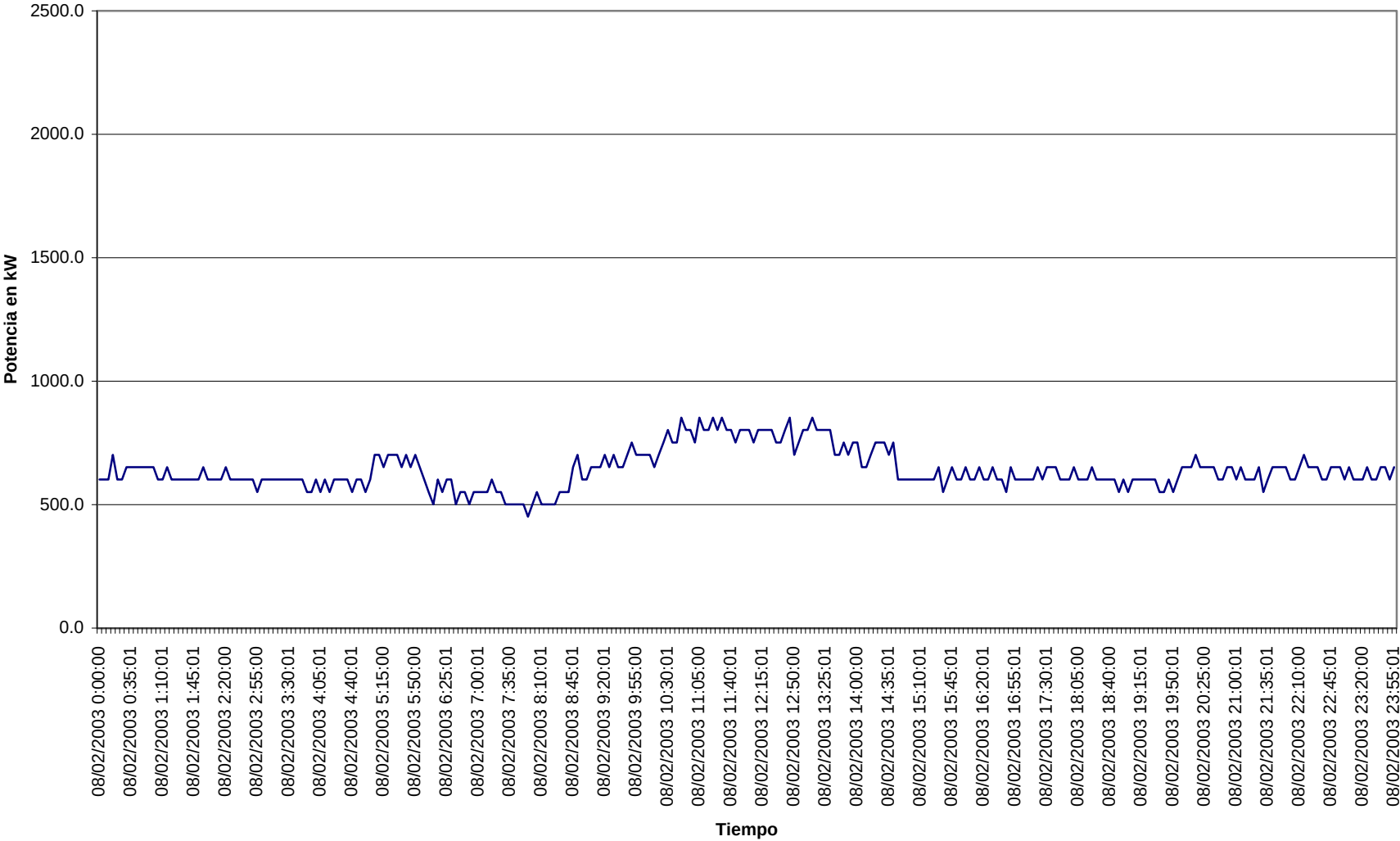
Red Global - Cargas por Subestación - Año 0							
Subestación	29H	64	5049	29	79	83	Z. América
Datos							
U (kV)	31.5	31.5	31.5	31.5	31.5	31.5	31.5
Sn (MVA)	12	7.5	10	5	2	1	7.030
F.P.	0.92	0.92	0.92	0.92	0.92	0.92	0.92
tan(ϕ)	0.426	0.426	0.426	0.426	0.426	0.426	0.426
fu	0.45	0.45	0.45	0.45	0.45	0.45	0.3281
P (MW)	4.968	3.105	4.140	2.070	0.828	0.414	2.122
Q (MVar)	2.116	1.323	1.764	0.882	0.353	0.176	0.904
S (MVA)	5.400	3.375	4.500	2.250	0.900	0.450	2.306
Modelado de carga							
fpconst	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7
fr	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3
fqconst	0	0	0	0	0	0	0
fx	1	1	1	1	1	1	1
Pconst (MW)	3.478	2.174	2.898	1.449	0.580	0.290	1.485
R (Ω)	666	1065	799	1598	3995	7989	1559
X (Ω)	469	750	563	1125	2813	5626	1098
L(H)	1.492	2.388	1.791	3.582	8.954	17.909	3.494
Xcct(%)	11.99	11.98	11.99	11.90	6.92	6.90	6
Xcct(Ω)	9.914	15.850	11.897	23.616	34.337	68.465	8.469
Lcct(H)	0.032	0.050	0.038	0.075	0.109	0.218	0.027
Modelado por fase							
Pconst(MW)	1.159	0.725	0.966	0.483	0.193	0.097	0.495
R (Ω)	666	1065	799	1598	3995	7989	1559
X (Ω)	469	750	563	1125	2813	5626	1098
Red Totalizada							
P(MW)	15.525						
Q(MVar)	6.614						
S(MVA)	16.875						
cos(ϕ)	0.92						

Red Global - Cargas por Subestación - Año n							
Subestación	29H	64	5049	29	79	83 Z. América	
Datos							
U (kV)	31.5	31.5	31.5	31.5	31.5	31.5	31.5
Sn (MVA)	12	7.5	10	5	2	1	7.030
F.P.	0.92	0.92	0.92	0.92	0.92	0.92	0.92
tan(φ)	0.426	0.426	0.426	0.426	0.426	0.426	0.426
fu	0.497	0.497	0.497	0.497	0.497	0.497	0.595
P (MW)	5.485	3.428	4.571	2.285	0.914	0.457	4.096
Q (MVar)	2.337	1.460	1.947	0.974	0.389	0.195	0.832
S (MVA)	5.962	3.726	4.968	2.484	0.994	0.497	4.179
Modelado de carga							
fpconst	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7
fr	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3
fqconst	0	0	0	0	0	0	0
fx	1	1	1	1	1	1	1
Pconst (MW)	3.840	2.400	3.200	1.600	0.640	0.320	2.692
R (Ω)	603	965	724	1447	3618	7236	860
X (Ω)	425	679	510	1019	2548	5096	606
L(H)	1.352	2.163	1.622	3.244	8.110	16.220	1.928
Xcct(%)	11.99	11.98	11.99	11.90	6.92	6.90	6
Xcct(Ω)	9.914	15.850	11.897	23.616	34.337	68.465	8.469
Lcct(H)	0.032	0.050	0.038	0.075	0.109	0.218	0.027
Variables de ajuste							
T.C.(%)	2	2	2	2	2	2	2
Año	5						
Modelado de la carga por fase en BT							
Nivel de tensión	6.3						
Pconst(MW)	1.280	0.800	1.067	0.533	0.213	0.107	0.897
R (Ω)	24.120	38.592	28.944	57.888	144.720	289.440	34.407
X (Ω)	16.986	27.178	20.383	40.766	101.916	203.832	24.231
L(H)	0.05407	0.08651	0.06488	0.12976	0.32441	0.64882	0.07713
Red Totalizada							
P(MW)	17.141						
Q(MVar)	7.302						
S(MVA)	18.631						
cos(φ)	0.92						

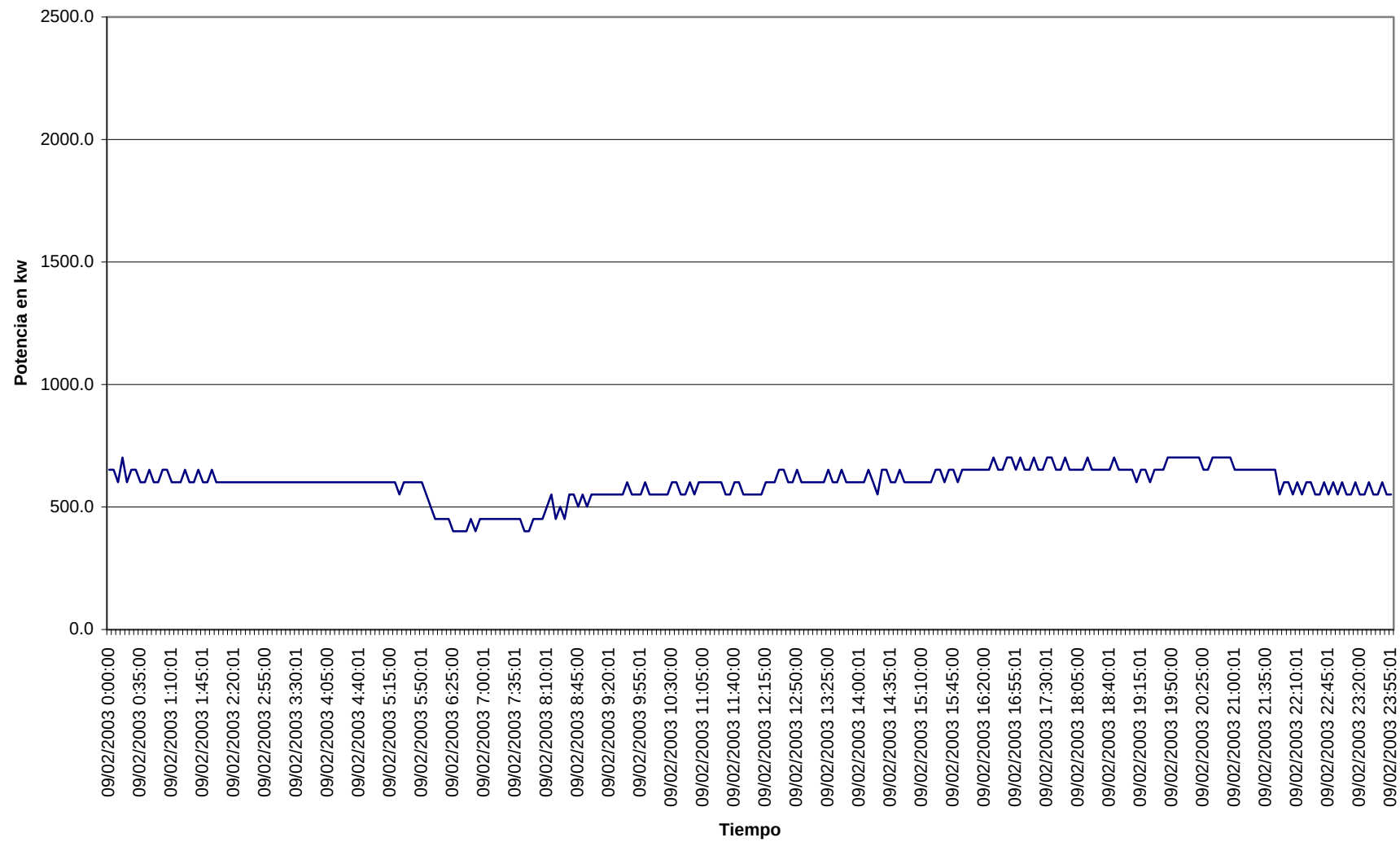
Red Zona América - Cargas por Subestación - Año 0							
Subestación	A	B2	C	F	G	YORK	MIMO
Datos							
U(kV)	31.5	31.5	31.5	31.5	31.5	31.5	31.5
Sn(MVA)	1.60	0.20	1.25	1.25	1.60	0.63	0.50
ϕ_m (rad)	0.863	0.863	0.863	0.863	0.863	0.863	0.863
ϕ_i (rad)	0.451	0.451	0.451	0.451	0.451	0.451	0.451
ϕ_{pc} (rad)	0.723	0.723	0.723	0.723	0.723	0.723	0.723
ϕ_m (grados)	49.46	49.46	49.46	49.46	49.46	49.46	49.46
ϕ_i (grados)	25.84	25.84	25.84	25.84	25.84	25.84	25.84
ϕ_{pc} (grados)	41.41	41.41	41.41	41.41	41.41	41.41	41.41
$\tan(\phi_m)$	1.16913	1.16913	1.16913	1.16913	1.16913	1.16913	1.16913
$\cos(\phi_m)$	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65
$\tan(\phi_i)$	0.484	0.484	0.484	0.484	0.484	0.484	0.484
$\cos(\phi_i)$	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9
$\tan(\phi_{pc})$	0.882	0.882	0.882	0.882	0.882	0.882	0.882
$\cos(\phi_{pc})$	0.75	0.75	0.75	0.75	0.75	0.75	0.75
F.P.	0.98	0.98	0.98	0.98	0.98	0.98	0.98
$\tan(\phi)$	0.203	0.203	0.203	0.203	0.203	0.203	0.203
Modelado de carga							
f_u	0.4	0.8	0.5	0.02	0.4	0	0.15
f_m	0.5	0	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5
f_i	0.2	1	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2
f_{pc}	0.3	0	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3
Pmot (MW)	0.314	0.000	0.306	0.012	0.314	0.000	0.037
Xmot (Ω)	2706		2771	69282	2706		23094
Ri (Ω)	7910	6328	8100	202500	7910		67500
Xi (Ω)	16332	13066	16724	418110	16332		139370
Rpc (Ω)	5273		5400	135000	5273		45000
Xpc (Ω)	5980		6123	153076	5980		51025
Qiny (MVar)	0.4660	0.0441	0.4551	0.0182	0.4660	0.0000	0.0546
Rserv (Ω)	3164		3240	81000	3164		27000
Xserv (W)	4377		4482	112052	4377		37351
Xmot // Xserv (Ω)	1672		1712	42812	1672		14271
Lmot // Lserv (H)	5.323		5.451	136.274	5.323		45.425
Xcct (%)	6.00	6.00	6.00	6.00	6.00	6.00	6.00
Xcct (Ω)	37.21	297.68	47.63	47.63	37.21	94.50	119.07
Lcct(H)	0.118	0.948	0.152	0.152	0.118	0.301	0.379
Resumen datos generales							
P S.E.(MW)	0.627	0.157	0.613	0.025	0.627	0.000	0.074
S (MVA)	7.03						
Pt (MW)	2.122						
Qt (MVar)	0.904						
St (MVA)	2.306						
Modelado de la carga por fase							
Pmot (MW)	0.105	0.000	0.102	0.004	0.105	0.000	0.012
Rserv (Ω)	3164		3240	81000	3164	0	27000
Xmot // Xserv (Ω)	1672		1712	42812	1672	0	14271
Lmot // Lserv (H)	5.323		5.451	136.274	5.323	0.000	45.425
Qiny (MVar)	0.1553	0.0147	0.1517	0.0061	0.1553	0.0000	0.0182

Red Zona América - Cargas por Subestación - Año n							
Subestación	A	B2	C	F	G	YORK	MIMO
Datos							
U(kV)	31.5	31.5	31.5	31.5	31.5	31.5	31.5
Sn(MVA)	1.60	0.20	1.25	1.25	1.60	0.63	0.50
ϕ_m (rad)	0.863	0.863	0.863	0.863	0.863	0.863	0.863
ϕ_i (rad)	0.451	0.451	0.451	0.451	0.451	0.451	0.451
ϕ_{pc} (rad)	0.723	0.723	0.723	0.723	0.723	0.723	0.723
ϕ_m (grados)	49.46	49.46	49.46	49.46	49.46	49.46	49.46
ϕ_i (grados)	25.84	25.84	25.84	25.84	25.84	25.84	25.84
ϕ_{pc} (grados)	41.41	41.41	41.41	41.41	41.41	41.41	41.41
$\tan(\phi_m)$	1.17	1.17	1.17	1.17	1.17	1.17	1.17
$\cos(\phi_m)$	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65
$\tan(\phi_i)$	0.484	0.484	0.484	0.484	0.484	0.484	0.484
$\cos(\phi_i)$	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9
$\tan(\phi_{pc})$	0.882	0.882	0.882	0.882	0.882	0.882	0.882
$\cos(\phi_{pc})$	0.75	0.75	0.75	0.75	0.75	0.75	0.75
F.P.	0.98	0.98	0.98	0.98	0.98	0.98	0.98
$\tan(\phi)$	0.203	0.203	0.203	0.203	0.203	0.203	0.203
Modelado de carga							
f_u	0.687	1.087	0.787	0.307	0.687	0.287	0.437
f_m	0.5	0	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5
f_i	0.2	1	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2
f_{pc}	0.3	0	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3
P_{mot} (MW)	0.5383	0.0000	0.4818	0.1878	0.5383	0.0885	0.1070
X_{mot} (Ω)	1577	#DIV/0!	1762	4520	1577	9594	7935
R_i (Ω)	4609	4659	5149	13211	4609	28043	23193
X_i (Ω)	19254	19466	21512	55196	19254	117159	96898
R_{pc} (Ω)	3072	#DIV/0!	3433	8808	3072	18695	15462
X_{pc} (Ω)	3484	#DIV/0!	3892	9987	3484	21198	17532
Q_{iny} (MVar)	0.7998	0.0599	0.7159	0.2790	0.7998	0.1314	0.1589
R_{serv} (Ω)	1843	#DIV/0!	2060	5285	1843	11217	9277
X_{serv} (Ω)	2950	#DIV/0!	3296	8457	2950	17950	14846
$X_{mot} // X_{serv}$ (Ω)	1028	#DIV/0!	1148	2946	1028	6252	5171
$L_{mot} // L_{serv}$ (H)	3.271	#DIV/0!	3.654	9.376	3.271	19.902	16.460
X_{cct} (%)	6.00	6.00	6.00	6.00	6.00	6.00	6.00
X_{cct} (Ω)	37.21	297.68	47.63	47.63	37.21	94.50	119.07
L_{cct} (H)	0.1184	0.9475	0.1516	0.1516	0.1184	0.3008	0.3790
Resultados Totales							
P S.E.(MW)	1.077	0.213	0.964	0.376	1.077	0.177	0.214
S (MVA)	7.030						
P_t (MW)	4.096						
Q_{ind} (MVar)	3.776						
Q_{cap} (MVar)	2.945						
Q_t (MVar inductivo neto)	0.832						
S total (MVA)	4.179						
FP	0.980						
Variables de ajuste							
Año	5						
Exp	0.74	0.74	0.74	0.74	0.74	0.74	0.74
T.C. S.E. (MW/año)	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6
Po S.E.(MW)	0.627	0.157	0.613	0.025	0.627	0.000	0.074
Modelado de la carga por fase en BT							
Nivel de tensión (kV)	0.4						
P_{mot} (W)	179420	0	160588	62588	179420	29486	35652
R_{serv} (Ω)	0.297		0.332	0.852	0.297	1.809	1.496
$X_{mot} // X_{serv}$ (Ω)	0.166		0.185	0.475	0.166	1.008	0.834
Q_{iny} (Var)	266598	19966	238617	92999	266598	43814	52975
$L_{mot} // L_{serv}$ (H)	0.0005274	0.0000000	0.0005893	0.0015119	0.0005274	0.0032092	0.0026542
Modelado de la carga trifásica en BT							
Nivel de tensión (kV)	0.4						
P_{tot}	1076518	212965	963530	375530	1076518	176919	213912
Q_{ind}	1018391	103144	911503	355253	1018391	167366	202362
Q_{cap}	799794	59899	715850	278998	799794	131441	158925
Q_{neto}	218596	43244	195653	76255	218596	35925	43437

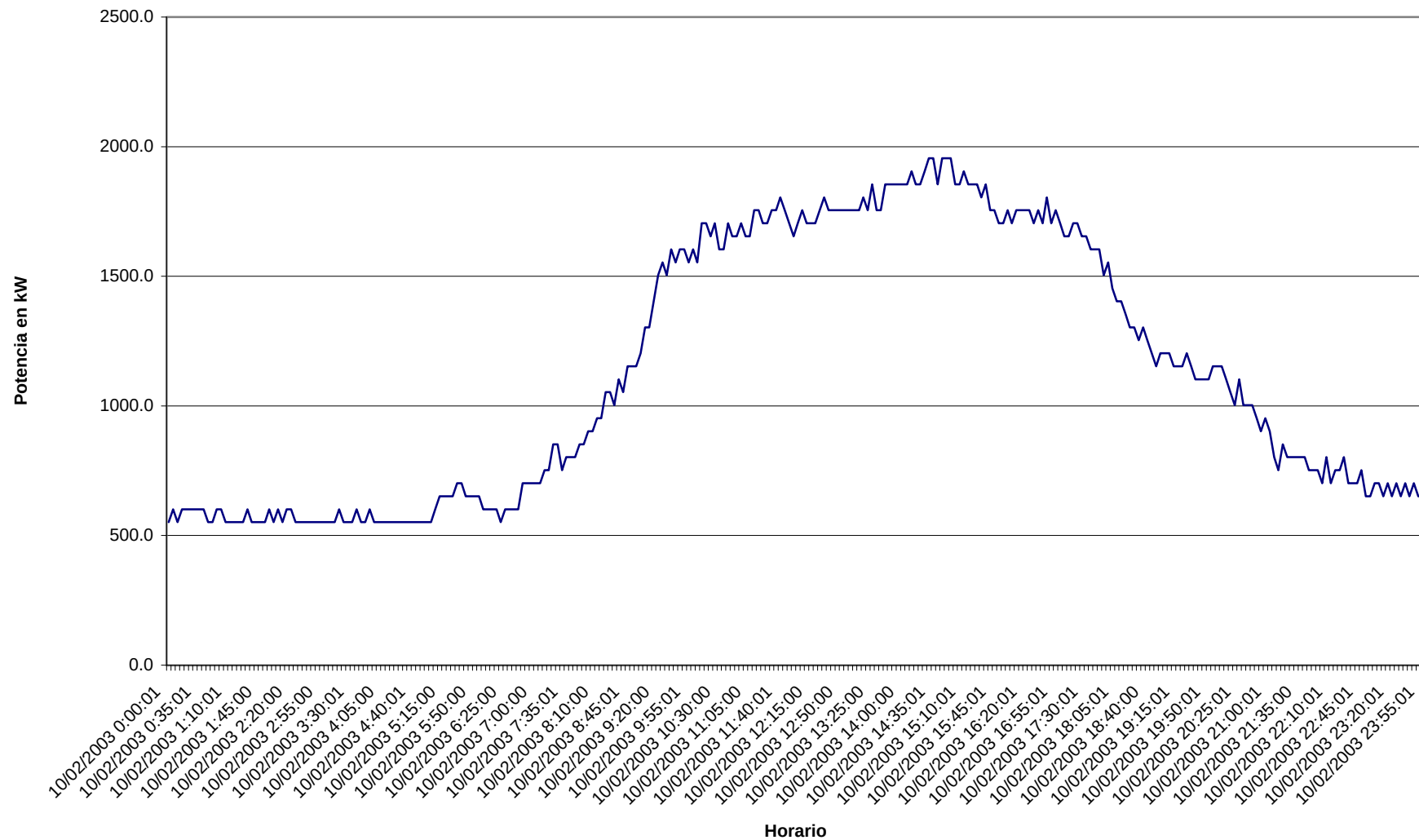
Potencia Activa entrada de Zonamerica Sábado 08-02-03



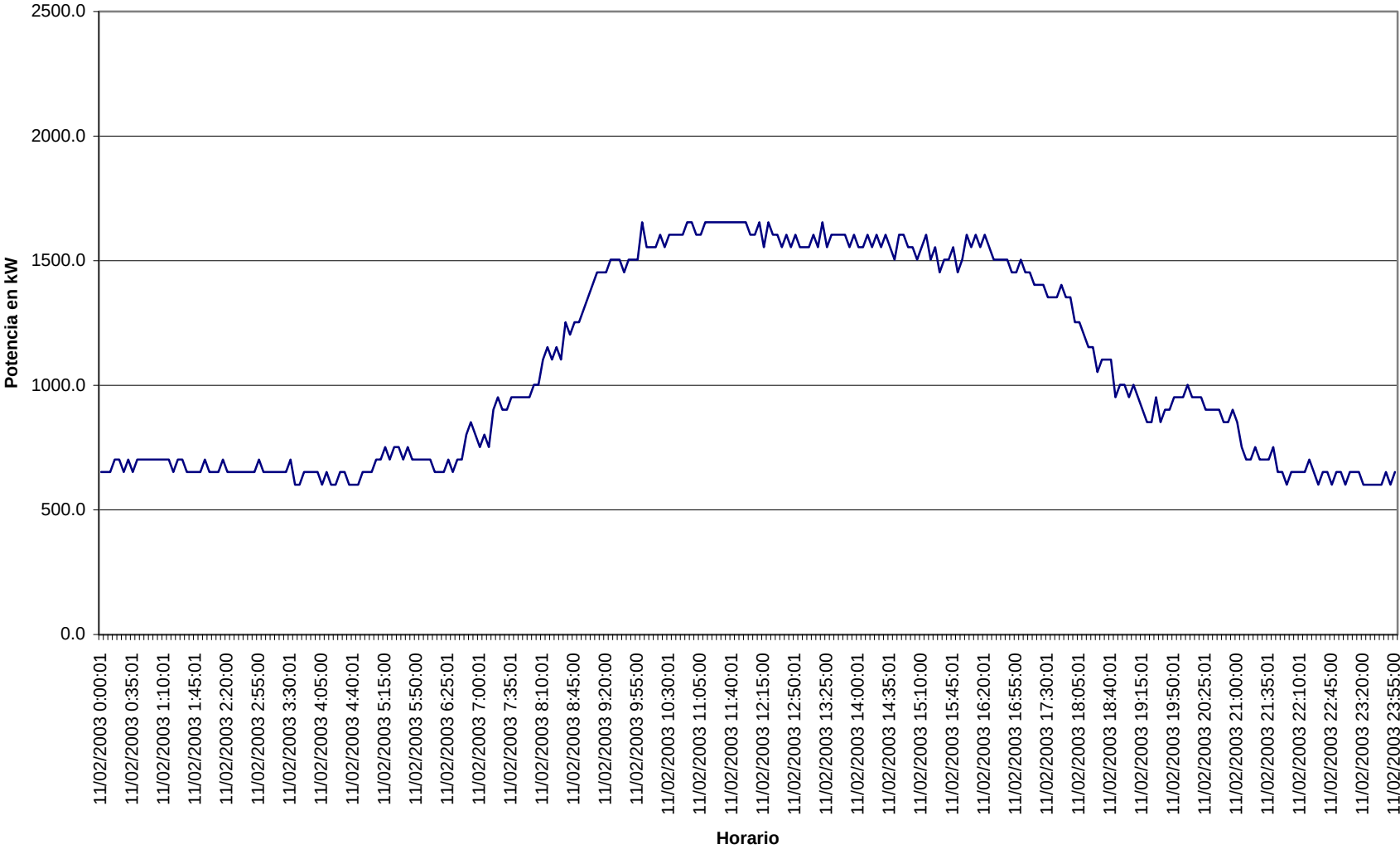
Potencia Activa Entrada de Zonamerica Domingo 09-02-03



Potencia Activa Entrada Zonamerica Lunes 10-02-03



Potencia Activa Entrada Zonamerica Martes 11-02-03



APÉNDICE B

HOJAS DE DATOS

Características eléctricas de cables de Media Tensión	1
Especificaciones técnicas de los turbogeneradores Cat.....	3
Especificaciones técnicas de Interruptores Merlin-Gerin.	
Especificaciones técnicas de las celdas de corte.	
Especificaciones técnicas del Sincronizador automático.	
Especificaciones técnicas del transformador de máquina.	
Especificaciones técnicas de la protección diferencial para transformadores.	
Especificaciones técnicas de las protecciones del generador.	

Características eléctricas de cables de Media Tensión

Cables ERIPEX unipolares 13.2 kV cat I aluminio

sección <i>mm²</i>	resist.cc a <i>ohm/km</i>	temp.max. <i>ohm/km</i>	reactancia <i>ohm/km</i>	corr.tierr. <i>A</i>	corr.aire <i>A</i>	capacidad <i>microF/km</i>
1x50	0.628	0.805	0.228	180	170	0.23
1x70	0.435	0.558	0.218	220	215	0.26
1x95	0.313	0.401	0.209	260	260	0.30
1x120	0.248	0.318	0.202	295	305	0.33
1x150	0.202	0.259	0.196	330	345	0.35
1x185	0.161	0.206	0.191	370	390	0.38
1x240	0.122	0.156	0.184	430	465	0.43
1x300	0.0976	0.125	0.177	480	530	0.47
1x400	0.0763	0.0978	0.170	545	620	0.55
1x500	0.0605	0.0776	0.164	605	705	0.60
1x630	0.0469	0.0601	0.158	680	810	0.66

temperaturas: conductor 90 °C terreno 25 °C aire 40 °C
 profundidad de colocacion 1 m
 resistividad del terreno 100 °C cm / W
 separacion entre cables 9 cm - terna de cables en un plano

Cables de XLPE-13,2 kV - categoría II unipolares - IMSA

sección

R max en CC 20°C

R max en CA 90°C

Reactancia induc. por fase a 50 Hz

Corriente admisible maxima
en tierra

en aire

CU

AL

CU

AL

CU

AL

CU

AL

<i>mm2</i>	<i>Ohm/Km</i>		<i>Ohm/Km</i>		<i>Ohm/Km</i>		<i>Amp</i>			
35	0.524	0.868	0.668	1.11	0.186	194	150	188	146	
50	0.387	0.641	0.493	0.822	0.181	229	177	227	176	
70	0.268	0.443	0.342	0.568	0.175	280	217	284	220	
95	0.193	0.32	0.246	0.41	0.17	334	259	346	268	
120	0.153	0.253	0.195	0.324	0.166	381	295	400	310	
150	0.124	0.206	0.16	0.267	0.163	427	331	457	354	
185	0.0991	0.164	0.128	0.213	0.16	483	374	526	407	
240	0.0754	0.125	0.0985	0.164	0.156	559	433	622	482	
300	0.0601	0.1	0.0797	0.131	0.154	631	489	716	555	
400	0.047	0.0778	0.0641	0.1	0.151	720	558	839	650	

Temp. del terreno 25 °C

Temp. ambiente 40 °C

Temp. en el conductor 90 °C

En aire: disposicion plana, separado un diametro del resto y la superficie de apoyo bandeja ranurada

En tierra: enterrado a 0.7 m, disposicion plana un diametro de separacion, resistividad del terreno 100 °C cm/W.

Cables ERIPEX unipolares 33 kV cat I aluminio

sección	resist.cc	a temp.max.	reactancia	corr.tierr.	corr.aire	capacidad
<i>mm2</i>	<i>ohm/km</i>	<i>ohm/km</i>	<i>ohm/km</i>	<i>A</i>	<i>A</i>	<i>microF/km</i>
1x50	0.628	0.805	0.234	175	180	0.15
1x70	0.435	0.558	0.224	215	225	0.16
1x95	0.313	0.401	0.215	250	270	0.18
1x120	0.248	0.318	0.208	285	310	0.19
1x150	0.202	0.259	0.201	320	350	0.20
1x185	0.161	0.206	0.196	360	395	0.22
1x240	0.122	0.156	0.189	415	470	0.24
1x300	0.0976	0.125	0.182	465	535	0.26
1x400	0.0763	0.0978	0.174	525	620	0.30
1x500	0.0605	0.0776	0.169	580	705	0.32
1x630	0.0469	0.0601	0.163	650	800	0.35

temperaturas: conductor 90 °C terreno 25 aire 40

profundidad de colocacion 1.2 m

resistividad del terreno 100 °C cm / W

separacion entre cables 9 cm - terna de cables en un plano



Complete Solutions for Your Power Needs

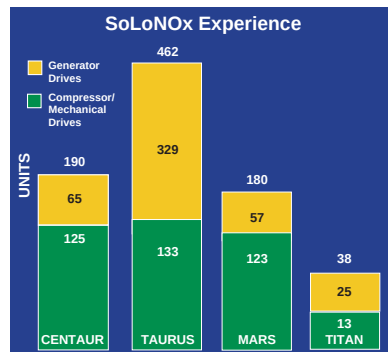
Single-Source Advantages

Solar Turbines designs and manufactures its gas turbines and turbine generator sets to ensure maximum systems compatibility and integration, plus high performance, reliability, availability, efficiency, and long life in the most demanding applications. As the customer's single source, Solar Turbines also can provide:

- engineering, procurement and construction (EPC) services, including turnkey
- commissioning
- technical training
- field service
- certified parts
- repairs, overhauls, upgrades
- complete project operation and maintenance
- contract power and leasing
- financing packages

SoLoNO_x Pollution Prevention

Solar gas turbines have low exhaust emissions levels and can meet virtually any current clean air standard with *SoLoNO_x* lean-premixed combustion technology.



Outstanding Efficiency

Solar turbine generator sets are highly efficient simple-cycle units. When installed in combined cycle and combined heat and power applications, the efficiency is further enhanced. For example, in energy-saving cogeneration applications, overall system thermal efficiencies of 70-80% are common.

The gas turbine's clean, dry, oxygen-rich exhaust stream can be:

- used as a hot-air source for many drying applications
- ducted to an unfired heat recovery steam generator (HRSG)
- used as preheated combustion air for supplementary-fired HRSGs to produce high volumes of process steam
- used for direct heating in absorption chillers that provide chilled water

Multi-Fuel Capability

Solar gas turbines operate on a wide variety of fuels:

- natural gas
- distillates
- natural gas liquids (NGLs)
- liquefied petroleum gases (LPGs)
- hydrogen
- medium-Btu gas (coal-bed methane, landfill gas)

Dual and tri-fuel systems can be configured for use with many models of *Solar* gas turbines.

Fast Delivery

Modern, efficient manufacturing facilities and processes and skilled personnel enable Solar to quickly provided generator sets engineered and tested to fulfill specific customer requirements.

Institutional Cogeneration

*Taurus 60 Turbine Generator Set,
Hospital Cogeneration, U.S.A.*



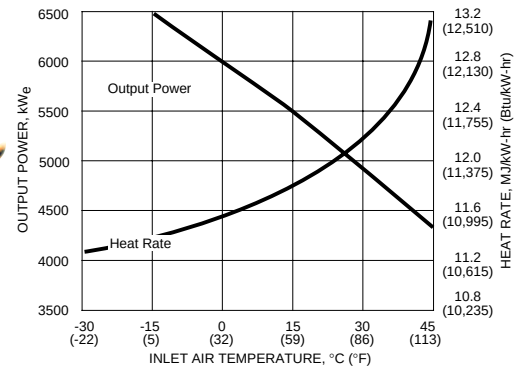
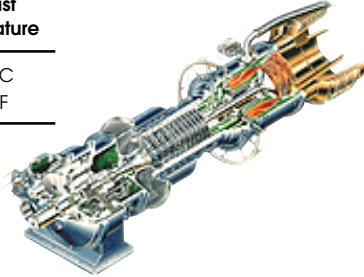
Industrial Cogeneration

*Taurus 60 Turbine Generator Set
Industrial Process, Thailand*



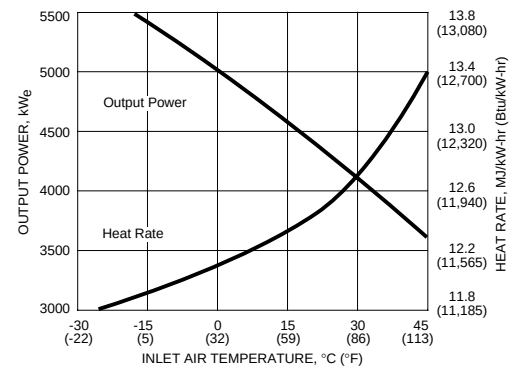
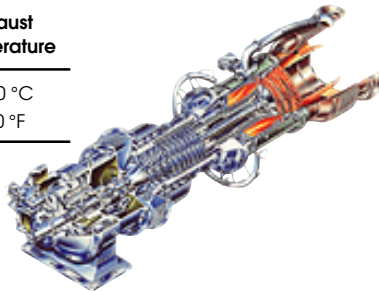
Taurus 60 Generator Set Performance

ISO Continuous Duty Output	Heat Rate	Exhaust Flow	Exhaust Temperature
5500 kWe	11 840 kJ/kW-hr	78 820 kg/hr	510 °C
	11,225 Btu/kW-hr	173,770 lb/hr	950 °F



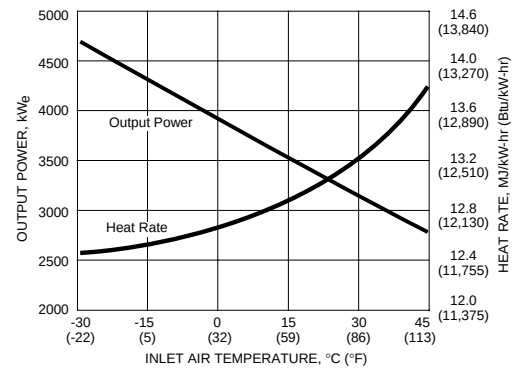
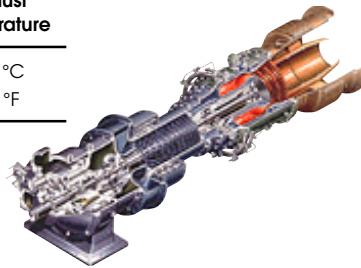
Centaur® 50 Generator Set Performance

ISO Continuous Duty Output	Heat Rate	Exhaust Flow	Exhaust Temperature
4600 kWe	12 270 kJ/kW-hr	68 680 kg/hr	510 °C
	11,630 Btu/kW-hr	151,410 lb/hr	950 °F



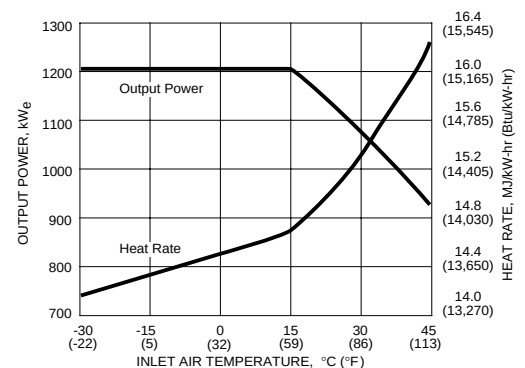
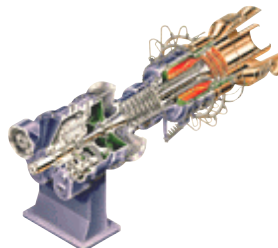
Centaur 40 Generator Set Performance

ISO Continuous Duty Output	Heat Rate	Exhaust Flow	Exhaust Temperature
3515 kWe	12 910 kJ/kW-hr	67 000 kg/hr	435 °C
	12,240 Btu/kW-hr	147,720 lb/hr	820 °F



Saturn® 20 Generator Set Performance

ISO Continuous Duty Output	Heat Rate	Exhaust Flow	Exhaust Temperature
1210 kWe	14 795 kJ/kW-hr	23 540 kg/hr	505 °C
	14,025 Btu/kW-hr	51,900 lb/hr	940 °F



Basic Package Features

Industrial Gas Turbine

- rugged design
- high availability
- high reliability
- long life
- low maintenance
- extended overhaul intervals

Main Gearbox

- epicyclic speed-reduction gearing

Generators

- 50 Hz standard voltages
- 60 Hz standard voltages

Governor

- isochronous mode
 - droop mode
- (automatic load-sharing with similar units in isochronous mode is standard)

Starting

- electric starting system standard
- black-start systems available

Lubrication System

- pumps
- reservoir
- filters
- low-pressure protection
- high-temperature protection
- air-to-oil or water-to-oil cooler

Turbotronic™ Control System

- sequences starting and shutdown
- monitors/protects during operation
- microprocessor-based
- powerful with high reliability
- remote operation available

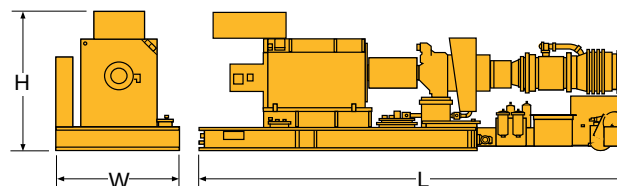
Modifications

- standard factory modifications available to customize units to specific applications

Approximate Package Dimensions and Weights[#]

Generator Set Designation	Length, m (ft-in.)	Width, m (ft-in.)	Height, m (ft-in.)	Wet Weight, kg (lb)
Titan 130	14.0 (46' 0")	3.3 (10' 10")	3.3 (10' 9")	74 390 (164,000)
Mars 100	14.5 (47' 6")	2.8 (9' 2")	3.6 (12' 0")	73 028 (161,000)
Mars 90	14.5 (47' 6")	2.8 (9' 2")	3.6 (12' 0")	64 698 (142,500)
Taurus 70	10.4 (34' 0")	2.8 (9' 2")	3.3 (10' 9")	45 670 (100,703)
Taurus 60	9.8 (32' 0")	2.5 (8' 2")	2.9 (9' 8")	32 808 (72,342)
Centaur 50	9.8 (32' 0")	2.5 (8' 2")	2.9 (9' 8")	32 699 (72,102)
Centaur 40	9.8 (32' 0")	2.5 (8' 2")	2.9 (9' 8")	32,631 (71,952)
Saturn 20	5.8 (18' 11")	1.7 (5' 5")	2.0 (6' 6-1/2")	9980 (22,000)

[#] Actual values vary with customer options specified, such as type of generator.



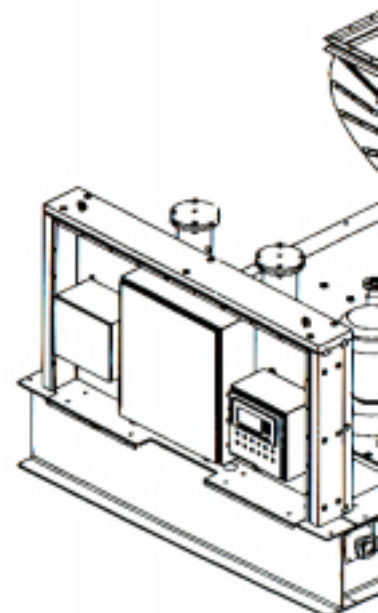
Enclosures (optional)

- outdoor weather-resistant
- sound attenuated
- fire/gas detection/suppression

Ancillary Systems

A wide variety of ancillary equipment is available to meet all installation needs:

- silencers
- filters
- ducting



Gas Turbine

EXHAUST COLLECTOR

TURBINE ASSEMBLY

COMBUSTOR

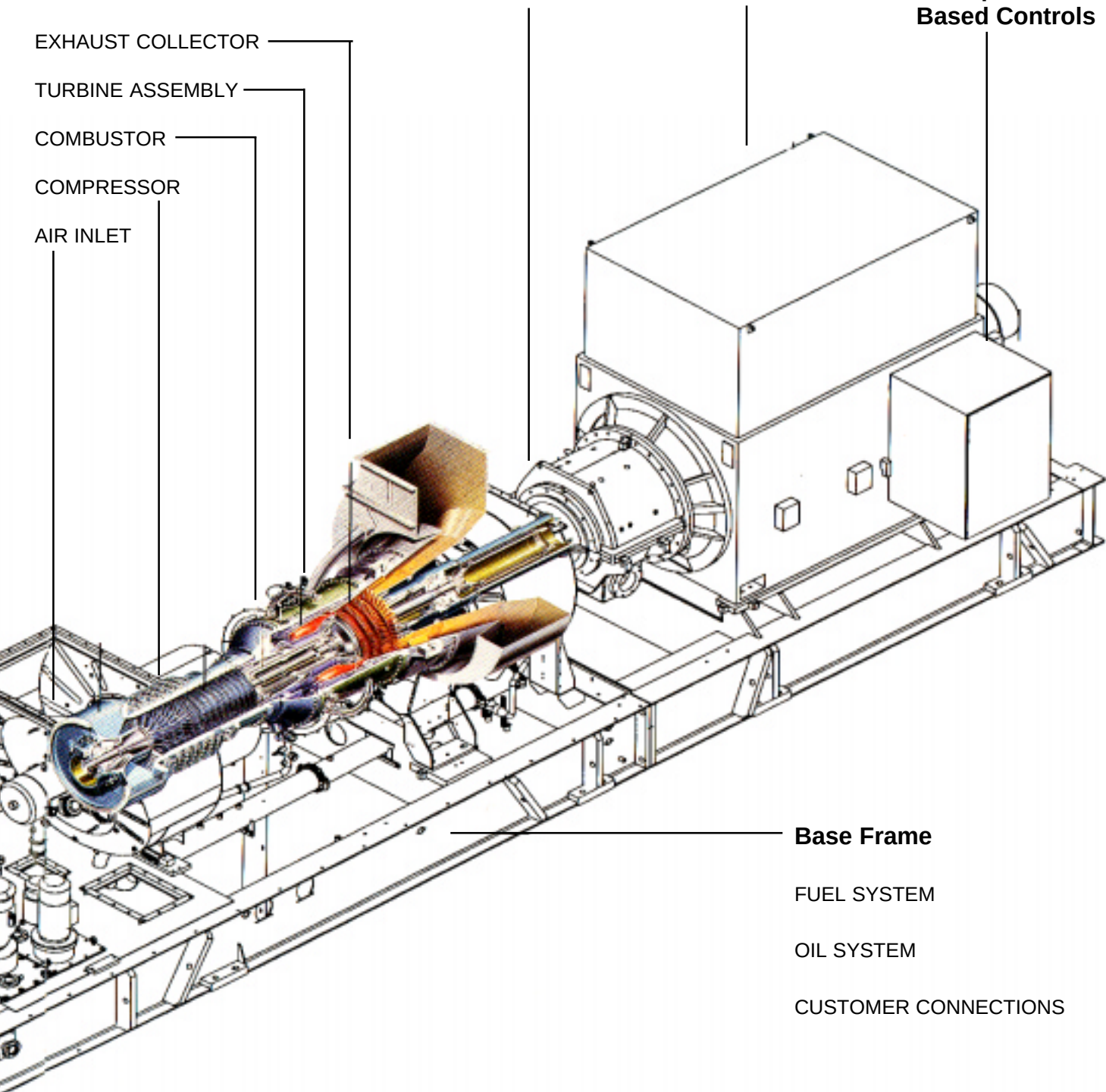
COMPRESSOR

AIR INLET

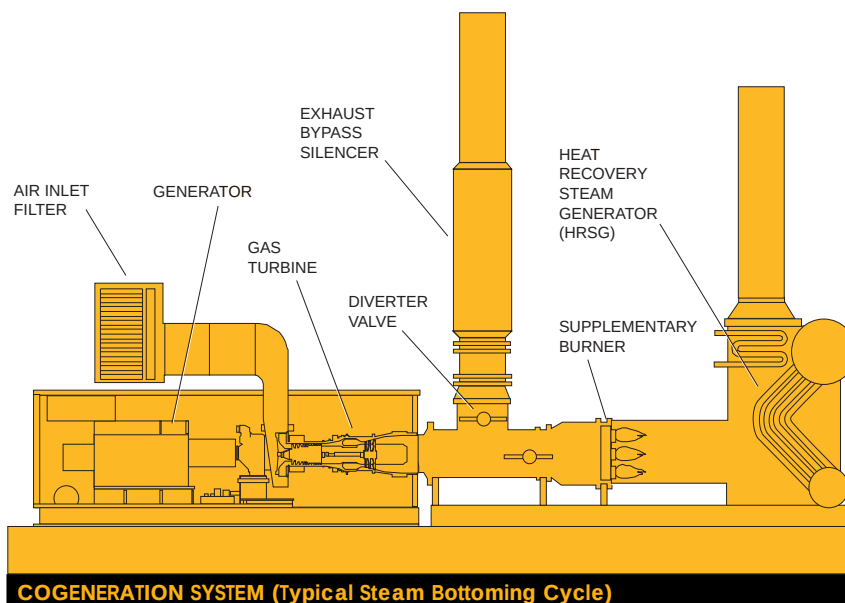
Gearbox

Generator

Microprocessor- Based Controls



ASSUMPTIONS	Metric	English
Site Conditions		
Elevation	0 m	0 ft
Temperature	15°C	59°F
Fuel	Natural Gas	
Load	100%	
Inlet Pressure Loss, H ₂ O	75 mm	3 in.
Exhaust Pressure Loss, H ₂ O	175 mm	7 in.
HRSG / Steam Data		
Steam Pressure	10.3 bar gauge	150 psig
Steam Conditions	Dry and Saturated	
Boiler Inlet	110°C	230°F



	Saturn 20	Centaur 40	Centaur 50	Taurus 60	Taurus 70	Mars 90	Mars 100	Titan 130
SPECIFIC SITE PERFORMANCE								
Electrical Output, kWe	1174	3419	4483	5376	7352	9216	10 439	13 686
Exhaust Temperature, °C (°F)	511 (952)	441 (826)	513 (956)	514 (957)	489 (913)	468 (875)	491 (915)	491 (915)
Turbine Fuel Input, GJ/hr (MMBtu/hr)	17.8 (16.8)	45.1 (42.7)	56.0 (53.1)	64.7 (61.3)	79.5 (75.4)	106.0 (100.5)	117.7 (111.5)	145.5 (137.9)
Exhaust Mass Flow, thousand kg/hr (lb/hr)	23.4 (51.5)	66.5 (146.6)	68.2 (150.3)	78.3 (172.6)	96.3 (212.3)	143.5 (316.4)	149.3 (329.1)	177.8 (391.8)
EXHAUST HEAT AVAILABLE								
Heat Credit, GJ/hr (MMBtu/hr)	12.4 (11.7)	30.3 (28.7)	36.3 (34.4)	42.1 (39.9)	48.8 (46.2)	69.5 (65.8)	75.8 (71.8)	90.3 (85.6)
Net System Efficiency, %	94	95	94	95	95	97	96	96
PROCESS STEAM PRODUCTION (UNFIRED)								
Steam Output, tonnes/hr (thousand lb/hr)	4.0 (8.9)	8.7 (19.2)	11.6 (25.6)	13.8 (30.3)	15.2 (33.4)	21.1 (46.4)	23.8 (52.5)	28.8 (63.4)
Net System Efficiency, %	80	75	80	82	80	80	82	82
PROCESS STEAM PRODUCTION WITH SUPPLEMENTAL FIRING, 871°C (1600°F)								
Steam Output, tonnes/hr (thousand lb/hr)	8.4 (18.5)	23.2 (51.1)	24.0 (52.9)	28.3 (62.3)	33.9 (74.6)	49.9 (110.0)	53.1 (117.0)	63.8 (140.6)
Additional Fuel to Burner, GJ/hr (MMBtu/hr)	10.4 (9.9)	35.2 (33.4)	30.4 (28.8)	34.8 (33.0)	45.7 (43.3)	69.7 (66.1)	70.8 (67.1)	84.1 (79.7)
Net System Efficiency, %	89	87	88	90	88	90	90	91
PROCESS STEAM PRODUCTION WITH SUPPLEMENTAL FIRING, 1538°C (2800°F)								
Steam Output, tonnes/hr (thousand lb/hr)	17.7 (39)	49.1 (108.2)	50.6 (111.5)	59.2 (130.4)	71.7 (157.9)	104.8 (230.8)	111.5 (245.6)	133.7 (294.6)
Additional Fuel to Burner, GJ/hr (MMBtu/hr)	32.7 (31)	98.7 (93.5)	95.7 (90.7)	109.7 (104.0)	138.1 (130.9)	203.4 (192.8)	213.1 (202.0)	254.7 (241.4)
Net System Efficiency, %	96	94	94	96	94	95	95	96

NOTES: 1. Alternative steam pressures and temperatures available upon request.
2. Minimum stack temperature with
Gas Fuel = 135°C (275°F)
Liquid Fuel = 163°C (325°F)

CONVERSION FACTORS FOR CHILLING APPLICATIONS:

Older Mechanical Chiller: 0.8 kW/hr = 1 Ton of Refrigeration
Newer Mechanical Chiller: 0.6 kW/hr = 1 Ton of Refrigeration
Single-Effect Absorption Chiller: 18.7 lb/hr of Steam = 1 Ton of Refrigeration
Double-Effect Absorption Chiller: 9.9 lb/hr of Steam = 1 Ton of Refrigeration

Solar Turbines Incorporated
P.O. Box 85376 MZ SP3-Q
San Diego, CA 92186-5376 U.S.A.

FOR MORE INFORMATION

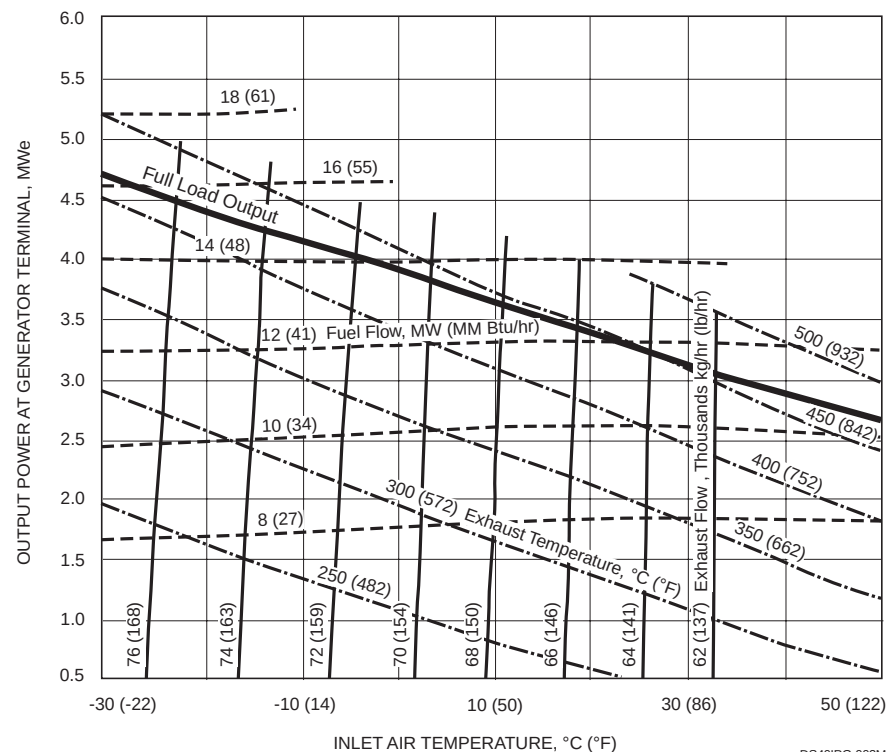
Telephone: (+1) 619-544-5352
Telefax: (+1) 858-694-6715
E-mail: powergen@soltarturbines.com
Internet: www.soltarturbines.com

Nominal Performance*

Output Power, kWe ISO: 15°C (59°F), sea level	3515
Heat Rate, kJ/kWe-hr (Btu/kWe-hr)	12 912 (12,240)
Exhaust Flow, kg/hr (lb/hr)	67 004 (147,718)
Exhaust Temperature, °C (°F)	437 (819)

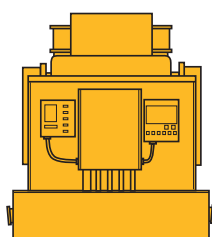
* No inlet or exhaust losses
Relative humidity 60%
Natural gas fuel with
LHV = 31.5 to 43.3 MJ/nm³
(800 to 1100 Btu/scf)

Available Performance

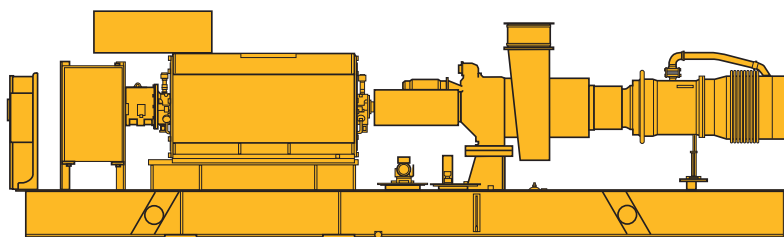


DS40IPG-002M

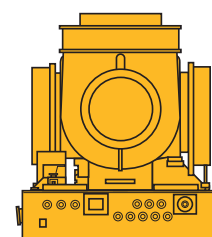
Typical Service Connections



Forward End



Left Side



Aft End

DS40IPG-003M

Forward End

- Turbine Control Box

Length:	9754 mm (32' 0")
Width:	2438 mm (8' 0")
Height:	2591 mm (8' 6")
Approx. Weight:	26 015 kg (57,350 lb)

Left Side

- Lube Oil: Drain, Vent, Cooler
- Generator Control Box, Power
- Generator Drip Pan Drain
- AC Power
 - Lube Tank Heater
 - Pre/Post Lube Pump
 - Backup Lube Pump

Right Side

- AC Power - Start Motor
- Generator Monitor Box

Aft End

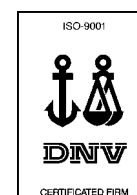
- Fuel Inlet
- Turbine Cleaning
- Fuel Filter, Combustor and Exhaust Collector Drains
- Auxiliary Air (optional) for:
 - Liquid Fuel Atomizing
 - Self-Cleaning Filter
- AC Power
 - Liquid Fuel Pump (optional)
- Package Ground

Solar Turbines Incorporated
P.O. Box 85376
San Diego, CA 92186-5376

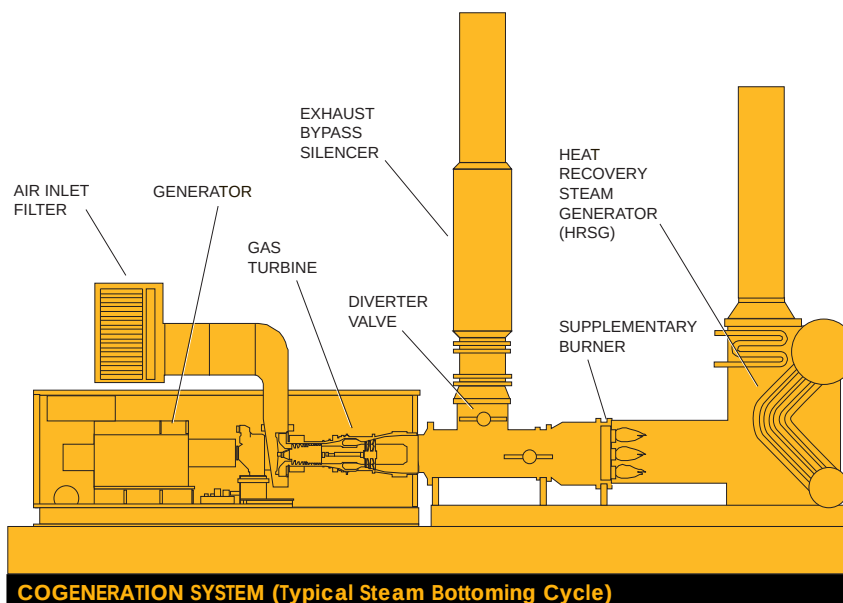
Caterpillar is a trademark of Caterpillar Inc.
Solar, Centaur and SoLoNoX are trademarks of Solar Turbines Incorporated.
Specifications subject to change without notice. Printed in U.S.A.
©1998 Solar Turbines Incorporated. All rights reserved.
DS40IPG/1198/5M

FOR MORE INFORMATION

Telephone: (+1) 619-544-5352
Telefax: (+1) 619-544-2633
Telex: 695045
Internet: www.solarturbines.com



ASSUMPTIONS	Metric	English
Site Conditions		
Elevation	0 m	0 ft
Temperature	15°C	59°F
Fuel	Natural Gas	
Load	100%	
Inlet Pressure Loss, H ₂ O	75 mm	3 in.
Exhaust Pressure Loss, H ₂ O	175 mm	7 in.
HRSG / Steam Data		
Steam Pressure	10.3 bar gauge	150 psig
Steam Conditions	Dry and Saturated	
Boiler Inlet	110°C	230°F



	Saturn 20	Centaur 40	Centaur 50	Taurus 60	Taurus 70	Mars 90	Mars 100	Titan 130
SPECIFIC SITE PERFORMANCE								
Electrical Output, kWe	1174	3419	4483	5376	7352	9216	10 439	13 686
Exhaust Temperature, °C (°F)	511 (952)	441 (826)	513 (956)	514 (957)	489 (913)	468 (875)	491 (915)	491 (915)
Turbine Fuel Input, GJ/hr (MMBtu/hr)	17.8 (16.8)	45.1 (42.7)	56.0 (53.1)	64.7 (61.3)	79.5 (75.4)	106.0 (100.5)	117.7 (111.5)	145.5 (137.9)
Exhaust Mass Flow, thousand kg/hr (lb/hr)	23.4 (51.5)	66.5 (146.6)	68.2 (150.3)	78.3 (172.6)	96.3 (212.3)	143.5 (316.4)	149.3 (329.1)	177.8 (391.8)
EXHAUST HEAT AVAILABLE								
Heat Credit, GJ/hr (MMBtu/hr)	12.4 (11.7)	30.3 (28.7)	36.3 (34.4)	42.1 (39.9)	48.8 (46.2)	69.5 (65.8)	75.8 (71.8)	90.3 (85.6)
Net System Efficiency, %	94	95	94	95	95	97	96	96
PROCESS STEAM PRODUCTION (UNFIRED)								
Steam Output, tonnes/hr (thousand lb/hr)	4.0 (8.9)	8.7 (19.2)	11.6 (25.6)	13.8 (30.3)	15.2 (33.4)	21.1 (46.4)	23.8 (52.5)	28.8 (63.4)
Net System Efficiency, %	80	75	80	82	80	80	82	82
PROCESS STEAM PRODUCTION WITH SUPPLEMENTAL FIRING, 871°C (1600°F)								
Steam Output, tonnes/hr (thousand lb/hr)	8.4 (18.5)	23.2 (51.1)	24.0 (52.9)	28.3 (62.3)	33.9 (74.6)	49.9 (110.0)	53.1 (117.0)	63.8 (140.6)
Additional Fuel to Burner, GJ/hr (MMBtu/hr)	10.4 (9.9)	35.2 (33.4)	30.4 (28.8)	34.8 (33.0)	45.7 (43.3)	69.7 (66.1)	70.8 (67.1)	84.1 (79.7)
Net System Efficiency, %	89	87	88	90	88	90	90	91
PROCESS STEAM PRODUCTION WITH SUPPLEMENTAL FIRING, 1538°C (2800°F)								
Steam Output, tonnes/hr (thousand lb/hr)	17.7 (39)	49.1 (108.2)	50.6 (111.5)	59.2 (130.4)	71.7 (157.9)	104.8 (230.8)	111.5 (245.6)	133.7 (294.6)
Additional Fuel to Burner, GJ/hr (MMBtu/hr)	32.7 (31)	98.7 (93.5)	95.7 (90.7)	109.7 (104.0)	138.1 (130.9)	203.4 (192.8)	213.1 (202.0)	254.7 (241.4)
Net System Efficiency, %	96	94	94	96	94	95	95	96

NOTES: 1. Alternative steam pressures and temperatures available upon request.
2. Minimum stack temperature with
Gas Fuel = 135°C (275°F)
Liquid Fuel = 163°C (325°F)

CONVERSION FACTORS FOR CHILLING APPLICATIONS:

Older Mechanical Chiller: 0.8 kW/hr = 1 Ton of Refrigeration
Newer Mechanical Chiller: 0.6 kW/hr = 1 Ton of Refrigeration
Single-Effect Absorption Chiller: 18.7 lb/hr of Steam = 1 Ton of Refrigeration
Double-Effect Absorption Chiller: 9.9 lb/hr of Steam = 1 Ton of Refrigeration

Solar Turbines Incorporated
P.O. Box 85376 MZ SP3-Q
San Diego, CA 92186-5376 U.S.A.

FOR MORE INFORMATION

Telephone: (+1) 619-544-5352
Telefax: (+1) 858-694-6715
E-mail: powergen@soltarturbines.com
Internet: www.soltarturbines.com

interruptores automáticos SF, de 1 a 40,5 kV

generalidades (continuación)

características eléctricas



aparato		tipo	interruptor automático SF1											
CEI 56, VDE 0670, BS 5311, UTE C 64-100/101														
tensión asignada (kV 50/60 Hz)			17,5			24			36					
nivel de aislamiento	kV ef. 50 Hz-1 min		38			50			70					
	kV choque 1,2/50 μ s		95			125			170					
corriente asignada la (A)		400	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
		630	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
		1250	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
		2500												
		3150												
poder de corte Icc (kA ef.)	a (kV):	≤ 17,5	12,5	20	25									
		24				12,5	16	20	25					
		36								12,5	20	25		
		40,5												
poder de cierre (kA cresta)			31,5	50	63	31,5	40	50	63	31,5	50	63		
corriente de corta duración admisible (kA ef.-3s)			12,5	20	25	12,5	16	20	25	12,5	20	25		
poder de corte condensadores (A)	para la (A):	400	280	280	280	280	280	280		280	280	280		
		630	440	440	440	440	440	440		440	440	440		
		1250	875	875	875	875	875	875		875	875	875		
		2500												
		3150												
secuencia de maniobra asignada	O-3 min-FO-3 min-FO		■			■				■				
	O-0,3 s-FO-15 s-FO		■			■				■				
	O-0,3 s-FO-3 min-FO		■			■				■				
tiempo de maniobra aproximado (ms)	apertura		50			50				50				
	corte		65			65				65				
	cierre		70			70				70				
ANSI C37.04-C37.06-C37.09														
tensión máxima asignada	kV, 60 Hz		15,5 ⁽²⁾			25,8 ^{(1) (2)}			38 ⁽⁴⁾					
rango de tensión asignada	factor K		1			1			1					
nivel de aislamiento asignado	kV, ef. 60 Hz-1 mn		50			60			80					
	kV, choque 1,2/50 μ s		110			150			150					
corriente permanente asignada A		600	■			■				■				
		1200	■			■				■				
		2000												
		3000												
corriente de cortocircuito asignada (a máx. asignada kV)	kA, ef.		25			25			25					
poder máximo de corte asignado y corriente de cortocircuito asignada	kA, ef.		25			25			25					
poder de cierre y de enclavamiento (corriente de cortocircuito asignada multiplicada por 2,7 K)	kA, cresta		68			68			68					
tiempo de corte asignado	ciclos 60 Hz		5			5			5					
secuencia de maniobra asignada	FO-15 s-FO		■			■			■					

(1) consultarnos.
(2) estos valores son válidos para instalaciones exteriores.
(3) por encima de 24 kV, el SFset está equipado con transformadores de corriente adaptados.
(4) instalaciones interiores.
(5) pantalla entre fases.
(6) únicamente en instalaciones fijas.

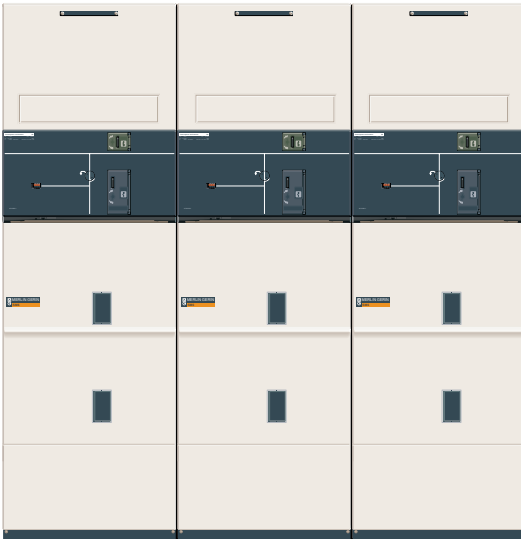
Nota: SF1 y SF2 también disponibles en versión extraíble con casete. Consultar.



SFset interruptor automático con unidad de protección integrada									interruptor automático SF2							interruptor ISF2	
17,5			24				36 ⁽³⁾		24			36		40,5		24	40,5
38			50				70		50			70		85		50	85
95			125				170		125			170		185		125	185 ⁽⁵⁾
■	■		■	■			■				■	■		■			
■	■	■	■	■	■	■	■			■	■		■	■			
■	■	■	■		■	■			■	■	■	■	■	■			
									■	■	■	■	■	■	■		■
														■ ⁽⁶⁾		■	
12,5	20	25							12,5	25	31,5	40				31,5	
				12,5	16	20	25	12,5					25	31,5	40		
																	25
31,5	50	63	31,5	40	50	63	31,5	31,5	63	79	100	63	79	100	79	79	63
12,5	20	25	12,5	16	20	25	12,5	12,5	25	31,5	40	25	31,5	40	31,5	31,5	25
280	280	280	280	280	280	280	280			280	280		280	280			
440	440	440	440	440	440	440	440			440	440		440	440			
875	875	875	875	875	875	875	875			875	875		875	875			
									1750	1750	1750	1750	1750	1750	1750		
												2200			2200		
■			■				■	■			■	■		■		■	■
■			■				■	■									
■			■				■	■				■			■		
50			50				50	50				50			50		
65			65				65	65				65			65		
70			70				70	70				70			70		
									25,8 ⁽¹⁾⁽²⁾				38 ⁽¹⁾⁽²⁾				
									1				1				
									60				80		80		
									150				200		150		
													■	■	■		
													■	■	■		
															■		
									25				25	31,5	40 ⁽¹⁾		
									25				25	31,5	40 ⁽¹⁾		
									68				68	85	108		
									5				5	5	5		
									■				■	■	■		

SM6-36

generalidades



presentación

La gama SM6-36 está compuesta por celdas modulares equipadas con aparataje fija bajo envoltente metálica, que utiliza el hexafluoruro de azufre (SF6) como aislante y agente de corte en los aparatos siguientes:

- Interruptor seccionador.
- Seccionador.
- Seccionador de puesta a tierra.
- Interruptor automático FLUARC (SF1 o SFset).

La gama SM6-36 responde, en su concepción y fabricación, a la definición de aparataje bajo envoltente metálica compartimentada de acuerdo con la norma UNE 20099-90.

Las celdas SM6-36 permiten realizar la parte MT de los centros de transformación MT/BT de distribución pública y privada con aislamiento de 36 kV.

Además de sus características técnicas, SM6-36 aporta una respuesta a las exigencias en materia de seguridad de las personas, facilidad de instalación y explotación.

Las celdas SM6-36 han sido concebidas para instalaciones de interior.

Los cables se conectan desde la parte frontal de las celdas.

La explotación queda simplificada por el reagrupamiento de todos los mandos en un compartimento frontal.

Las celdas pueden ir equipadas con numerosos accesorios (bobinas, motorización, contactos auxiliares, transformadores de medida y protección, relés, etc.).

La pintura utilizada en las celdas es RAL 9002 (blanco) y RAL 9030 (negro).

normas

Las celdas de la gama SM6-36 responden a las siguientes normas y recomendaciones:

- Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en centrales eléctricas, subestaciones y centros de transformación.
- Normas UNE y CEI:

norma	UNE	CEI
celdas MT	20099-90	298-81
seccionadores	20100-90	129-84
interruptores	20104-90	265-83
interruptores automáticos	21081-94	56-87
estipulaciones AT	21139-93	694-80
fusibles combinados		420-90

grado de protección

El grado de protección, según UNE 20324-89, de la envoltente externa es IP2X.

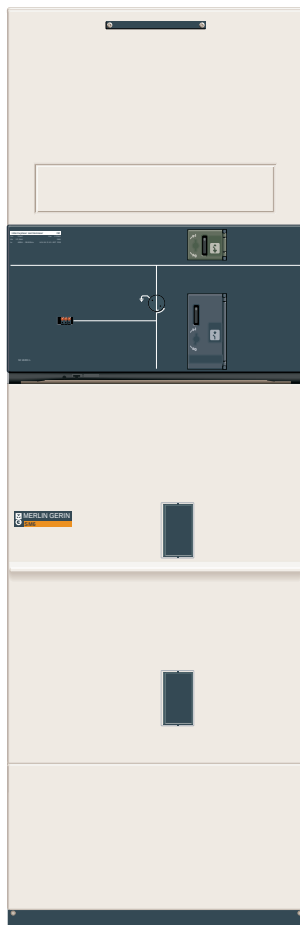
denominación

Las celdas SM6-36 se identifican mediante:

- La designación de la función y, por consiguiente, el esquema eléctrico: IM, QM, DM1.
- La intensidad asignada del aparato: 400 o 630 A.
- La tensión asignada: 36 kV.
- El valor máximo de la corriente de corta duración admisible: 16 kA ef/1 s.

SM6-36

características eléctricas



■ Temperaturas:

- Fe almacenamiento: de -40 °C a +70 °C.
- Fe funcionamiento: de -5 °C a +40 °C.
- Otras temperaturas, consultar.

Los valores siguientes se refieren a temperaturas de funcionamiento comprendidas entre -5 °C y +40 °C y para una instalación situada a una altitud inferior a 1000 m.

tensión asignada (kV)	36 kV
ensayo de tensión a frecuencia industrial (50 Hz) 1 min	
aislamiento	70 kV ef.
seccionamiento	80 kV ef.
ensayo tipo rayo 1,2/50 μs	
aislamiento	170 kV cresta (lista 2)
seccionamiento	195 kV cresta

- **Intensidad asignada (A):** 400 A o 630 A.
200 A (en las celdas de protección por fusibles tipo PM y QM)*.

*la intensidad vendrá siempre limitada por el tipo de fusible que se instale en este tipo de celdas.

- **Intensidad asignada de corta duración admisible 1s:** 16 kA ef.
- **Valor de cresta de la intensidad de corta duración:** 40 kA cresta.
- **Poder de corte de interruptores e interruptores automáticos:**

IM, IMB, IMR, GCS, GCM	400-630 A
PM, PMB	400 A
QM, QMB	400 A
DM1-C, DM1-D	12,5 kA-16 kA
SM, SMB, SME	0 A

■ Poder de corte del interruptor (SF6):

- Pdc transformador en vacío: 16 A.
- Pdc cables en vacío: 50 A.

■ Poder de cierre de los interruptores (SF6): 40 kA cresta.

■ Poder de cierre de los seccionadores: 0 A (seccionadores de las celdas DM1, SMB, SM, SME).

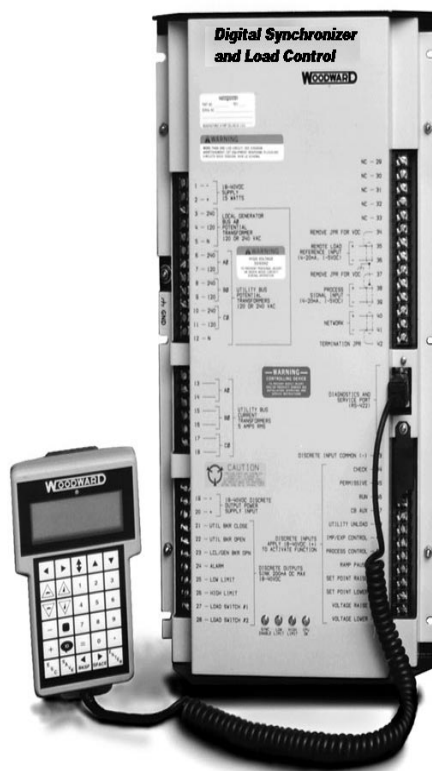
■ Poder de cierre de los seccionadores de puesta a tierra:

IM, IMB	40 kA cresta
PM, QM	Spat superior: 40 kA cresta Spat inferior: 5 kA cresta
PMB, QMB	Spat superior: 40 kA cresta Spat inferior: NO LLEVA
DM1-C	40 kA cresta
DM1-D	NO LLEVA
SM, SMB	0 A
SME	NO LLEVA
GAM	40 kA cresta

■ Endurancias:

celdas	endurancia mecánica	endurancia eléctrica
IM, IMB, IMR, PM, PMB, QM, QMB, GCS, GCM	CEI 265, UNE 20104 1000 maniobras	CEI 265, UNE 20104 100 ciclos cierre-apertura a In, cos φ = 0,7
QM, QMB	CEI 265, UNE 20104 1000 maniobras	Ensayo con intensidad de transición 816 A (CEI 420)
DM1-C, DM1-D	CEI 56, UNE 21081 10000 maniobras	CEI 56, UNE 21081 40 cortes a Pdc asignado 10000 cortes a In (cos φ = 0,7)

Sincronizador digital y regulador de carga (DSLCTM)



APLICACIÓN

El regulador Woodward DSLCTM es un sincronizador y regulador de carga basado en un microprocesador diseñado para ser utilizado en generadores trifásicos de CA equipados con reguladores de velocidad y reguladores de tensión automáticos Woodward o compatibles. El DSLCT es un sincronizador, un sensor de carga, un regulador de carga, un sistema de cierre de bus inactivo y, opcionalmente, un regulador VAR/PF y de proceso, todo ello integrado en una única potente y práctica unidad.

El regulador DSLCT permite la armonización de fases o la sincronización automática de la frecuencia de deslizamiento. El DSLCT se comunica a través de su propia LON (que

emplea la tecnología de red Echelon® LonWorks™*) para permitir un cierre seguro del bus inactivo, y se conecta al regulador de tensión automático para equiparar las tensiones antes del acoplamiento en derivación.

El regulador DSLCT detecta la potencia rms efectiva, y permite las funciones de carga y descarga sin perturbaciones. Puede utilizar la carga fundamental o establecer los niveles de potencia de la importación/exportación/procesamiento con la compañía eléctrica y, a través de DSLCT's LON, repartir con exactitud la carga en sistemas aislados de múltiples motores.

El regulador opcional VAR/PF es lo bastante flexible como para conectar un nivel definido de VAR a la red eléctrica (si resulta económico), o bien mantener un factor de potencia constante para un funcionamiento fiable. A través de la LON, el regulador VAR/PF también puede repartir los factores de potencia en sistemas aislados, manteniendo cargas reactivas proporcionales (kVAR) en todas las máquinas con mucha mayor precisión que los sistemas de tensión por dispersión o por corriente cruzada.

VENTAJA

- Reducción del cableado entre el sincronizador, el regulador de carga y los reguladores de carga automática.
- Al estar las funciones integradas en la misma unidad se elimina la necesidad de sensores redundantes (como PT, CT y MOP) que se conectan a los módulos individuales, como el sensor de carga y el sincronizador.
- El Programador Portátil reduce el tiempo de instalación y calibración, al permitir al usuario configurar el regulador antes de poner en marcha el sistema.
- El Programador Portátil permite al operador llevar un seguimiento de los parámetros del generador, de los conmutadores de contacto y de la E/S analógica, lo que facilita la instalación y la solución de averías.
- Su instalación ocupa menos espacio

- Sincronizador y regulador de carga en una sola unidad
- Carga y descarga automática del generador para transferencia de carga sin perturbaciones
- Reparto de la carga isócrono con otras unidades equipadas con DSLCT
- Control de importación/exportación de procesos
- VAR o control del factor de potencia
- Cierre del bus inactivo
- Control preciso de formas de onda de generador no lineales y distorsionadas
- Red digital de comunicaciones para el intercambio de información entre controles
- Salida por conmutador de carga o desconector por inversión de corriente
- Homologaciones UL y cUL

- Elimina la necesidad de dispositivos lógicos de relé o de un PLC que controle el cierre del bus inactivo
- Las comunicaciones digitales a través de la LAN reducen la susceptibilidad al ruido en las líneas de reparto de la carga.
- El acoplamiento en derivación de la frecuencia de deslizamiento, la armonización de tensión y la conmutación de polarización de velocidad entre el sincronizador y el regulador de carga permite un acoplamiento en derivación fluido, sin el riesgo de desconexiones por inversión de corriente.
- La función sensora de potencia trifásica rms efectiva confiere al DSLC una gran precisión, incluso en casos de carga de fase desequilibrada y fluctuaciones de tensión.
- Permite repartir la carga con reguladores analógicos Woodward si se lo utiliza con el Módulo de interfaz de reparto de carga. Consulte información más detallada en el Manual Woodward N° 02031.

MODOS OPERATIVOS

Bus aislado El DSLC se comunica a través de su LON para repartir proporcionalmente las cargas reales y reactivas. La carga real (kW) se controla utilizando porcentajes de la carga plena de cada máquina, mientras que las cargas reactivas (kVAR) se reparten mediante factores de potencia armonizados. El DSLC mantiene una tensión y frecuencia de bus específicas durante el equilibrado de cargas.

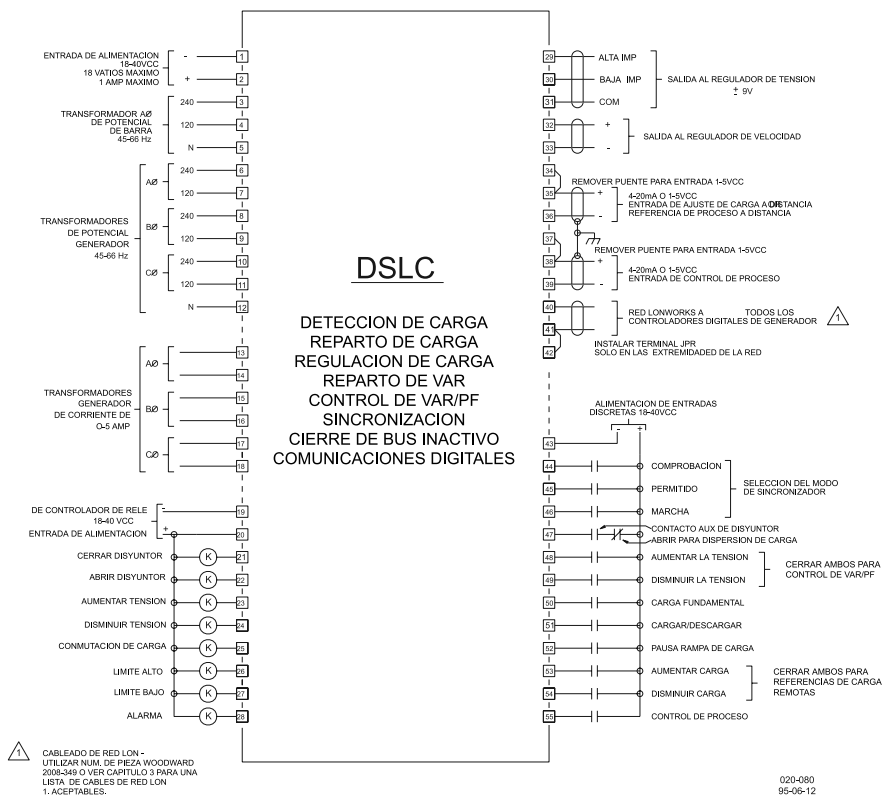
Acoplamiento en derivación con la central eléctrica El DSLC mide la carga real (kW) en el generador y ajusta el control de velocidad a una carga fundamental definida para controlar los procesos en un valor prefijado por el usuario y ajustable externamente. En su defecto, puede definir un nivel constante de importación/exportación utilizando un MSLC (Sincronizador y regulador de carga maestro). Asimismo, el DSLC puede medir y mantener una carga reactiva definida (kVAR), o bien un factor de potencia determinado por el usuario.

Transición entre modos El DSLC pasará de un modo a otro a una velocidad seleccionada por el usuario hasta que el regulador se encuentre dentro de un margen del 5% de su objetivo. Llegado a este punto, pasará a la regulación dinámica, que permite un cambio de modo operativo sin perturbaciones. Además, el DSLC cambia automáticamente su modo VAR/PF cuando el modo de carga real cambia a o desde el modo de reparto de carga de bus aislado. También es posible seleccionar un control manual de VAR/PF.

AJUSTES

El Programador portátil Woodward efectúa todos los ajustes con rapidez y facilidad, mediante los diez prácticos menús “de control”. El regulador guarda todos los valores prefijados en la memoria permanente, que no requiere pilas ni otras fuentes de energía para conservar los datos. El Programador portátil evita tener que manipular valores prefijados, aunque permite modificar en cualquier momento los parámetros.

- Menú 1 - Funciones del sincronizador
- Menú 2 - Funciones del regulador de carga
- Menú 3 - Funciones del regulador de proceso
- Menú 4 - Funciones de control de VAR/Factor de potencia
- Menú 5 - Configuración
- Menú 6 - Calibración
- Menú 7 - Parámetros del generador eléctrico
- Menú 8 - Monitor de estado del regulador
- Menú 9 - Vigilancia de entradas/salidas discretas
- Menú 0 - Diagnósticos



CONEXIONES DE CABLEADO TÍPICAS

DSLCL Diagrama de cableado para la configuración de equipo de conmutación WYE 120/240 V

ESPECIFICACIONES

ESPECIFICACIONES AMBIENTALES

Temperatura de servicio.....	-40 a +70 °C (-40 a +158 °F)
Temperatura de almacenamiento	-55 a +105 °C (-67 a +221 °F)
Humedad	95% a 38 °C
Susceptibilidad electromagnética	ANSI/IEEE C37.90.2; ANSI C37.90.1-1989
Sacudida mecánica	US MIL-STD 810C, Método 516.2, Procedimientos I, II, V
Vibraciones	US MIL-STD 167, Tipo I

ESPECIFICACIONES ELÉCTRICAS

Entrada de alimentación del regulador

En servicio	8-32 VCC (mínimo de 10 VCC, 1,8 A máx, o máximo 77 VCC durante hasta 5 minutos)
Inversa	56 VCC
Carga total	18 W, 1 A máx.

Entradas de detección de tensión

Tensión:

Configuración Wye PT 120 VCA entrada (L-N)	65-150 VCA, terminales 4-5, 7-12, 9-12 y 11-12
Configuración Wye PT 240 VCA entrada (L-N)	150-300 VCA, terminales 3-5, 6-12, 8-12 10 y 11-12
Configuración Open Delta PT 120 VCA	65-150 VCA, terminales 3-5, 6-8, 8-10 y 10-6
Configuración Open Delta PT 240 VCA	150-300 VCA, terminales 3-5, 6-8, 8-10 y 10-6
Fases	Bus generador trifásico, bus en paralelo monofásico
Frecuencia	45-66 Hz
Carga total	Menos de 0,1 VA por fase
Exactitud	0,1% de la escala natural

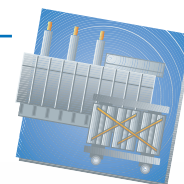
Entradas de corriente

Corriente	0-5 A rms
Frecuencia	45 a 66 Hz
Carga total	Menos de 0,1 VA por fase
Exactitud	0,1% de la escala natural
Fases	Bus generador trifásico
Entradas discretas	18-40 VCC @ 10 mA
Salidas del controlador de relé	18-40 VCC @ 200 mA en disipación
Entradas analógicas	4-20 mA @ 243Ω ó 1-5 VCC @ 10kΩ
Red operativa local (LON)	Echelon® LonWorks™ Technology, protocolo estándar, 1,25 MBPS
Puerto de calibración y diagnósticos	RS422

HOMOLOGACIONES

UL/cUL	Homologado

4 Transformers



Contents	Page
Introduction	4/2
Product Range	4/3
Electrical Design	4/4–4/5
Transformer Loss Evaluation	4/6–4/7
Mechanical Design	4/8
Connection Systems	4/9–4/10
Accessories and Protective Devices	4/11–4/12

Contents	Page
Technical Data Distribution Transformers	4/13–4/17
Technical Data Power Transformers	4/18–4/23
On-load Tap Changers	4/24
Cast-resin Dry-type Transformers, GEAFOL	4/25–4/28
Technical Data GEAFOL Cast-resin Dry-type Transformers	4/29–4/32
Special Transformers and Reactors	4/33–4/34

Introduction

Transformers are one of the primary components for the transmission and distribution of electrical energy. Their design results mainly from the range of application, the construction, the rated power and the voltage level.

The scope of transformer types starts with generator transformers and ends with distribution transformers.

Transformers which are directly connected to the generator of the power station are called generator transformers. Their power range goes up to far above 1000 MVA. Their voltage range extends to approx. 1500 kV.

The connection between the different high-voltage system levels is made via network transformers (network interconnecting transformers). Their power range exceeds 1000 MVA. The voltage range exceeds 1500 kV.

Distribution transformers are within the range from 50 to 2500 kVA and max. 36 kV. In the last step, they distribute the electrical energy to the consumers by feeding from the high-voltage into the low-voltage distribution network. These are designed either as liquid-filled or as dry-type transformers.

Transformers with a rated power up to 2.5 MVA and a voltage up to 36 kV are referred to as distribution transformers; all transformers of higher ratings are classified as power transformers.

In addition, there are various special-purpose transformers such as converter transformers, which can be both in the range of power transformers and in the range of distribution transformers as far as rated power and rated voltage are concerned.

As special elements for network stabilization, arc-suppression coils and compensating reactors are available. Arc-suppression coils compensate the capacitive current flowing through a ground fault and thus guarantee uninterrupted energy supply. Compensating reactors compensate the capacitive power of the cable networks and reduce overvoltages in case of load rejection; the economic efficiency and stability of the power transmission are improved.

The general overview of our manufacturing/delivery program is shown in the table "Product Range".

	Rated power [MVA]	Max. operating voltage [kV]	Figs. on page
Oil distribution transformers	0.05–2.5	≤ 36	4/13–4/17
Power transformers	2.5–3000	36–1500	4/18–4/23
GEAFOL-cast-resin transformers	0.10–20	≤ 36	4/29–4/32

Fig. 1: Transformer types

Standards and specifications, general

The transformers comply with the relevant VDE specifications, i.e. DIN VDE 0532 "Transformers and reactors" and the "Technical conditions of supply for three-phase transformers" issued by VDEW and ZVEI.

Therefore they also satisfy the requirements of IEC Publication 76, Parts 1 to 5 together with the standards and specifications (HD and EN) of the European Union (EU).

Enquiries should be directed to the manufacturer where other standards and specifications are concerned. Only the US (ANSI/NEMA) and Canadian (CSA) standards differ from IEC by any substantial degree, however, a design according to these standards is also possible.

Important additional standards

- DIN 42 500, HD 428: oil-immersed three-phase distribution transformers 50–2500 kVA
- DIN 42 504: oil-immersed three-phase transformers 2–10 MVA
- DIN 42 508: oil-immersed three-phase transformers 12.5–80 MVA
- DIN 42 523, HD 538: three-phase dry-type transformers 100–2500 kVA
- DIN 45 635 T30: noise level
- IEC 289: reactance coils and neutral grounding transformers
- IEC 551: measurement of noise level
- IEC 726: dry-type transformers
- RAL: coating/varnish

Electrical Design

Power ratings and type of cooling

All power ratings in this guide are the product of rated voltage (times phase-factor for three-phase transformers) and rated current of the line side winding (at center tap, if several taps are provided), expressed in kVA or MVA, as defined in IEC 76-1. If only one power rating and no cooling method are shown, natural oil-air cooling (ONAN or OA) is implied for oil-immersed transformers. If two ratings are shown, forced-air cooling (ONAF or FA) in one or two steps is applicable.

For cast resin transformers, natural air cooling (AN) is standard. Forced air cooling (AF) is also applicable.

Temperature rise

In accordance with IEC-76 the standard temperature rise for oil-immersed power and distribution transformers is:

- 65 K average winding temperature (measured by the resistance method)
- 60 K top oil temperature (measured by thermometer)

The standard temperature rise for Siemens cast-resin transformers is

- 100 K (insulation class F) at HV and LV winding.

Whereby the standard ambient temperatures are defined as follows:

- 40 °C maximum temperature,
- 30 °C average on any one day,
- 20 °C average in any one year,
- -25 °C lowest temperature outdoors,
- -5 °C lowest temperature indoors.

Higher ambient temperatures require a corresponding reduction in temperature rise, and thus affect price or rated power as follows:

- 1.5% surcharge for each 1 K above standard temperature conditions, or
- 1.0% reduction of rated power for each 1 K above standard temperature conditions.

These adjustment factors are applicable up to 15 K above standard temperature conditions.

Altitude of installation

The transformers are suitable for operation at altitudes up to 1000 meters above sea level. Site altitudes above 1000 m necessitate the use of special designs and an increase/or a reduction of the transformer ratings as follows (approximate values):

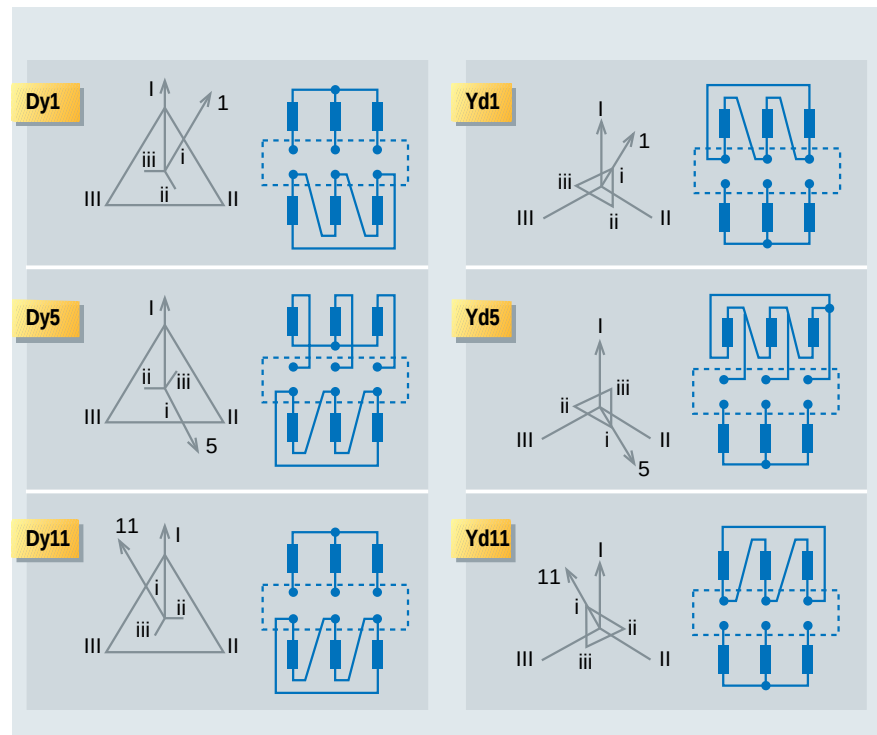


Fig. 3: Most commonly used vector groups

- 2% increase for every 500 m altitude (or part thereof) in excess of 1000 m, or
- 2% reduction of rated power for each 500 m altitude (or part thereof) in excess of 1000 m.

Transformer losses and efficiencies

Losses and efficiencies stated in this guide are average values for guidance only. They are applicable if no loss evaluation figure is stated in the inquiry (see following chapter) and they are subject to the tolerances stated in IEC 76-1, namely +10% of the total losses, or +15% of each component loss, provided that the tolerance for the total losses is not exceeded.

If optimized and/or guaranteed losses without tolerances are required, this must be stated in the inquiry.

Connections and vector groups

Distribution transformers

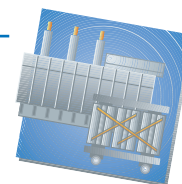
The transformers listed in this guide are all three-phase transformers with one set of windings connected in star (wye) and the other one in delta, whereby the neutral of the star-connected winding is fully rated and brought to the outside.

The primary winding (HV) is normally connected in delta, the secondary winding (LV) in wye. The electrical offset of the windings in respect to each other is either 30, 150 or 330 degrees standard (Dy1, Dy5, Dy11). Other vector groups as well as single-phase transformers and autotransformers on request (Fig. 3).

Power transformers

Generator transformers and large power transformers are usually connected in Yd. For HV windings higher than 110 kV, the neutral has a reduced insulation level. For star/star-connected transformers and autotransformers normally a tertiary winding in delta, whose rating is a third of that of the transformer, has to be added. This stabilizes the phase-to phase voltages in the case of an unbalanced load and prevents the displacement of the neutral point.

Single-phase transformers and autotransformers are used when the transportation possibilities are limited. They will be connected at site to three-phase transformer banks.



Electrical Design

Insulation level

Power-frequency withstand voltages and lightning-impulse withstand voltages are in accordance with IEC 76-3, Para. 5, Table II, as follows:

Highest voltage for equipment U_m (r. m. s.)	Rated short-duration power-frequency withstand voltage (r. m. s.)	Rated lightning-impulse withstand voltage (peak)	
[kV]	[kV]	List 1 [kV]	List 2 [kV]
≤ 1.1	3	–	–
3.6	10	20	40
7.2	20	40	60
12.0	28	60	75
17.5	38	75	95
24.0	50	95	125
36.0	70	145	170
52.0	95	250	
72.5	140	325	
123.0	185	450	
	230	550	
145.0	275	650	
	325	750	
170.0	360	850	
	395	950	

Higher test voltage withstand requirements must be stated in the inquiry and may result in a higher price.

Fig. 4: Insulation level

Conversion to 60 Hz – possibilities

All ratings in the selection tables of this guide are based on 50 Hz operation. For 60 Hz operation, the following options apply:

- 1. Rated power and impedance voltage are increased by 10%, all other parameters remain identical.
- 2. Rated power increases by 20%, but no-load losses increase by 30% and noise level increases by 3 dB, all other parameters remain identical (this layout is not possible for cast-resin transformers).
- 3. All technical data remain identical, price is reduced by 5%.
- 4. Temperature rise is reduced by 10 K, load losses are reduced by 15%, all other parameters remain identical.

Overloading

Overloading of Siemens transformers is guided by the relevant IEC-354 "Loading guide for oil-immersed transformers" and the (similar) ANSI C57.92 "Guide for loading mineral-oil-immersed power transformers".

Overloading of GEAFOIL cast-resin transformers on request.

Routine and special tests

All transformers are subjected to the following routine tests in the factory:

- Measurement of winding resistance
- Measurement of voltage ratio and check of polarity or vector group
- Measurement of impedance voltage
- Measurement of load loss
- Measurement of no-load loss and no-load current
- Induced overvoltage withstand test
- Separate-source voltage withstand test
- Partial discharge test (only GEAFOIL cast-resin transformers).

The following special tests are optional and must be specified in the inquiry:

- Lightning-impulse voltage test (LI test), full-wave and chopped-wave (specify)
- Partial discharge test
- Heat-run test at natural or forced cooling (specify)
- Noise level test
- Short-circuit test.

Test certificates are issued for all the above tests on request.

Transformer cell (indoor installation)

The transformer cell must have the necessary electrical clearances when an open air connection is used. The ventilation system must be large enough to fulfill the recommendations for the maximum temperatures according to IEC.

For larger power transformers either an oil/water cooling system has to be used or the oil/air cooler (radiator bank) has to be installed outside the transformer cell.

In these cases a ventilation system has to be installed also to remove the heat caused by the convection of the transformer tank.

Transformer Loss Evaluation

The sharply increased cost of electrical energy has made it almost mandatory for buyers of electrical machinery to carefully evaluate the inherent losses of these items. In case of distribution and power transformers, which operate continuously and most frequently in loaded condition, this is especially important. As an example, the added cost of loss-optimized transformers can in most cases be recovered via savings in energy use in less than three years.

Low-loss transformers use more and better materials for their construction and thus initially cost more. By stipulating loss evaluation figures in the transformer inquiry, the manufacturer receives the necessary incentive to provide a loss-optimized transformer rather than the low-cost model.

Detailed loss evaluation methods for transformers have been developed and are described accurately in the literature, taking the project-specific evaluation factors of a given customer into account.

The following simplified method for a quick evaluation of different quoted transformer losses is given, making the following assumptions:

- The transformers are operated continuously
- The transformers operate at partial load, but this partial load is constant
- Additional cost and inflation factors are not considered
- Demand charges are based on 100% load.

The total cost of owning and operating a transformer for one year is thus defined as follows:

- A. Capital cost C_c taking into account the purchase price C_p , the interest rate p , and the depreciation period n
- B. Cost of no-load loss C_{P_0} , based on the no-load loss P_0 , and energy cost C_e
- C. Cost of load loss C_{P_k} , based on the copper loss P_k , the equivalent annual load factor α , and energy cost C_e
- D. Demand charges C_d , based in the amount set by the utility, and the total kW of connected load.

These individual costs are calculated as follows:

A. Capital cost

$$C_c = \frac{C_p \cdot r}{100} \left[\frac{\text{amount}}{\text{year}} \right]$$

C_p = purchase price

$r = \frac{p \cdot q^n}{q^n - 1}$ = depreciation factor

$q = \frac{p}{100}$ = interest factor

p = interest rate in % p.a.
 n = depreciation period in years

B. Cost of no-load loss

$$C_{P_0} = C_e \cdot 8760 \text{ h/year} \cdot P_0 \left[\frac{\text{amount}}{\text{year}} \right]$$

C_e = energy charges $\left[\frac{\text{amount}}{\text{kWh}} \right]$

P_0 = no-load loss [kW]

C. Cost of load loss

$$C_{P_k} = C_e \cdot 8760 \text{ h/year} \cdot \alpha^2 \cdot P_k \left[\frac{\text{amount}}{\text{year}} \right]$$

α = $\frac{\text{constant operation load}}{\text{rated load}}$

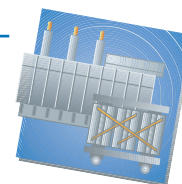
P_k = copper loss [kW]

D. Cost resulting from demands charges

$$C_D = C_d (P_0 + P_k) \left[\frac{\text{amount}}{\text{year}} \right]$$

C_d = demand charges $\left[\frac{\text{amount}}{\text{kW} \cdot \text{year}} \right]$

Fig. 5



Transformer Loss Evaluation

To demonstrate the usefulness of such calculations, the following arbitrary examples are shown, using factors that can be considered typical in Germany, and neglecting the effects of inflation on the rate assumed:

Example: 1600 kVA distribution transformer

Depreciation period	$n = 20$ years	$\left. \begin{array}{l} n = 20 \text{ years} \\ p = 12\% \text{ p. a.} \end{array} \right\} \text{Depreciation factor}$
Interest rate	$p = 12\% \text{ p. a.}$	
Energy charge	$C_e = 0.25 \text{ DM/kWh}$	$r = 13.39$
Demand charge	$C_d = 350 \frac{\text{DM}}{\text{kW} \cdot \text{yr}}$	
Equivalent annual load factor	$\alpha = 0.8$	

A. Low-cost transformer

$P_0 = 2.6 \text{ kW}$	no-load loss
$P_k = 20 \text{ kW}$	load loss
$C_p = \text{DM } 25\,000$	purchase price

$$C_c = \frac{25000 \cdot 13.39}{100}$$

$$= \text{DM } 3348/\text{year}$$

$$C_{P0} = 0.25 \cdot 8760 \cdot 2.6$$

$$= \text{DM } 5694/\text{year}$$

$$C_{Pk} = 0.25 \cdot 8760 \cdot 0.64 \cdot 20$$

$$= \text{DM } 28\,032/\text{year}$$

$$C_D = 350 \cdot (2.6 + 20)$$

$$= \text{DM } 7910/\text{year}$$

Total cost of owning and operating this transformer is thus:
DM 44 984.-/year

B. Loss-optimized transformer

$P_0 = 1.7 \text{ kW}$	no-load loss
$P_k = 17 \text{ kW}$	load loss
$C_p = \text{DM } 28\,000$	purchase price

$$C_c = \frac{28000 \cdot 13.39}{100}$$

$$= \text{DM } 3749/\text{year}$$

$$C_{P0} = 0.25 \cdot 8760 \cdot 1.7$$

$$= \text{DM } 3723/\text{year}$$

$$C_{Pk} = 0.25 \cdot 8760 \cdot 0.64 \cdot 17$$

$$= \text{DM } 23\,827/\text{year}$$

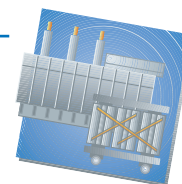
$$C_D = 350 \cdot (1.7 + 17)$$

$$= \text{DM } 6545/\text{year}$$

Total cost of owning and operating this transformer is thus:
DM 37 844.-/year

The energy saving of the optimized distribution transformer of **DM 7140 per year** pays for the increased purchase price in less than one year.

Fig. 6



Accessories and Protective Devices

Accessories not listed completely.
Deviations are possible.

Double-float Buchholz relay (Fig. 16)

For sudden pressure rise and gas detection in oil-immersed transformer tanks with conservator. Installed in the connecting pipe between tank and conservator and responding to internal arcing faults and slow decomposition of insulating materials. Additionally, backup function of oil alarm.

The relay is actuated either by pressure waves or gas accumulation, or by loss of oil below the relay level. Separate contacts are installed for alarm and tripping.

In case of a gas accumulation alarm, gas samples can be drawn directly at the relay with a small chemical testing kit. Discoloring of two liquids indicates either arcing by products or insulation decomposition products in the oil. No change in color indicates an air bubble.



Fig. 16: Double-float Buchholz relay

Dial-type contact thermometer (Fig. 17)

Indicates actual top-oil temperature via capillary tube. Sensor mounted in well in tank cover. Up to four separately adjustable alarm contacts and one maximum pointer are available. Installed to be readable from the ground.

With the addition of a CT-fed thermal replica circuit, the simulated hot-spot winding temperature of one or more phases can be indicated on identical thermometers. These instruments can also be used to control forced cooling equipment.



Fig. 17: Dial-type contact thermometer

Magnetic oil-level indicator (Fig. 18)

The float position inside of the conservator is transmitted magnetically through the tank wall to the indicator to preserve the tank sealing standard device without contacts; devices supplied with limit (position) switches for high- and low-level alarm are available. Readable from the ground.



Fig. 18: Magnetic oil-level indicator

Accessories and Protective Devices



Fig. 19: Protective device for hermetically sealed transformers (TUMETIC)



Fig. 20: Pressure relief device with alarm contact and automatic resetting

Protective device (Fig. 19) for hermetically sealed transformers (TUMETIC)

For use on hermetically sealed TUMETIC distribution transformers. Gives alarm upon loss of oil and gas accumulation. Mounted directly at the (permanently sealed) filler pipe of these transformers.

Pressure relief device (Fig. 20)

Relieves abnormally high internal pressure shock waves. Easily visible operation pointer and alarm contact. Reseals positively after operation and continues to function without operator action.

Dehydrating breather (Fig. 21, 22)

A dehydrating breather removes most of the moisture from the air which is drawn into the conservator as the transformer cools down. The absence of moisture in the air largely eliminates any reduction in the breakdown strength of the insulation and prevents any buildup of condensation in the conservator. Therefore, the dehydrating breather contributes to safe and reliable operation of the transformer.

Bushing current transformer

Up to three ring-type current transformers per phase can be installed in power transformers on the upper and lower voltage side. These multiratio CTs are supplied in all common accuracy and burden ratings for metering and protection. Their secondary terminals are brought out to short-circuiting-type terminal blocks in watertight terminal boxes.

Additional accessories

Besides the standard accessories and protective devices there are additional items available, especially for large power transformers. They will be offered and installed on request.

Examples are:

- Fiber-optic temperature measurements
- Permanent gas-in-oil analysis
- Permanent water-content measurement
- Sudden pressure rise relay, etc.



Fig. 21: Dehydrating breather A DIN 42 567 up to 5 MVA



Fig. 22: Dehydrating breather L DIN 42 562 over 5 MVA

Power Transformers – General

Oil-immersed three-phase power transformers with off- and on-load tap changers

Cooling methods

Transformers up to 10 MVA are designed for ONAN cooling.

By adding fans to these transformers, the rating can be increased by 25%.

However, in general it is more economical to select higher ONAN ratings rather than to add fans.

Transformers larger than 10 MVA are designed with ONAN/ONAF cooling.

Explanation of cooling methods:

- ONAN: Oil-natural, air-natural cooling
- ONAF: Oil-natural, air-forced cooling (in one or two steps)

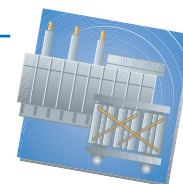
The arrangement with the attached radiators, as shown in the illustrations, is the preferred design. However, other arrangements of the cooling equipment are also possible.

Depending on transportation possibilities the bushings, radiators and expansion tank have to be removed. If necessary, the oil has to be drained and shipped separately.

Rated power [MVA]	HV range [kV]	Type of tap changer	Figure/ page
3.15 to 10	25 to 123	off-load	Fig. 31, page 4/19
3.15 to 10	25 to 123	on-load	Fig. 33, page 4/20
10/16 to 20/31.5	up to 36	off-load	Fig. 35, page 4/21
10/16 to 20/31.5	up to 36	on-load	Fig. 38, page 4/22
10/16 to 63/100	72.5 to 145	on-load	Fig. 41, page 4/23

Note: Off-load tap changers are designed to be operated de-energized only.

Fig. 30: Types of power transformers



Power Transformers – Selection Tables

Technical Data, Dimensions and Weights

Oil-immersed three-phase power transformers with off-load tap changer

3 150–10 000 kVA,

HV rating: up to 123 kV

- Taps on HV side: $\pm 2 \times 2.5\%$
- Rated frequency: 50 Hz
- Impedance voltage: 6-10 %
- Connection: HV winding: star-delta connection alternatively available up to 24 kV
LV winding: star or delta

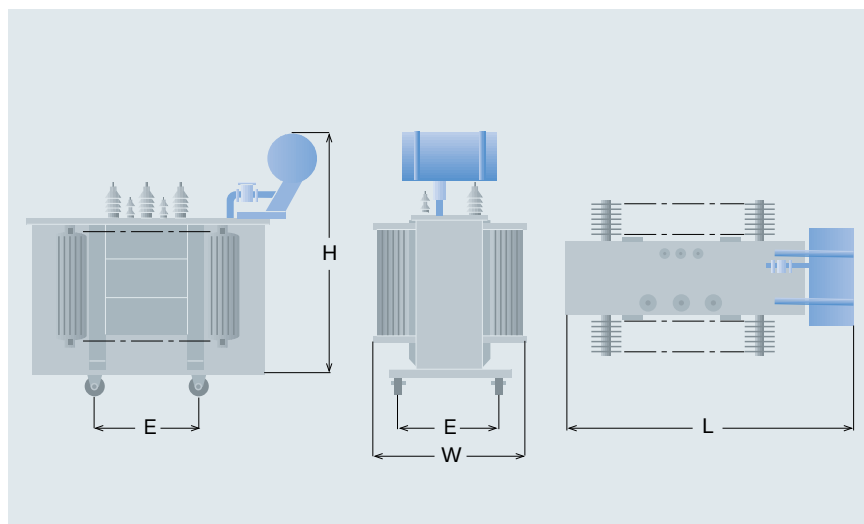


Fig. 31

Rated power [kVA] ONAN	HV rating [kV]	LV rating [kV]	No-load loss [kW]	Load loss at 75 °C [kW]	Total weight [kg]	Oil weight [kg]	Dimensions L/W/H [mm]	E [mm]
3150	6.1–36	3–24	4.6	28	7 200	1600	2800/1850/2870	1070
4000	7.8–36	3–24	5.5	33	8400	1900	3200/2170/2940	1070
	50–72.5	3–24	6.8	35	10 800	3100	3100/2300/3630	1070
5000	9.5–36	4–24	6.5	38	9 800	2300	2550/2510/3020	1070
	50–72.5	4–24	8.0	41	12 200	3300	3150/2490/3730	1070
	90–123	5–36	9.8	46	17 500	6300	4560/2200/4540	1505
6300	12.2–36	5–24	7.7	45	11 700	2500	2550/2840/3200	1505
	50–72.5	5–24	9.3	48	13 600	3700	3200/2690/3080	1505
	90–123	5–36	11.0	53	18 900	6600	4780/2600/4540	1505
8000	12.2–36	5–24	9.4	54	14 000	3300	2580/2770/3530	1505
	50–72.5	5–24	11.0	56	15 900	4200	3250/2850/4000	1505
	90–123	5–36	12.5	62	21 500	7300	4880/2630/4590	1505
10 000	15.2–36	6–24	11.0	63	16 600	3900	2670/2900/3720	1505
	50–72.5	6–24	12.5	65	18 200	4700	4060/2750/4170	1505
	90–123	5–36	14.0	72	25 000	8600	4970/2900/4810	1505

Fig. 32

Power Transformers – Selection Tables

Technical Data, Dimensions and Weights

Oil-immersed three-phase power transformers with on-load tap changer
3 150–10 000 kVA,
HV rating: up to 123 kV

- Taps on HV side: $\pm 16\%$ in ± 8 steps of 2%
- Rated frequency: 50 Hz
- Impedance voltage: 6–10 %
- Connection: HV winding: star
LV winding: star or delta

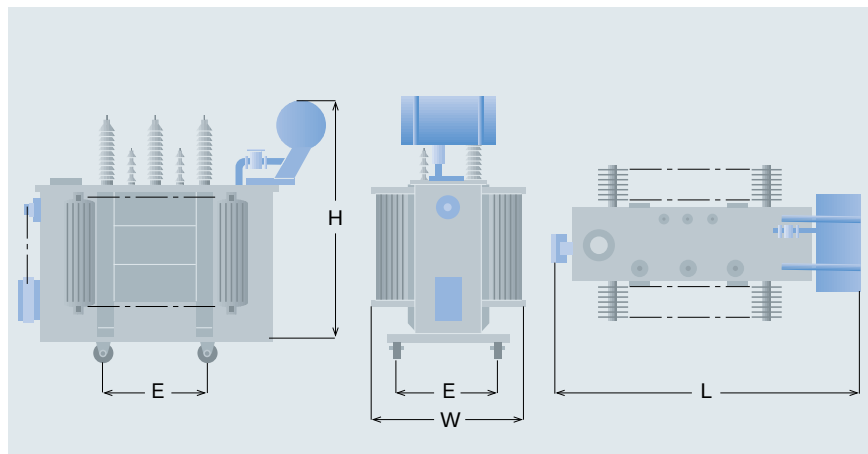
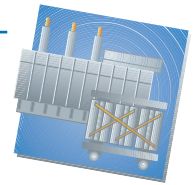


Fig. 33

Rated power [kVA] ONAN	HV rating [kV]	LV rating [kV]	No-load loss kW	Load loss at 75 °C [kW]	Total weight [kg]	Oil weight [kg]	Dimensions L/W/H [mm]	E [mm]
3150	10.9–36	3–24	4.8	29	9100	2300	3400/2300/2900	1070
4000	9.2–36	3–24	5.8	35	10300	2600	3500/2700/3000	1070
	50–72.5	4–24	7.1	37	13700	4100	4150/2350/3600	1070
5000	11.5–36	4–24	6.8	40	12300	3100	3600/2400/3200	1070
	50–72.5	5–24	8.4	43	15200	4500	4200/2700/3700	1070
	90–123	5–36	9.8	49	21800	8000	5300/2700/4650	1505
6300	14.4–36	5–24	8.1	47	14000	3600	3700/2700/3300	1505
	50–72.5	5–24	9.8	50	17000	5000	4300/2900/3850	1505
	90–123	5–36	11.5	56	23000	8500	5600/2900/4650	1505
8000	18.3–36	5–24	9.9	57	17000	4500	3850/2500/3500	1505
	50–72.5	5–24	11.5	59	19700	6000	4600/2800/4050	1505
	90–123	5–36	13.1	65	25500	9000	5650/2950/4650	1505
10000	22.9–36	6–24	11.5	66	20000	5200	4400/2600/3650	1505
	50–72.5	6–24	13.1	68	22500	6500	5200/2850/4100	1505
	90–123	5–36	14.7	76	29500	10250	5750/2950/4700	1505

Fig. 34

Cast-resin Dry-type Transformers, GEAFOLE



Standards and regulations

GEAFOLE® cast-resin dry-type transformers comply with IEC recommendation No. 726, CENELEC HD 464, HD 538 and DIN 42 523.

Advantages and applications

GEAFOLE distribution and power transformers in ratings from 100 to more than 20 000 kVA and LI values up to 170 kV are full substitutes for oil-immersed transformers with comparable electrical and mechanical data.

GEAFOLE transformers are designed for indoor installation close to their point of use at the center of the major consumers.

They only make use of flame-retardant inorganic insulating materials which free these transformers from all restrictions that apply to oil-filled electrical equipment, such as oil-collecting pits, fire walls, fire-extinguishing equipment, etc. GEAFOLE transformers are installed wherever oil-filled units cannot be used: inside buildings, in tunnels, on ships, cranes and offshore platforms, in ground-water catchment areas, in food processing plants, etc. Often they are combined with their primary and secondary switchgear and distribution boards into compact substations that are installed directly at their point of use. As thyristor-converter transformers for variable speed drives they can be installed together with the converters at the drive

location. This reduces civil works, cable costs, transmission losses, and installation costs.

GEAFOLE transformers are fully LI-rated. They have similar noise levels as comparable oil-filled transformers. Taking the above indirect cost reductions into account, they are also frequently cost-competitive. By virtue of their design, GEAFOLE transformers are completely maintenance-free for their lifetime.

GEAFOLE transformers have been in successful service since 1965. A lot of licenses have been granted to major manufactures throughout the world since.

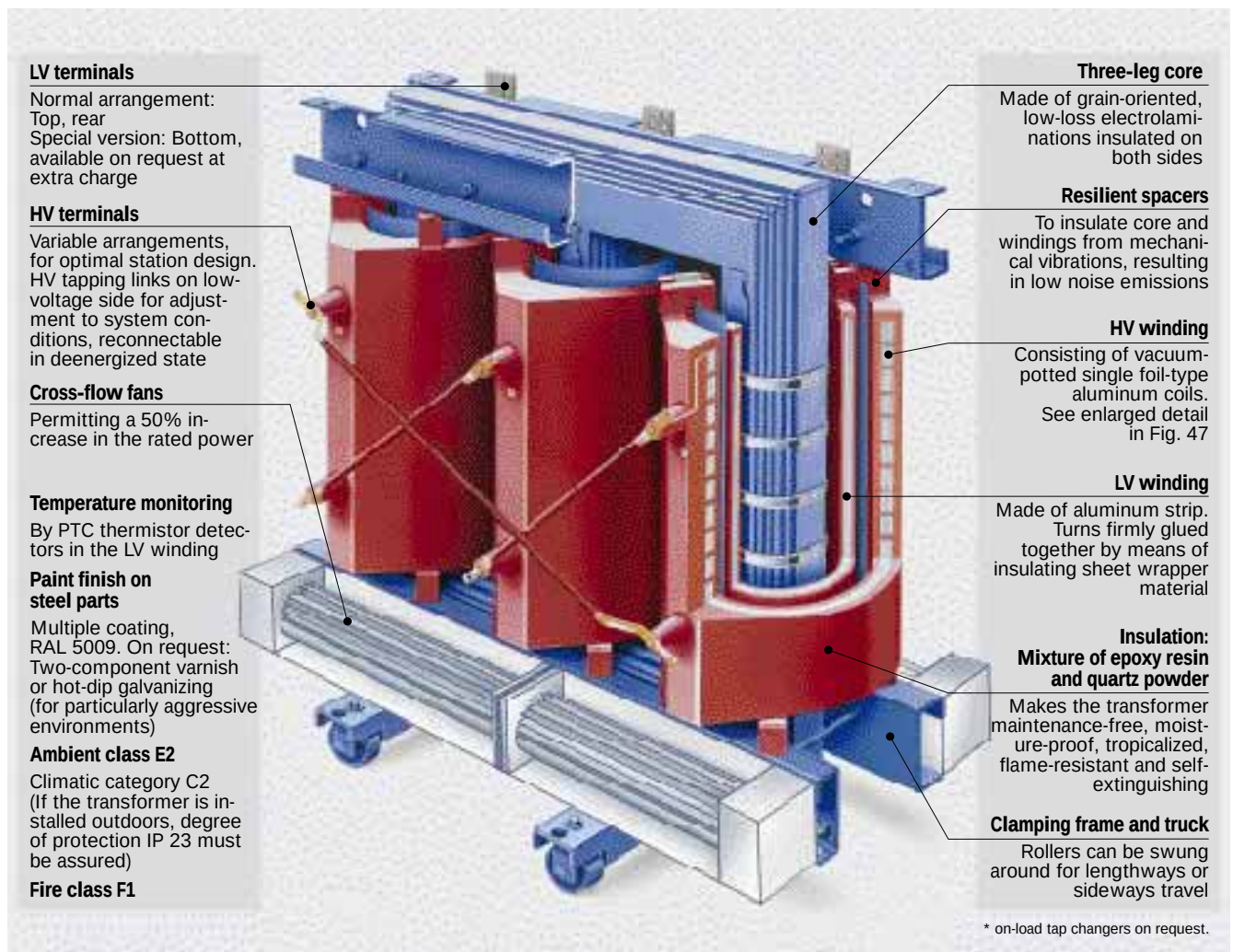


Fig. 46: GEAFOLE cast-resin dry-type transformer



SEL-387A Current Differential and Overcurrent Relay

Two-Winding Current Differential Protection



The SEL-387A Relay provides a competitive edge through lowered costs and enhanced features for two-winding transformer protection, monitoring, and control.

Major Features and Benefits

■ Protection

Protect important two-winding power transformers using a combination of single- or dual-slope percentage differential characteristic, overcurrent protection, and optional two-element Restricted Earth Fault (REF) protection.

■ Monitoring

Simplify fault and system disturbance analysis with event reports and the Sequential Events Recorder (SER). Use breaker contact wear and substation battery voltage monitors to efficiently dispatch maintenance resources. Monitor critical operating temperatures using the SEL-2600 RTD Module.

■ Control

Locally control relay operation and initiate or block automation sequences from remote sites or control systems.

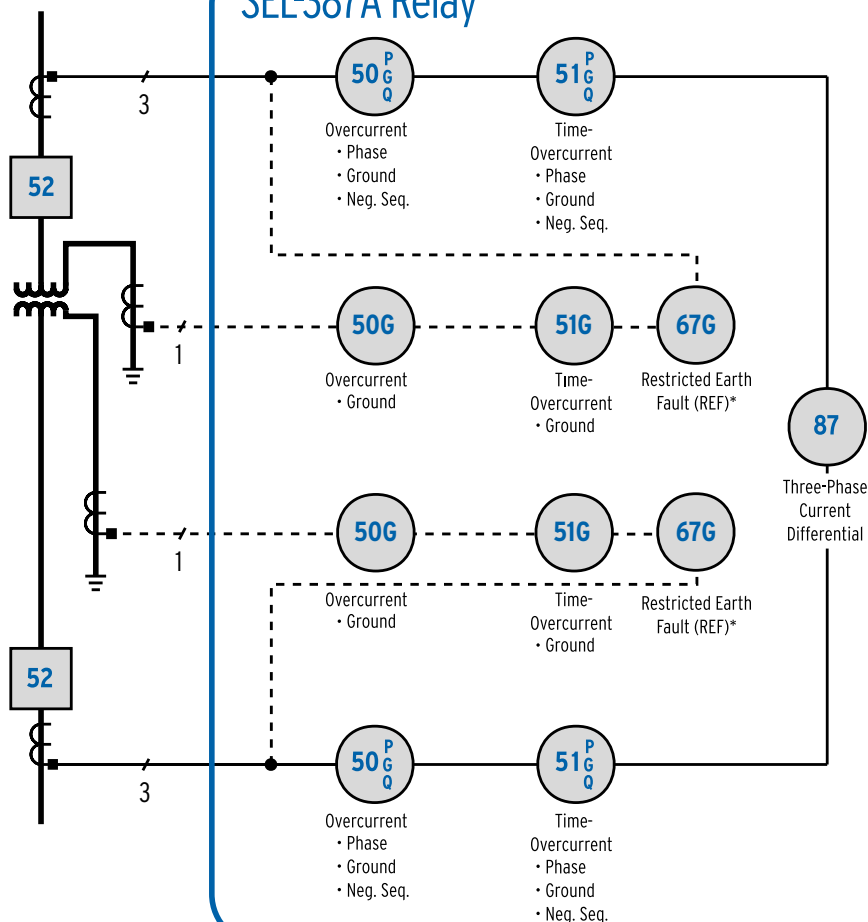
■ Integration and Automation

Reduce total project costs through remote communications capabilities and elimination of external control switches and indicating lamps. Use remote communications capabilities for control, monitoring, and alarm purposes.

Making Electric Power Safer, More Reliable, and More Economical

SEL-387A Relay

Functional Overview



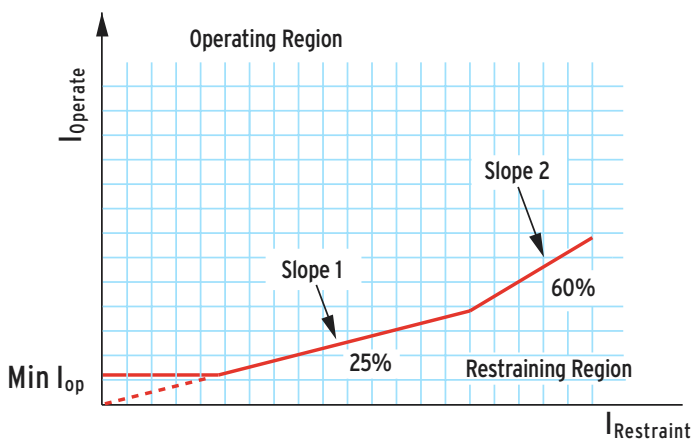
- SELogic® Control Equations
- Event Reports
- Sequential Events Recorder
- Breaker Wear Monitor
- Station Battery Monitor
- ASCII, Binary, and Distributed Port Switch Communication
- Remote and Local Control Switches
- Phase, Ground, Neg. Seq., Differential, and Harmonic Metering
- Restrained and Unrestrained Differential Elements
- Second- and Fourth-Harmonic Blocking or Restraint
- Fifth-Harmonic and DC Blocking
- CT and Transformer Connection Compensation
- Temperature Metering
- Two Restricted Earth Fault Elements*
- Additional I/O*
- DNP 3.00 Level 2 Slave Protocol*

*Optional Functions

387AF0V 020315

Differential Protection

The SEL-387A Relay has three differential elements. These elements use operate and restraint quantities calculated from the two winding input currents. Set the differential elements with either a single- or dual-slope percentage differential characteristic, as shown below.



The SEL-387A Relay provides security against conditions resulting from both system and transformer events that can cause relay misoperation. Use the fifth-harmonic element to prevent relay misoperation during allowable overexcitation conditions. Even harmonic elements (the second and fourth harmonics) provide security against inrush currents during transformer energization, complemented by the dc element, which measures the dc offset. The even harmonic elements offer the choice between harmonic blocking and harmonic restraint. In the blocking mode, select either blocking on an independent phase basis or on a common basis, as per application and philosophy. The second-, fourth-, and fifth-harmonic thresholds are set independently, and the dc blocking and harmonic restraint features are independently enabled.

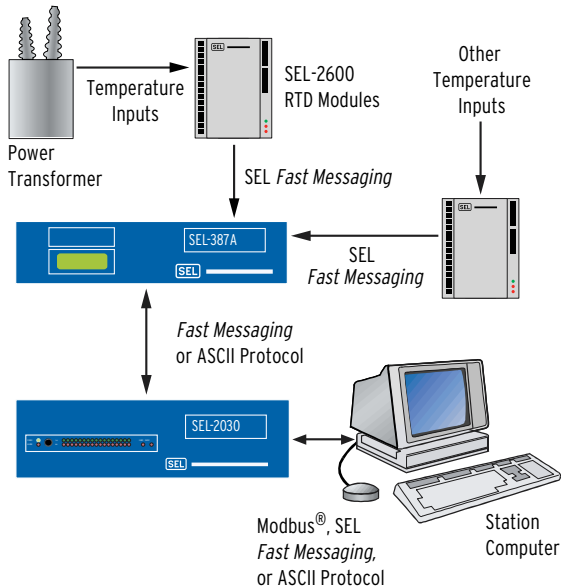
Overcurrent Protection

Each set of three-phase current input terminals has phase, negative-sequence, and residual overcurrent elements. Each set includes definite-time, instantaneous, and inverse-time overcurrent elements as standard. Neutral inputs are optional. All definite-time and inverse-time elements are torque-controlled.

Restricted Earth Fault Protection

The Restricted Earth Fault (REF) function compares the directions of neutral current and winding residual current for sensitive ground fault detection in grounded-wye or autotransformer-connected windings. The SEL-387A Relay has two optional REF elements.

Transformer Temperature Metering



Typical Functional Diagram for Collecting Temperature Data

Specify the SEL-387A Relay to provide temperature metering of a single three-phase transformer or three independent single-phase transformers using one or two SEL-2600 RTD Modules.

Metering and Alarm Functions

Primary Current: IA, IB, IC, IR, 3I2

- Instantaneous
- Demand
- Peak Demand
- Harmonic Spectrum (fundamental to fifteenth harmonic)

Secondary Current: IA, IB, IC, IR, 3I1, 3I2

- Instantaneous, with magnitude and angle

Differential Quantities: IOP, IRT, IF2, IF5

- Operate
- Restraint
- Second and fifth harmonics
- Time-delayed alarm threshold for fifth harmonic

Sequential Events Recorder (SER)

Use time-tagged sequential event messages recorded by the SEL-387A Relay to analyze the time relationships between assertion and deassertion of logical elements within the relay. Apply the relay with an SEL-2030 Communications Processor to quickly and automatically receive SER messages from the relay in an efficient binary format.

Enhanced Automation Elements

A convenient set of automation features reduces the need for external metering and control devices. Automation elements include 16 each of the following: local control switches, remote control switches, latch control switches, and local display points.



Local control switch elements provide the functionality of separately mounted switches without the cost burden of installing and documenting physical devices. You can use each of the 16 switches for a variety of purposes including inputs to internal relay logic and for operator-entered switch values to other devices or systems.

Remote control switch elements are set, cleared, and/or pulsed via serial port commands from remote systems or human-machine interfaces. Typical applications include control switches for SCADA operations such as trip, close, and settings group selection.

Use latch control switches to retain the status of logical element conditions, such as supervisory on/off selector switch positions, through a loss of dc power to the relay.

Display points provide 16 programmable messages for the front-panel liquid crystal display (LCD). Use SELogic® control equations to drive the LCD with any logical point in the relay.

Advanced SELogic Control Equations

Advanced SELogic control equations put relay logic in the hands of the protection engineer. Assign relay inputs to suit the application. Logically combine selected relay elements for various control functions, and assign outputs to logic functions. In addition to Boolean-type logic, 16 general-purpose SELogic control equation timers eliminate external timers for custom protection or control schemes. Each timer has independent time-delay pickup and dropout settings.



SEL-300G Generator Relay

Protect, Monitor, and Control Your Generator



*Apply the SEL-300G Relay
for comprehensive
protection and control of
small, medium, and large
generators.*

Major Features and Benefits

■ Protection

Apply phase and neutral overcurrent protection together with 100 percent stator ground fault detection. Specify optional unit differential and thermal monitoring for important machines. Use out-of-step, loss-of-excitation, overexcitation, frequency, and directional power elements for detection of abnormal operating conditions.

■ Control

Control relay operation and initiate or block automation sequences from remote or local control systems using serial port commands. Specify optional synchronism check function for supervision of paralleling operations.

■ Metering and Monitoring

Simplify fault and system disturbance analysis with oscillographic event reports and a sequential events recorder. Monitor real-time and accumulated off-nominal frequency, run-time hours, full-load hours, and other important quantities. Use breaker contact wear and substation battery voltage monitors to efficiently plan maintenance. Minimize separate metering devices by using voltage, current, power, power factor, and energy metering capabilities. Monitor up to 12 machine temperatures using the SEL-2600 RTD Module.

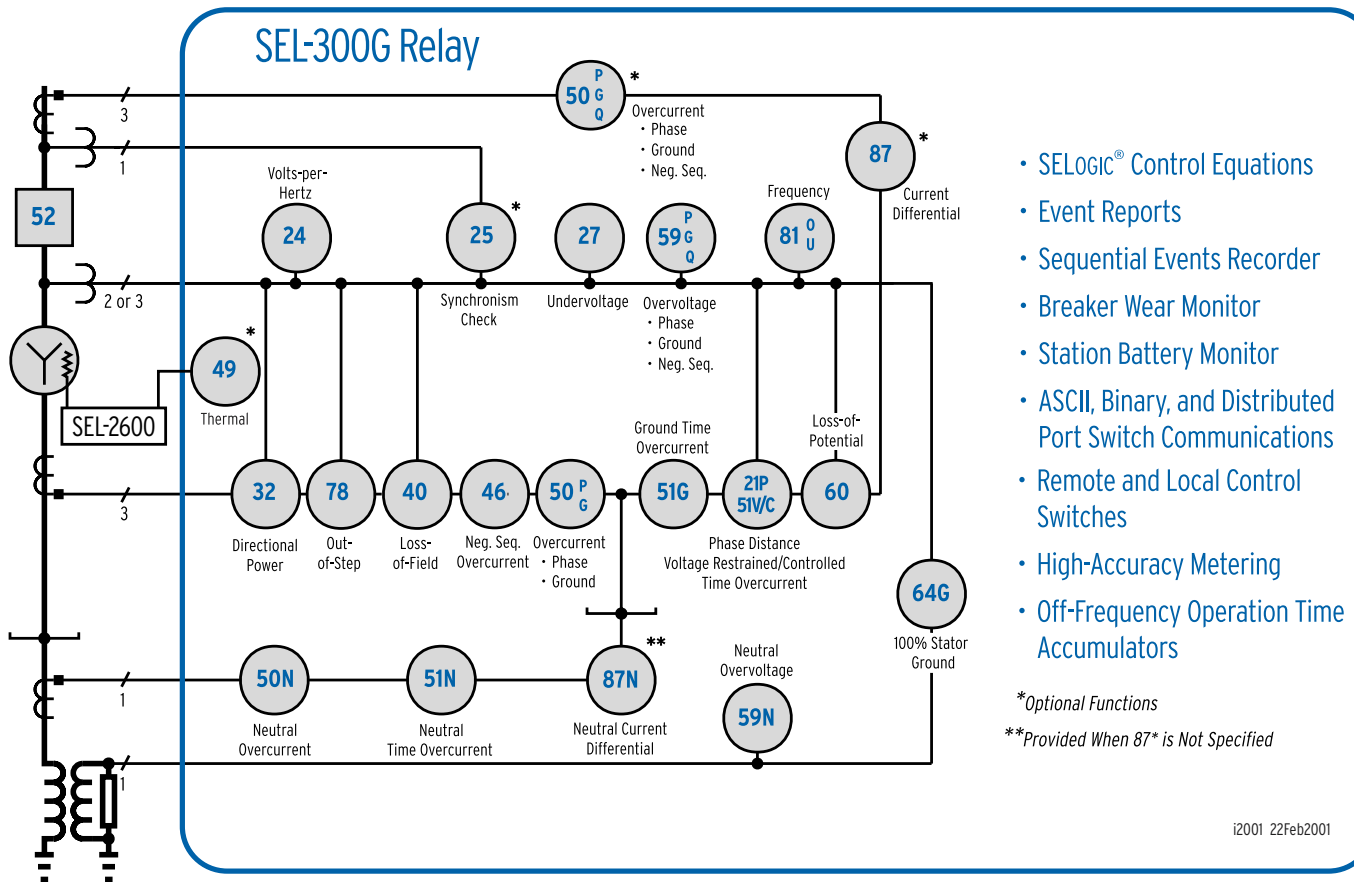
■ Automation

Use remote communications capabilities for control, monitoring, and alarm purposes.

Making Electric Power Safer, More Reliable, and More Economical

SEL-300G

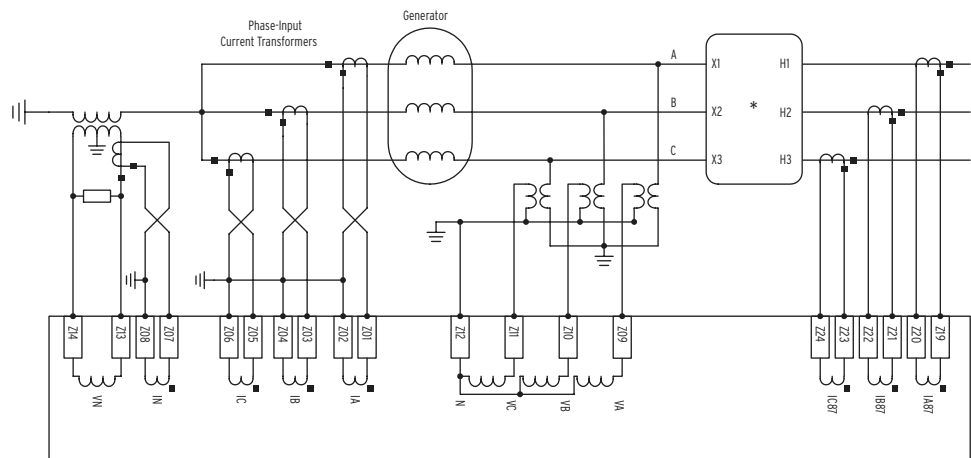
Functional Overview



Generator and Transformer Unit Differential Protection

When the differential protection zone includes a transformer, application flexibility in the SEL-300G Relay allows you to enable harmonic blocking for optimized unit protection.

Example: SEL-300G Relay protecting a high-impedance grounded generator. Transformer is included in the differential zone.



*Use relay settings TRCON and CTCON to compensate for transformer and CT connections, ratios.

DWG: M300G089

APÉNDICE C

ANEXOS

Método de Newton – Raphson	1
Teoría de cálculo de la corriente de cortocircuito	3
Corriente de cortocircuito en un ramal cualquiera de la red.	4
Fundamentos de Acústica.....	7
Introducción	7
Presión sonora.....	7
Medida objetiva del sonido.....	7
Medida subjetiva del sonido	7
Nivel sonoro	8
Nivel de contaminación sonora (LNP)	10
Nivel sonoro criterio	10
Absorción Acústica.....	10
Aislamiento Acústico	14
Índices para la evaluación del aislamiento según norma UNE-EN ISO	14
Determinación de las propiedades de un elemento constructivo	15
Caracterización del aislamiento mediante un único número.....	15
Método de cálculo detallado.....	16
Método de la Norma ISO 717/1.....	17
Método del algoritmo.....	17
Tipos de materiales.....	17
Determinación del aislamiento adicional	19

Método de Newton – Raphson

Para la resolución del sistema de ecuaciones por el método de Newton – Raphson se debe en primera instancia elegir las variables de estado.

- Para barras PQ se elige la magnitud de la tensión en la barra y su ángulo de fase asociado
- Para barras PV se elige el ángulo de fase y se considera la magnitud del voltaje fija
- Las barras slack tendrán especificados el valor de la magnitud de la tensión, así como también el ángulo de fase.

$$x = \begin{bmatrix} d \\ V \end{bmatrix} \text{ vector de estados} \quad x_0 = \begin{bmatrix} d_o \\ V_o \end{bmatrix} \text{ condiciones iniciales}$$

$$P_{iesp} = P_i(x)$$

$$Q_{iesp} = Q_i(x) \quad F(x) = \begin{bmatrix} P(x) - P_{esp} \\ Q(x) - Q_{esp} \end{bmatrix} = 0$$

P_{iesp} y Q_{iesp} son los valores de potencia activa y reactiva especificados

$$\Delta P_i^{(k)} = P_{esp.i} - \sum_{j=1}^n |V_i|^{(k)} |V_j|^{(k)} |Y_{ij}| \cos(q_{ij} - d^{(k)}_i + d^{(k)}_j)$$

$$\Delta Q_i^{(k)} = Q_{esp.i} + \sum_{j=1}^n |V_i|^{(k)} |V_j|^{(k)} |Y_{ij}| \sin(q_{ij} - d^{(k)}_i + d^{(k)}_j)$$

Se resuelve:

$$\begin{bmatrix} \Delta d \\ \Delta V \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} J_1 & J_2 \\ J_3 & J_4 \end{bmatrix}^{-1} \begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix}$$

Se calcula $x_r = x_{r+1} + \begin{bmatrix} \Delta d \\ \Delta V \end{bmatrix}$

Así sucesivamente hasta que en el caso en que el algoritmo de Newton – Raphson converja, se llegue a la solución.

Referencias: [10], [175]

Teoría de cálculo de la corriente de cortocircuito

Se considera una red cualquiera y dos puntos arbitrarios de ella A y B que están vinculados a través de una impedancia de valor Z , según se muestra en la Figura 1.

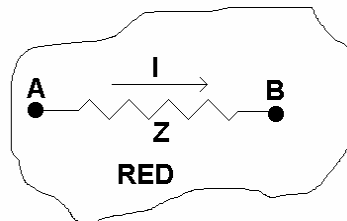


Figura 1

Para determinar la corriente que circula entre A y B se halla el equivalente Thevenin entre estos puntos. Esto es posible ya que se asume que el sistema es lineal.

El circuito de la Figura 2 corresponde al equivalente Thevenin entre A y B

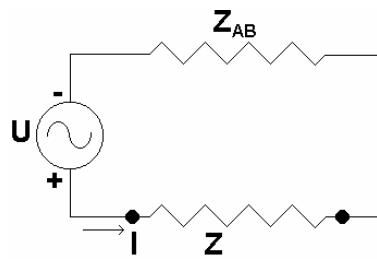


Figura 2

Siendo:

Z_{AB} – La impedancia vista entre A y B

U_{AB} – La tensión de Thevenin

Posteriormente se calcula la corriente que circula entre A y B.

$$I = \frac{U}{Z_{AB} + Z}$$

A esta corriente I se le suele llamar Corriente de Thevenin.

Supongamos que entre A y B están vinculadas mediante una llave abierta como se indica en la Figura 3.

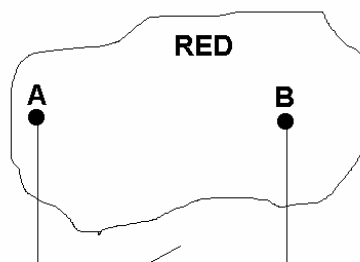


Figura 3

En un instante determinado se cierra la llave, lo que es equivalente a decir que los puntos A y B se cortocircuitan.

Si se aplica el Teorema de Thevenin, el circuito resultado será el mostrado en la Figura 4.

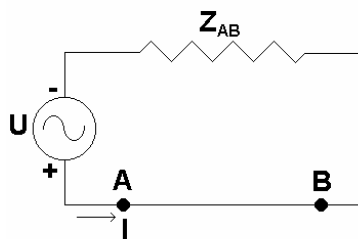


Figura 4

En este caso la corriente de Thevenin entre A y B será: $I = \frac{U_{AB}}{Z_{AB}}$

Corriente de cortocircuito en un ramal cualquiera de la red.

Hasta este momento sabemos que dado dos puntos de una red cualquiera que se cortocircuitan, se puede hallar su equivalente Thevenin y calcular la corriente de cortocircuito.

Ahora siguiendo este análisis queremos determinar la corriente que circula en un ramal r cualquiera de la red en presencia de un cortocircuito.

Partiendo del equivalente Thevenin hallado anteriormente, para determinar la impedancia vista entre A y B (Z_{AB}) fue necesario realizar una serie de transfiguraciones en las cuales el ramal r está incluido.

Para determinar la corriente que circula a través de r, es necesario realizar el proceso inverso. En este proceso suelen emplearse los denominados factores de distribución que representan la forma en que la corriente se distribuye a través de la red y en particular del ramal r que es el centro de nuestro estudio.

Sin embargo la corriente de Thevenin hallada no es la corriente total, sino que hay que sumarle la corriente que circulaba antes de producirse el defecto.

$$I_{\text{total } r} = I_{\text{Thevenin } r} + I_{\text{antes de cc } r}$$

Probaremos a continuación la veracidad de este enunciado. Supongamos una red constituida por un generador G con su impedancia propia Z_g y un motor M con su impedancia propia Z_m . El generador y el motor estarán vinculados por una línea cuya impedancia será Z.

Sean A y B los puntos indicados en la Figura 5, y supongamos que existe una llave entre ambos que originalmente se encuentra abierta.

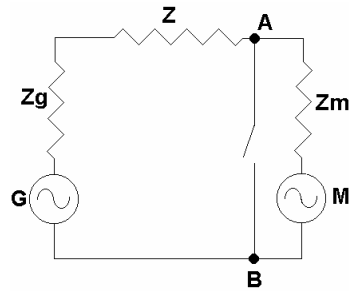


Figura 5

De aquí en más nos interesará determinar la corriente que circula en por el generador en el caso en que A y B se cortocircuitan.

En las Figuras 6 y 7 se puede apreciar nuestro circuito a estudiar antes y después del defecto.

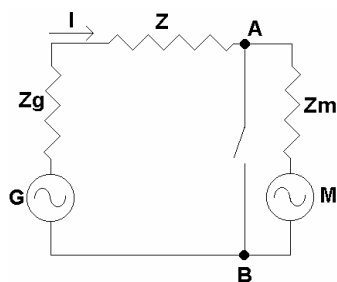


Figura 6

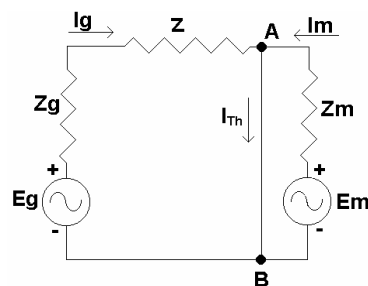


Figura 7

El circuito después del defecto será equivalente al representado en la Figura 8, que será con el cual trabajaremos. Donde U_{AB} la elegimos de forma tal que sea la tensión de Thevenin entre A y B antes del defecto.

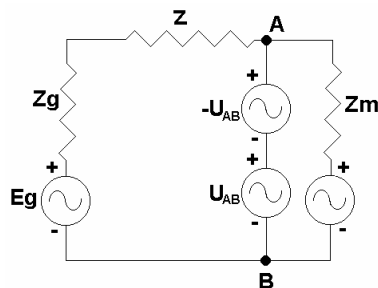
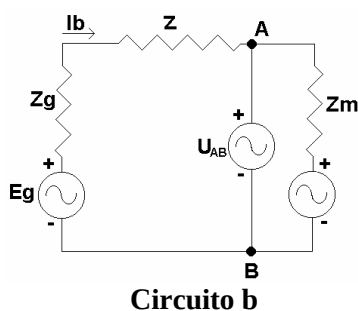
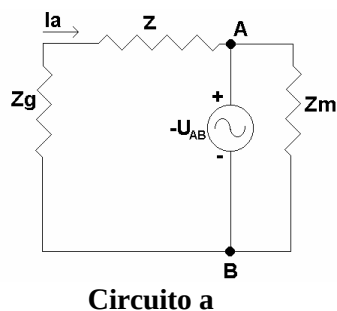


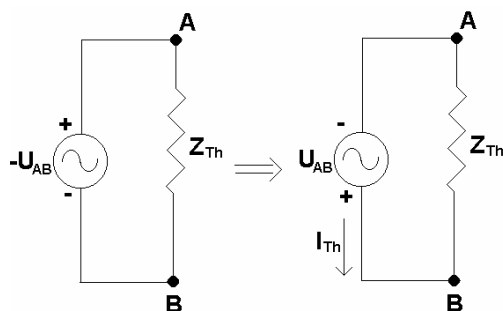
Figura 8

Para resolver este circuito se aplicará el principio de superposición, el cual es válido dado que nuestro sistema es lineal. Expresaremos nuestro circuito como la suma de los dos circuitos que se representan en las Figuras a y b.



Por superposición: $I_g = I_a + I_b$

Análisis del Circuito a.



Donde $Z_{TH} = Z_m || (Z_g + Z)$

U_{AB} es la tensión antes del defecto

La corriente I_{Th} concuerda con la definición de ‘corriente de Thevenin’ enunciada anteriormente.

Luego de hallada la corriente total será necesario deshacer el paralelo para obtener de esta forma la corriente de Thevenin en el ramal del Generador.

Entonces se concluye que:

$$I_a = I_{Th} g$$

Análisis del Circuito b.

En el Circuito b la tensión existente entre A y B es U_{AB} , que es la misma tensión que había antes del defecto. Entonces la corriente I_b que circula por el ramal del Generador del Circuito b, será la misma corriente que circulaba por el circuito original antes de producirse el defecto.

Entonces

$$I_b = I_g \text{ antes del defecto}$$

Aplicando ahora el principio de superposición a los circuitos a y b se concluye:

$$I_g = I_{Thg} + I_{g \text{ antes del defecto}}$$

De esta forma queda probado el enunciado y se cuenta con un método práctico de cálculo de corrientes de cortocircuito en cualquier ramal de una red.

Referencias: [9],[22]

Fundamentos de Acústica

Introducción

Las personas expuestas regularmente al ruido, con el correr del tiempo, sufren pérdidas de su capacidad auditiva de variada gravedad, presentando sus máximos en el intervalo de 3 a 6 KHz. A excepción de los ruidos producidos por estallidos, o aquellos cuyas dosis están distribuidas en tiempos muy breves y de muy alta potencia; los daños permanentes de los órganos auditivos se acentúan con el correr del tiempo.

En este documento se hará un breve estudio teórico de dosimetría del ruido, definiendo los conceptos más usuales y la forma en que se cuantifican.

Presión sonora

El sonido es una onda de presión, y como tal se propaga en el aire, así como a través de cualquier medio elástico, mediante fenómenos de compresiones y expansiones de los mismos, provocando oscilaciones en la presión atmosférica. La fluctuación en la presión atmosférica es conocida como presión sonora.

El valor mínimo de presión sonora que un adulto sano es capaz de detectar es del orden de 2×10^{-5} Pascales (Nm^{-2}), mientras que la presión sonora máxima que es capaz de soportar sin producirse sensación de dolor varía entre 20 y 200 Pascales. Cabe destacar que la presión atmosférica normal es del orden de 10^5 Pascales.

Medida objetiva del sonido

Experimentalmente se comprueba que las variaciones de sensación sonora, no son proporcionales a las variaciones de intensidad o estímulo que el oído recibe; sino que la sensación es proporcional al logaritmo del estímulo.

Medida subjetiva del sonido

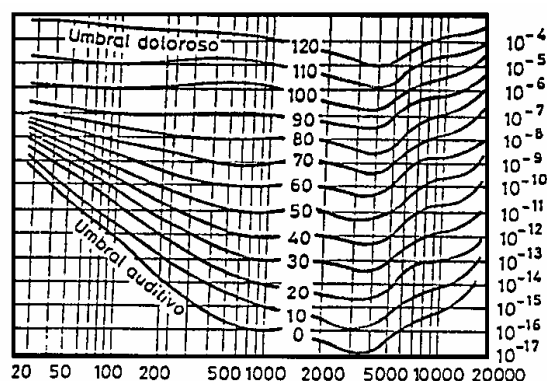
El ruido especialmente el ambiental se caracteriza por su aleatoriedad en el tiempo. Siendo los principales indicadores los siguientes:

- Nivel sonoro
- Sonoridad
- Redes de ponderación

- Evaluación del contenido energético
- Evaluación de la variación temporal
- Otros

Nivel sonoro

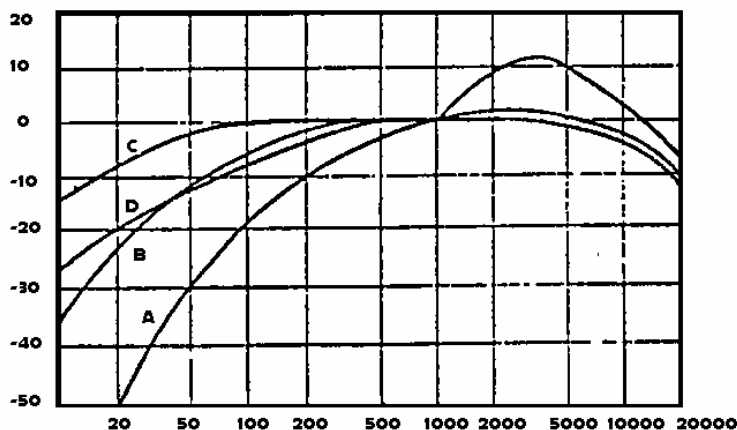
Es un indicador de la magnitud del sonido que en un determinado punto y tiempo un individuo percibe. Dado que las intensidades físicas para llegar al umbral de audición son diferentes para cada frecuencia, se crea la escala de sonoridad, cuya referencia se encuentra a 1 KHz, cuya unidad de medida es el Fonio. Se adjunta gráfica de curvas isofónicas. A lo largo de las mismas los sonidos tienen la misma sonoridad aunque las intensidades físicas varían notablemente.



Redes de ponderación

A la hora de dar un valor del nivel de presión sonora, podemos hacerlo como medida objetiva del ruido o como medida subjetiva en los cuales los niveles de presión sonora son corregidos mediante filtros electrónicos que simulan la respuesta del oído humano al ruido, debido a que este no reacciona de la misma forma ante las distintas frecuencias.

Existen cuatro tipos de redes de ponderación: A, B, C D. La más aceptada es la de tipo A debido a que es la que más se asemeja con la respuesta del oído humano. Se adjunta gráfica con las distintas redes de ponderación.



Nivel sonoro continuo equivalente

Se define en la norma ISO 1996 como: "el valor del nivel de presión sonora en dBA de un sonido estable que en un intervalo de tiempo T, posee la misma presión sonora cuadrática media que el sonido que se mide y cuyo nivel varía con el tiempo".

Así el nivel sonoro continuo equivalente en un intervalo de tiempo T viene dado por la siguiente expresión:

$$L_{Aeq,T} = 10 \log \left[\frac{1}{t_2 - t_1} \int_{t_1}^{t_2} \frac{p_A^2(t)}{p_O^2} dt \right]$$

Siendo:

$L_{Aeq,T}$ el nivel equivalente continuo de presión sonora en la red de ponderación A en el intervalo de tiempo T entre los instantes t_1 y t_2 .

p_O es la presión sonora de referencia 20 µPa

$p_A(t)$ es la presión sonora instantánea en la red de ponderación A de la señal sonora.

Exposición sonora

La exposición sonora es una cantidad proporcional a la energía acústica que está presente en un punto durante un cierto período de tiempo. Esta magnitud es equivalente al producto de la potencia acústica incidente sobre un receptor por la duración del tiempo de exposición, su expresión viene dada por la siguiente fórmula matemática:

$$E = \int_{t_1}^{t_2} p_A^2(t) dt$$

Nivel de exposición sonora

Se define como el nivel continuo equivalente que para el tiempo (t_0) de 1 segundo tiene la misma energía que el ruido considerado en un período de tiempo determinado.

$$L_{AE} = 10 \log \left[\frac{1}{t_0} \int_{t_1}^{t_2} \frac{p_A^2(t)}{p_O^2} dt \right]$$

Nivel sonoro equivalente de respuesta comunitaria (Lr).

Según indica la norma UNE-74.022 es el nivel sonoro de un ruido estacionario sin carácter impulsivo o tono puro, el cual suponga causar la misma respuesta colectiva que el ruido medido. Para obtener una mejor estimación del mismo, se introducen correcciones que dependen del carácter del ruido.

Para ruidos de nivel constante:

$$L_r = L_A + 5$$

Evaluación de la variación temporal.

Se define en la norma ISO 1996 como "aquel nivel de presión sonora en ponderación A que ha sido superado el N% del tiempo de medida T.

Se representan por $L_{AN,T}$ los cuales se basan en suponer que la distribución de los niveles de presión sonora instantáneos tienen una distribución gaussiana.

Los niveles percentiles más utilizados son los siguientes:

- $L_{A1,T}$: nivel de presión sonora sobrepasado durante el 1% del tiempo de medición
- $L_{A10,T}$: nivel de presión sonora sobrepasado durante el 10% del tiempo de medición
- $L_{A50,T}$: nivel de presión sonora sobrepasado durante el 50% del tiempo de medición
- $L_{A90,T}$: nivel de presión sonora sobrepasado durante el 90% del tiempo de medición
- $L_{A99,T}$: nivel de presión sonora sobrepasado durante el 99% del tiempo de medición

El $L_{A1,T}$ representa el nivel de pico, el $L_{A50,T}$ la mediana, y el $L_{A99,T}$ el nivel de fondo.

Nivel de contaminación sonora (LNP)

Este índice tiene cometido ponderar el ruido según la molestia que este ocasiona, es de tipo estadístico, y es debido a ello que tiene en cuenta el $L_{A50,T}$ y la diferencia de percentiles $L_{A10,T}$; siendo su fórmula:

$$L_{NP} = L_{50} + L_{10} + L_{90} + (L_{10} + L_{90})^2 / 60$$

Nivel sonoro criterio

Es el nivel sonoro continuo con ponderación A que constituye el 100 % de la exposición sonora permitida. El mismo oscila entre 85 y 90 dB en régimen de 8 horas. Se recomienda realizar un programa efectivo de control de audición en todos aquellos trabajadores cuya exposición a un nivel sonoro equivalente exceda los 85 dBA.

Absorción Acústica

Se define por absorción el fenómeno físico por el cual la energía acústica es parcialmente transformada en otro tipo de energía. Esta transformación puede ser de tres tipos:

- Energía calorífica
- Energía de deformación
- Energía mecánica

Se define el coeficiente de absorción acústica α mediante la siguiente expresión:

$$\alpha = \frac{\text{Energía sonora absorbida}}{\text{Energía sonora incidente}}$$

α será función de:

- Espectro sonoro de la onda incidente
- Naturaleza del material
- Condiciones termohigrométricas del ambiente

Materiales absorbentes

Materiales fibrosos o porosos (Absorbedor disipativo)

La transformación en energía calorífica es la forma más usual de los materiales absorbentes. Estos materiales pueden absorber de dos formas diferentes:

Si el material es blando, la onda sonora, (onda de presión) provoca deformaciones en su superficie, deformaciones que se transmiten al resto del material. Estas deformaciones que sufre el material requieren una energía, que se obtiene de la onda sonora que incide sobre él.

Si el material es poroso, al incidir la onda sonora sobre él, se transmite al interior a través de sus poros o canales mientras se refleja una mínima proporción. El aire en su interior sigue vibrando, y esta vibración provoca un rozamiento con las paredes de estos poros, lo que provoca una pérdida energética, que se transformará en energía calorífica.

En este caso interesa que la impedancia acústica del material sea baja para permitir que gran parte de la onda se transmita a su interior.

Experimentalmente se puede observar que para obtener absorciones elevadas, el espesor de la capa de material poroso debe ser igual a $\lambda/4$ (λ es la longitud de onda del sonido a absorber), lo cual implica que este método de absorción es válido para altas y medias frecuencias, pero no así para bajas frecuencias donde el espesor haría la absorción irrealizable.

Frecuencia (Hz)	l (m)	Espesor = l/4 (m)
100	3.3	82.5
1000	0.33	8.25
10000	0.033	0.825

Análisis del espesor para distintas frecuencias

A continuación se presenta una tabla donde se reflejan los coeficientes de absorción α_i de la fibra de vidrio para distintas densidades, por ser este uno de los materiales más utilizados

DENSIDAD	COEFICIENTE DE ABSORCIÓN					
Kg/cm ²	125 Hz	250 Hz	500 Hz	1000 Hz	2000 Hz	4000 Hz
4.88	0.11	0.24	0.58	0.86	0.85	0.77
7.32	0.09	0.20	0.57	0.88	0.86	0.79
10.98	0.07	0.19	0.5	0.85	0.85	0.76
14.64	0.07	0.22	0.62	0.95	0.9	0.82
20.75	0.07	0.18	0.51	0.89	0.88	0.8
29.29	0.07	0.19	0.57	0.93	0.9	0.83

Se observa de los datos experimentales que el coeficiente de absorción no se modifica sustancialmente cuando se varía la densidad del material.

Absorbedor de Membrana

En este caso la energía sonora se transforma en energía mecánica. El mecanismo de la transformación es el siguiente: la energía acústica (onda de presión) pone en movimiento una membrana u otro elemento, transformando parte de la energía acústica en energía mecánica.

Si la frecuencia de las ondas sonoras coincide con la frecuencia propia de las vibraciones del panel o membrana, se produce resonancia, con lo que la velocidad y amplitud del movimiento del panel aumenta, y se consigue que gran parte de la energía sonora se transforme en energía mecánica y calor.

La frecuencia a la cual el panel tiene la máxima absorción f_o viene dado por la expresión de Mayer:

$$f_o = \frac{6000}{\sqrt{md}}$$

Donde:

m = masa del panel en Kg/m²

d = espesor de la cámara de aire detrás del panel en metros

Si analizamos la estructura de un panel podemos obtener distintas respuestas en función de varios parámetros:

- A mayor separación de apoyos, menor frecuencia de panel f_0
- A menor espesor de panel reflexivo, menor frecuencia f_0
- A mayor separación entre el panel y la superficie dura, menor frecuencia f_0

Las ventajas que presentan los absorbedores de membrana son las siguientes:

- Absorben a bajas frecuencias
- Tienen poca selectividad
- Existe la posibilidad de ajustar la absorción máxima para determinadas frecuencias, dentro de ciertos límites
- El coeficiente de absorción de un panel puede modificarse introduciendo en la cámara de aire un absorbente fibroso

Los paneles normalmente utilizados son los siguientes:

PANEL	ESPESOR (mm)	Masa (Kg/cm ²)
Capa de madera	1	0.90
Contraplacado de madera	3	2.70
Contraplacado de madera	5	4.50
Contraplacado de madera	8	7.20
Tablex duro	3.5	3.50
Tablex duro	5	5.00
Lámina de corcho	5	1.00

Absorbedores tipo Resonadores de Helmholtz

Un resonador acústico consiste en una cavidad que comunica al exterior por un conducto estrecho o cuello.

Si una onda sonora incide sobre el cuello de un resonador, se pondrá en movimiento la masa de aire de dicho cuello transmitiendo esta perturbación a la masa de aire que hay en el interior de la cavidad, la cual actuará como un muelle (el aire es un medio elástico) absorbiendo parte de la energía acústica en forma de energía mecánica debido al rozamiento del aire por las paredes de la cavidad.

Estos absorbedores son muy selectivos y presentan la máxima absorción a la frecuencia del resonador, que se puede calcular mediante la siguiente expresión:

$$f_o = \frac{c}{2p} \sqrt{\frac{S}{lv}}$$

donde:

c = velocidad del sonido m/s

S = sección del cuello en m²

l = longitud del cuello en m

v = volumen de la cavidad en m³

Los resonadores pueden actuar a cualquier frecuencia basta con disponer las dimensiones adecuadas. Normalmente son buenos absorbedores para frecuencias bajas puntuales. Su coeficiente de absorción puede modificarse con la introducción de un material absorbente.

Ahora bien estos materiales se podrían combinar y obtener un sistema práctico de absorción. Estaría constituido por una placa perforada situada a cierta distancia de una pared rígida donde cada orificio equivale al cuello de un resonador de Helmholtz. En este caso la longitud será el espesor de la placa y el volumen del resonador será el coeficiente entre el volumen de la cámara de aire y el número de orificios. Con el fin de aumentar la absorción y el espectro de absorción, se puede colocar en el espacio entre la plancha perforada y la pared rígida material absorbente.

Tiempo de reverberación

Se entiende por reverberación el proceso de persistencia y disminución de la energía sonora en un recinto cerrado, una vez desconectada la fuente sonora, mientras que entenderemos por tiempo de reverberación el tiempo que la señal sonora necesita para reducirse hasta un cierto valor de referencia.

Definiremos Tiempo de Reverberación T (en segundos), para una determinada banda o frecuencia, al intervalo de tiempo empleado para que el nivel de presión sonora en el recinto disminuya 60 dB (equivalente a que la presión sonora se reduzca a la milésima parte de su valor inicial o que la densidad sonora se reduzca a la millonésima parte) una vez desconectada la fuente sonora.

Para recintos donde se produzca campo difuso (absorciones no demasiado elevadas) y con coeficiente de absorción que varían poco de una superficie a otra se utiliza la expresión de Sabine que se presenta a continuación:

$$T = 0.161 \frac{V}{A}$$

donde:

V es el volumen del recinto en m^3

A es la absorción total del recinto en m^2 ($A = \alpha S$)

Esta expresión presenta problemas en los dos siguientes casos particulares:

1. Recinto totalmente reflectante

En esta situación $\alpha=0$ y $T=\infty$ y por lo tanto la onda debería propagarse indefinidamente por el recinto. En la realidad esto no ocurre debido a la absorción del aire la onda se atenúa en su recorrido, y el tiempo de reverberación adopta la siguiente expresión:

$$T = 0.161 \frac{V}{A + 4mV}$$

donde:

m es el coeficiente de atenuación sonora del aire

2. Recinto totalmente absorbente

En este caso $\alpha=1$ y el tiempo de reverberación tendrá un determinado valor pese a que si toda la energía que incide sobre las paredes es absorbida no tiene sentido hablar de tiempo de reverberación.

En el caso de condiciones de mayor absorción o distribución desigual se utilizan las expresiones de Eyring o de Millington.

La expresión de Eyring que se presenta a continuación, sólo es aplicable cuando los coeficientes de absorción de las superficies son parecidos:

$$T = 0.161 \frac{V}{-S \ln(1-a) + 4mV}$$

donde:

S es el área del material

α es el coeficiente de absorción del material

Las pérdidas de energía sonora en el aire debido a la propagación sólo son apreciables a altas frecuencias y en grandes distancias, con lo que para pequeños recintos y a bajas frecuencias (caso más frecuente) se puede despreciar el término $4mV$ y la expresión queda de la siguiente forma:

$$T = 0.161 \frac{V}{-S \ln(1-a)}$$

Cuando en el recinto existe una gran variedad de materiales y de coeficientes de absorción se utiliza la expresión de Millington, que a continuación se presenta:

$$T = 0.161 \frac{V}{-\sum S_i \ln(1-a_i)}$$

Aislamiento Acústico

Entenderemos por aislamiento la característica física intrínseca al material, elemento o partición en cuanto a su capacidad de reducir la intensidad de las ondas sonoras al interponerse en su propagación entre dos medios o recintos.

Cuando una onda sonora incide sobre una superficie o elemento de separación entre dos medios o recintos, parte de la energía es reflejada sobre el primer medio, parte absorbida por la superficie o elemento y parte transmitida al segundo medio o recinto.

$$E_{\text{incidente}} = E_{\text{reflejada}} + E_{\text{absorbida}} + E_{\text{transmitida}}$$

Se define:

$$t = \frac{\text{Energía sonora transmitida}}{\text{Energía sonora incidente}}$$

Índices para la evaluación del aislamiento según norma UNE-EN ISO

Diferencia de niveles (D)

Es la diferencia de las medias espacio temporales de los niveles de presión acústica producidos en las dos salas para una o varias fuentes de ruido situadas en una de ellas. Esta magnitud se designa con la letra D y su expresión es la siguiente:

$$D = L_1 - L_2$$

Siendo:

L1 – nivel medio de presión acústica en la sala de emisión

L2 – nivel medio de presión acústica en la sala de recepción

Diferencia de niveles normalizados (DnT)

Es la diferencia de niveles correspondientes a un valor o referencia del tiempo de reverberación de la sala de recepción. Esta magnitud se designa por DnT y su expresión es la siguiente:

$$D_{nT} = D + 10 \log \frac{T}{T_o}$$

Siendo:

D – diferencia de niveles

T – tiempo de reverberación de la sala de recepción

To – tiempo de reverberación de referencia (para viviendas To = 0.5 s)

Determinación de las propiedades de un elemento constructivo

Índice de reducción sonora (R)

Según la norma ISO 140-3 se define como:

$$R = L_1 - L_2 + 10 \log \frac{S}{A} \text{ dB}$$

Siendo:

L1 – nivel de presión sonora en el recinto emisor dB

L2 – nivel de presión sonora en el recinto receptor dB

S – área de la muestra en m2 que es igual al hueco de la abertura de medida

A – área sonora equivalente en el recinto receptor en m2

Índice de reducción sonora aparente (R')

$$R' = 10 \log \left(\frac{W_1}{W_2 + W_3} \right)$$

Siendo:

W₁ – potencia sonora incidente sobre la pared

W₂ – potencia sonora transmitida a través de la muestra

W₃ – potencia sonora transmitida a partir de elementos laterales u otros componentes

Caracterización del aislamiento mediante un único número

Aunque el aislamiento acústico corresponde al análisis objetivo de un único fenómeno físico en la propagación del sonido, y como tal debe expresarse en dB sin red de ponderación A, en la práctica, tanto en la norma ISO-UNE, en la NBE-CA-88 como en las Ordenanzas Municipales, se indica que el aislamiento en sus diversos índices debe expresarse como un único número en dB ponderados. Existen

diversos procedimientos para establecer el número único de caracterización del aislamiento acústico de una instalación. Una vez hallados los valores de D , D_{nT} , R o R' para cada una de las bandas en un ABTO desde 100 a 3150 Hz, se puede calcular el valor del aislamiento global. Este cálculo dependerá de la normativa a cumplir.

La siguiente tabla indica la notación de los índices, según sea índice global o no, según la norma ISO 717/1

Número único		Valor en ABTO	
Nombre	Símbolo	Nombre	Símbolo
Diferencia de nivel ponderado	D_w	Diferencia de nivel	D
Diferencia de nivel normalizado ponderado	D_{nTw}	Diferencia de nivel normalizado	D_{nT}
Índice de reducción sonora ponderado	R_w	Índice de reducción sonora	R
Índice de reducción sonora aparente ponderado	R'_w	Índice de reducción sonora aparente	R'

Los métodos de cálculo son los siguientes:

- Método de cálculo detallado
- Método de la norma ISO 717/1
- Método del algoritmo

Método de cálculo detallado

Este método se puede aplicar a todos los índices existentes, aunque en algunos de ellos se puede obtener directamente

a) Diferencia de niveles

En el caso de la diferencia de niveles D , su cálculo en dB ponderados (D_w) no presenta ningún problema, ya que en lugar de calcular los niveles en bandas sin ponderar, para luego ponderar y sumar los niveles en todas las bandas del emisor y del receptor, para posteriormente restarlos, se puede medir directamente el nivel tanto en el receptor como en el emisor en dB ponderado A, para posteriormente restarlo.

b) Diferencia de niveles normalizada

En el caso de la diferencia de niveles D_{nT} , su cálculo en diferencia de normalizados ponderados D_{nTw} hay que efectuarlo necesariamente en dB sin ponderar y en bandas, ya que el cálculo del tiempo de reverberación local receptor es distinta en cada banda. Posteriormente se pondera cada banda, se calcula el nivel global y se halla la diferencia en dB ponderados.

c) Índice de reducción sonora

En el caso del índice de reducción sonora R , su cálculo hay que efectuarlo necesariamente en dB sin ponderar y en bandas, ya que el cálculo de la absorción del local receptor (en dB sin ponderar) es distinta en cada banda. Posteriormente se pondera cada banda, se calcula el nivel global y se halla la diferencia en dB ponderado.

Método de la Norma ISO 717/1

En este método se propone una curva o tabla de referencia del aislamiento a ruido aéreo, que se presenta a continuación:

Frecuencia (Hz)	Valor de Referencia (dB)
100	33
125	36
160	39
200	42
250	45
315	48
400	51
500	52
630	53
800	54
1000	55
1250	56
1600	56
2000	56
2500	56
3150	56

Método del algoritmo

Cuando se conocen los valores del aislamiento normalizado R_i , se puede obtener el aislamiento en dBA por medio del siguiente algoritmo:

$$R_w = -10 \log_{10} \frac{10^{\frac{A_i \cdot R_i}{10}}}{10^{\frac{A_i}{10}}}$$

donde A_i son los valores de la ponderación A.

Tipos de materiales

Paredes simples

Los materiales según su comportamiento ante las ondas sonoras de presión podemos clasificarlos en materiales rígidos y materiales flexibles. Los materiales rígidos de densidad superior a la unidad son los indicados para el aislamiento acústico.

La ley que gobierna el aislamiento para estos materiales es conocida como Ley de Masas o de Berg, siendo su expresión la siguiente:

$$R = 20 \log M + 20 \log f - 42 \text{ dB}$$

Siendo:

R – Pérdida de transmisión en dB

M – Masa por unidad de superficie en kg.m⁻²

f – frecuencia en Hz

Paredes compuestas

El aislamiento acústico de una pared compuesta de superficie S_i con distinto índice de reducción sonora (R_i) se determinará con la siguiente expresión:

$$R = -10 \log \sum \frac{S_i 10^{\frac{R_i}{10}}}{S}$$

El problema fundamental del aislamiento en paredes múltiples es la falta de estanqueidad de alguna de las superficies. El elemento de menor aislamiento es quien condiciona el aislamiento global.

Paredes dobles

Una pared doble está constituida por dos paredes simples separadas por un espacio relleno o no de un material absorbente.

En las paredes dobles es muy importante que las paredes tengan masas y rigideces diferentes ya que de esa forma sus frecuencias críticas son distintas.

Paredes de capas múltiples

Según la ley de masas para aumentar el aislamiento de una pared simple es 6 dB deberíamos duplicar la masa por unidad de superficie de las paredes de una sola capa. En paredes pesadas esto no es posible por antieconómico.

Para aumentar el aislamiento acústico de una pared es conveniente dividirla en capas más delgadas de tal manera que el sonido se reduzca cada vez que atraviesa cada capa.

Si cada capa fuese independiente una de otra podríamos suponer para el caso de 2 capas que:

$$R_{TOTAL} = 36.5 \log M_1 - 41.5 + 36.5 \log M_2 - 41.5$$

Capas rígidamente unidas:

$$R_T = 36.5 \log (M_1 + M_2) - 41.5$$

Si en lugar de duplicar el espacio de una capa se diseñaran dos capas iguales totalmente independientes de incremento de aislamiento como:

$$\Delta R_T = 36.5 \log \frac{M}{2} - 41.5$$

En la práctica, en la mayoría de los casos es imposible disponer de distancias suficientes para independizar acústicamente una capa de otra. En estos casos para determinar el aislamiento debido a la colocación de capas adicionales, hay que utilizar las siguientes expresiones empíricas en función de la frecuencia de resonancia del sistema:

$$f_r = 60 \sqrt{\frac{1}{d} \left(\frac{1}{M_1} + \frac{1}{M_2} \right)}$$

- Para frecuencia inferiores a f_r , las dos capas se comportan como una única capa de masa superficial $M = M_1 + M_2$
- Para frecuencias comprendidas entre f_r y f_{r1} $\left(f_{r1} = \frac{c}{2d} \right)$

$$R_T = R_{M1} + R_{M2} + 10 \log d + 10 \log \alpha' + 10 \log \left[\frac{h+b}{h \cdot b} \right] + 3$$

donde:

d es la distancia en metros entre las capas

$\alpha' = K\alpha$; dependiendo K de la separación entre capas según la siguiente tabla

d (m)	K
0.1	0.1
0.2	0.2
$0.3 < d < 0.1$	0.5

α es el coeficiente de absorción del material colocado entre capas

h y b son las dimensiones del paramento a aislar

$$R_T = R_{M1} + R_{M2} - 10 \log \left[\frac{1}{a} + \frac{1}{4} \right]$$

Determinación del aislamiento adicional

Para la determinación del aislamiento adicional que hay que añadir al existente en una edificación es conveniente aplicar la siguiente metodología:

- 1) Emisión desde el local donde se va a desarrollar la actividad de ruido rosa (ruido con un nivel de presión sonora constante en bandas) tal que el nivel global expresado en dB ponderado coincida con el nivel mínimo recomendado en la ordenanza municipal para cada actividad.
- 2) Determinación del nivel de presión sonora en el receptor para la emisión de ruido desde el local emisor. Para ello será necesario conocer el nivel de ruido ambiental en el receptor sin la emisión de ruido rosa, y así poder eliminar su posible influencia.
- 3) Determinación del aislamiento (diferencia de niveles o diferencia de niveles normalizado) existente en la situación inicial entre el local emisor y el receptor
- 4) Nivel de presión sonora recomendado en el receptor. Para ello se utilizan los valores indicados en la Ordenanza Municipal respecto a los niveles de ruido que no se deberán sobrepasar en ambiente interior según su uso y locales. Estos valores están expresados en dB ponderados, pero como todas las demás medidas están realizadas en bandas y en dB sin ponderar, es necesario transformar los valores indicados en la Ordenanza en bandas y en dB. Para ello se utiliza la norma UNE 74.022. (ISO 1996).
- 5) Aislamiento resultante. Una vez determinado el nivel sonoro recomendado en el receptor, se calculará el aislamiento necesario para que la actividad cumpla todos los requisitos necesarios.

- 6) Aislamiento adicional. Una vez determinado el aislamiento necesario y el aislamiento existente se determinará el aislamiento adicional, por medio de soluciones constructivas útiles, que por lo general irán en el sentido de añadir capas separadas de las actuales paredes o suelos con relleno de material absorbente, o falsos techos también rellenos de material absorbente.

Referencias: [182], [183]

APÉNDICE D

GLOSARIOS

Definiciones reglamentarias de interés	1
Reglamento General	1
Reglamento Mercado Mayorista.....	8
Códigos y funciones de los dispositivos para S.E.P. según ANSI C.37.2	11

Definiciones reglamentarias de interés

En diversos documentos de nuestro proyecto se ha hecho referencia a ciertas definiciones, las cuales pueden resultar ajenas para lectores que desconozcan algunos aspectos particulares del Mercado Eléctrico en el Uruguay. Es por ello que buscaremos a través del presente documento compendiar algunas de éstas con el objetivo de facilitar a quien de lectura al la documentación la comprensión de los conceptos y criterios desplegados.

Extrajimos una serie de definiciones tanto del Reglamento General como del Reglamento Mercado Mayorista.

Reglamento General

Definiciones

Artículo 7:

Administración del Mercado Eléctrico (ADME): Es la persona pública no estatal que tiene el cometido de administrar el Mercado Mayorista de Energía Eléctrica

Agente: Es el definido como tal por el inciso segundo del artículo 11 de la Ley N° 16.832: Generadores, Trasmisores, Distribuidores y Grandes Consumidores.

Agente Consumidor: Es el Agente que retira energía de la red para consumo propio o de terceros. Incluye al Distribuidor, al Gran Consumidor y al Autoprodutor que toma energía de la red para consumo propio.

Agente Productor: Es el Agente que produce energía y entrega todo o parte de ella a la red. Incluye al Generador y al Autoprodutor.

Alta Tensión: Corresponde a tensiones máximas de servicio superiores a 72.500 (setenta y dos mil quinientos) Voltios.

Autoprodutor: Es un Agente con una potencia instalada de generación superior a los 500 (quinientos) kVA y cuya energía anual generada vendida al MMEE no puede superar el 50 % (cincuenta por ciento) de su generación anual.

Autoprodutor Firme: Es la empresa que cumple los requisitos para ser Autoprodutor y que, por contar con más capacidad instalada que la demanda propia, tiene excedentes en su capacidad de generación que puede comprometer como firmes para respaldar el abastecimiento de terceros.

Autoprodutor No Firme: Es el Agente Autoprodutor autorizado que no cumple los requisitos para ser Autoprodutor Firme. En consecuencia, cuenta con capacidad instalada para respaldar total o parcialmente la demanda propia y transitoriamente puede resultar con excedentes. De convertirse en Participante del Mercado, de acuerdo a sus requerimientos de consumo y decisiones propias de generación, puede vender excedentes de oportunidad o comprar faltantes para abastecimiento propio en el MMEE.

Baja Tensión: Corresponde a tensiones máximas de servicio no mayores a 1.000 (mil) Voltios.

Banco de Servicio de Cobranza: Es el Banco de primera línea designado a efectos de la administración del sistema de cobranzas de las transacciones fuera de contratos y servicios implementado por la ADME. Como parte de esta función, el Banco realizará el seguimiento del cumplimiento de las obligaciones de pago y administrará el sistema de garantías para cubrimiento, parcial o total, de la deuda. Los Participantes, la ADME y los mercados de otros países que realicen operaciones Spot deberán contar con una cuenta bancaria en el Banco de Servicio de Cobranza.

Bloque de Media: Son todas las horas no comprendidas en el Bloque de Punta y en el Bloque de Valle.

Bloque de Punta: Corresponde a las horas de mayor demanda en el consumo de energía.

Bloque de Valle: Corresponde a las horas de menor demanda en el consumo de energía.

Cargo por Reserva Nacional Mensual: Es el que deberá pagar mensualmente cada Participante Consumidor, por concepto de Servicio de Reserva Nacional, igual a la Potencia firme que le corresponde de dicho servicio, valorizada al precio del Servicio de Reserva Nacional del mes.

Centros de Control y Coordinación: Son los Centros de Control del Distribuidor, a través de los que se cumple la actividad de coordinación relativa a la generación de menor tamaño conectada a la red de distribución (generación distribuida), que se autodespacha.

Contrato Especial: Es aquel en que el vendedor es un Participante Productor y el comprador es un conjunto de Participantes Consumidores.

Contrato Especial de Energía Secundaria: Es aquel que no incluye compra de Potencia Firme sino que acuerda la compraventa de la generación restante luego de descontar la energía comprometida en Contratos de Suministro y en Contratos de Respaldo.

Contrato Especial de Suministro: Es el Contrato Especial que tiene las características de un Contrato de Suministro.

Contrato de Respaldo: Es un contrato que tiene por objeto la compra de generación de respaldo, a un Participante Productor.

Contrato de Suministro: Es un contrato en que un Participante Consumidor compra a un participante Productor bloques de energía con discriminación horaria y Potencia Firme de Largo plazo con discriminación mensual, para el suministro del consumo propio o del consumo que comercializa.

Contrato de Transporte en Redes de Distribución: Es un contrato celebrado entre el Distribuidor y productores o Grandes Consumidores, que establece los aspectos legales, técnicos y económicos en lo referente al servicio de transporte por las redes de distribución a las cuales se conecten, y en el cual se expresan las obligaciones que contraen al solicitar el servicio así como las condiciones a que se obliga el Distribuidor dentro del marco normativo aplicable.

Convenio de Conexión: Es el acordado entre un Distribuidor y otro Distribuidor, Generador o Gran Consumidor que se conecta a su red, en el que se establecen las condiciones técnicas de conexión física a la red de distribución al momento de conectarse.

Coordinación de Mantenimientos: Es la actividad que consiste en compatibilizar los requerimientos de mantenimiento de equipamiento de generación y transmisión con los requerimientos de abastecimiento de la demanda dentro de los criterios de calidad, seguridad y economía de despacho.

Despacho: Es la acción por la cual el DNC asigna a un Agente Generador un programa de generación de energía.

Despacho Nacional de Cargas (DNC): Es el creado por el artículo 10 del Decreto-ley N°14.694, operado y administrado por la ADME, con cometidos de despacho técnico del Sistema Interconectado Nacional y de despacho económico para las transacciones de energía y potencia.

Disponibilidad Comprometida para Garantía de Suministro: Es el porcentaje de disponibilidad de un generador térmico, que es reconocido por el DNC para el cálculo de su Potencia Firme de Largo Plazo a partir de su potencia efectiva.

Distribuidor: Es el Agente que realiza la actividad de distribución, entendida como la prestación del servicio público de electricidad a los suscritores y la prestación del servicio público de transporte de energía eléctrica mediante redes de distribución (sistema constituido por las Instalaciones de Distribución).

Documento de Transacciones Económicas: Documento que remitirá la ADME a los Participantes, conteniendo para cada transacción spot, el saldo de cada Participante, y para cada Participante el saldo neto de todas sus transacciones, así como la información base de sustento.

Fondo de Estabilización: Es el que tiene por objeto absorber las diferencias, en más y en menos, entre el monto a pagar por el Distribuidor al comprar Spot a Precios Estabilizados y la remuneración que corresponde a los Participantes del Mercado por esas ventas Spot valorizadas al precio Spot horario.

Garantía de Suministro: Es el cubrimiento de las necesidades de abastecimiento de los Participantes Consumidores, y se obtiene mediante el Seguro de Garantía de Suministro.

Generador: Es el titular de una o más centrales de generación eléctrica instaladas en el país.

Generación Distribuida: Es la generación de Autoprodutores y Generadores conectados a instalaciones de Media Tensión del Distribuidor, cuya potencia instalada de generación no supera los 5.000 (cinco mil) kW. La Generación Distribuida no está sujeta a despacho centralizado de

carga por parte del DNC, pero la información de su generación debe ser suministrada al mismo para la supervisión de la seguridad del servicio y calidad del sistema.

Mercado de Contratos a Término: Es el ámbito donde los Participantes realizan las transacciones de mediano a largo plazo, con cantidades, condiciones y precios futuros acordados en contratos.

Grandes Consumidores: Son los consumidores con calidad de clientes libres en cuanto cumplen con los requisitos de potencia, energía y demás parámetros técnicos establecidos en la reglamentación, y están conectados directamente al sistema de transmisión o, estando conectados a la red de distribución han optado por comprar su energía en el MMEE.

Media Tensión: Corresponde a tensiones máximas de servicio mayores a 1.000 (mil) Voltios y menores o iguales a 72.500 (setenta y dos mil quinientos) Voltios.

Mercado Mayorista de Energía Eléctrica (MMEE): Es el mercado que funciona en las etapas de generación y consumo, con uso compartido del sistema de transmisión y régimen de libre acceso y de competencia para el suministro a los Distribuidores y Grandes Consumidores (art. 11, Ley N° 16.832)

Mercado Spot: Es el ámbito en que se concretan transacciones de energía de corto plazo, para conciliar los excedentes y faltantes que surgen como consecuencia del despacho y la operación, los compromisos contractuales y el consumo real.

Participante: Es el autorizado a operar comercialmente en el MMEE, comprando y vendiendo en forma directa. Incluye a los Generadores, Autoproductores, Distribuidores, Grandes Consumidores y Comercializadores.

Participante Consumidor: Es el Participante que retira energía de la red. Incluye al Distribuidor, al Gran Consumidor que participa en forma directa en el MMEE, al Autoprodutor que se convierte en Participante cuando retira energía de la red para consumo propio, al Comercializador de Grandes Consumidores. Y al participante exportador.

Participante Productor: Es el Participante que entrega energía a la red. Incluye al Generador, al Autoprodutor que inyecta excedentes a la red, al Autoprodutor Firme que participa en forma directa en el MMEE, al Comercializador de Generación y a la importación (generación ubicada en otro país) representada por su importador.

Período Firme: Es el período de tiempo de mayor consumo de energía, definido por las horas fuera del Bloque de Valle, usado para el cálculo de la Potencia Firme.

Potencia Disponible: Es la potencia máxima que puede entregar un Grupo a Despachar en su nodo de venta. Para el caso de generación nacional, no incluye restricciones de transmisión del SIN o restricciones debidas a salto hidráulico en el caso de una central hidroeléctrica. En el caso de generación térmica incluye restricciones de combustible.

Potencia Firme: Es el respaldo que deben poseer los Participantes Productores para la Garantía de Suministro requerida por los Participantes Consumidores. Tiene por objeto asegurar el abastecimiento de la demanda con la confiabilidad pretendida.

Potencia Firme Comercializable: Es la Potencia Firme que un Participante Productor está en condiciones de vender. Incluye la Potencia Firme Comercializable de Corto y de Largo Plazo.

Potencia Firme de Corto Plazo: Es la dedicada al cubrimiento real del consumo y al Servicio Auxiliar de Reserva Operativa para la calidad del servicio.

Potencia Firme de Largo Plazo: Es la que tiene por objeto asegurar el cubrimiento anticipado de la Garantía de Suministro.

Precio de Referencia de la Potencia: Es el fijado por el Regulador cada tres años, como máximo para el Servicio Mensual de Garantía de Suministro y de Reserva Fría. Se utiliza también para remunerar el Servicio de Reserva Operativa. Se calcula a partir de la anualidad correspondiente a la inversión en una máquina generadora de punta.

Precio del Servicio Mensual de Garantía de Suministro: Es el que resulta del proceso competitivo de ofertas que se establece en el Reglamento del Mercado Mayorista, y tiene por objeto remunerar la Potencia Firme de Corto Plazo.

Precio Equivalente: Es el precio promedio de adquisición de potencia y energía, que puede ser trasladado a tarifas.

Precio Spot: Es el costo marginal de abastecer un incremento de demanda en un nodo de la red, dentro de los Criterios de Desempeño Mínimo y teniendo en cuenta el costo marginal de corto plazo de transmisión, con los ajustes que establece el Reglamento del Mercado Mayorista.

Precio Spot Estabilizado: Es el precio al cual el Distribuidor compra su energía en el Mercado Spot; corresponde a la estabilización de los precios de dicho mercado para un período semestral.

Reserva Fría: Es la que tiene por objeto contar con el respaldo necesario para seguridad ante contingencias. Tanto la generación como el consumo podrán proveer este servicio si cumplen los requisitos técnicos establecidos en la reglamentación y un tiempo de respuesta no superior a los 20 (veinte) minutos desde su convocatoria por el DNC.

Reserva Nacional: Es la que corresponde a la Potencia Firme de Largo Plazo nacional comprometida en contratos y en el Servicio de Reserva Nacional, y representa el respaldo nacional de la Garantía de Suministro.

Seguro de Garantía de Suministro: Es el cubrimiento anticipado de parte de las necesidades de abastecimiento de los Participantes Consumidores, que asegura la existencia de suficiente Potencia Firme de Largo Plazo (nacional o de importación), con disponibilidad comprometida para satisfacer su requerimiento.

Servicio de Administración del Mercado: Es el servicio que presta la ADME conforme a los procedimientos y disposiciones comunes a la ADME y a cada Participante del MMEE, con el objeto de establecer los requisitos a cumplir para participar en dicho MMEE y en el Mercado de Contratos a Término, los mecanismos para administrar las transacciones comerciales que se realizan en el Mercado Spot y de seguridad de suministro (Potencia Firme), las transacciones comerciales que correspondan para Servicios Auxiliares, y el sistema de mediciones comerciales, liquidación y cobranza.

Servicio de Operación del Sistema: Es el que presta la ADME de acuerdo con las disposiciones comunes a dicha Institución, Agentes y Participantes, en todo lo referente a la programación, la coordinación, el despacho y la operación con criterio de mínimo económico dentro de las restricciones que impone la red y los Criterios de Desempeño Mínimo.

Servicio Mensual de Garantía de Suministro: Es aquel mediante el cual se concretan transacciones mensuales para conciliar los faltantes de Garantía de Suministro de los Participantes Consumidores o los faltantes de Potencia Firme comprometida en contratos o Servicio de Reserva Nacional de los Participantes Productores. Sistema de Medición Comercial (SMEC): Es el sistema requerido para medir las magnitudes físicas entregadas y recibidas por

cada Participante en los puntos que compra o vende al MMEE; sus requisitos serán establecidos en el reglamento que a tales efectos dicte el Regulador.

Servicio Público de Electricidad: Es el suministro regular y permanente de energía eléctrica para uso colectivo, efectuado mediante redes de distribución, en una Zona de Servicio y destinado al consumo de los Suscritores.

Sistema Interconectado Nacional (SIN): Es el conjunto de instalaciones de generación y transmisión interconectadas dentro del territorio nacional en un solo sistema.

Suscriptor: Es el cliente final titular de un suministro efectuado y medido por el Distribuidor. Se distinguen dos tipos de suscritores: los Grandes Consumidores Potenciales y los consumidores cautivos (aquellos que solo pueden comprar su suministro a ese Distribuidor).

Tasa del Despacho Nacional de Cargas: Es la creada por el artículo 10 de la Ley N° 16.832, destinada a financiar el presupuesto de retribuciones personales e inversiones de la ADME.

Artículo 9 - Las actividades de la industria eléctrica estarán sometidas al control técnico y económico del Poder Ejecutivo.

Artículo 10 - Compete al Poder Ejecutivo, la autorización de generación, importación y exportación de energía eléctrica.

Artículo 12 - La construcción de centrales generadoras y líneas de transmisión no conectadas al SIN requerirá autorización del Ministerio de Industria, Energía y Minería, la que quedará condicionada al cumplimiento por parte del solicitante, de los mismos requerimientos en relación con las normas de seguridad de instalaciones e impacto ambiental, que rigen para las centrales de generación y líneas de transmisión conectadas al SIN.

Artículo 15 - En oportunidad de decidirse en relación con el otorgamiento de concesión se tendrá especialmente en cuenta:

- a) el cumplimiento por el interesado, de todas las condiciones generales y especiales, relativas a la concesión de que se trate;
- b) la capacidad técnica y económica del interesado, para cumplir adecuadamente las metas y obligaciones respectivas;
- c) la adecuación técnica de las obras e instalaciones proyectadas por el interesado, para cumplir las metas y obligaciones respectivas;
- d) la factibilidad económica y financiación del proyecto;
- e) la concordancia del proyecto con las pautas generales establecidas por el Poder Ejecutivo sobre política energética en general y , en especial, sobre política en materia de energía eléctrica.

Artículo 16 - El acto de concesión determinará necesariamente y sin perjuicio de otras especificaciones que se estimen pertinentes, las siguientes:

- a) las condiciones generales y especiales de la concesión y los derechos y obligaciones emergentes de la misma, con específica referencia a la obligación de cumplir con las normas contenidas en los Reglamentos y Anexos aplicables;
- b) en el caso de concesiones que comprendan la etapa de distribución de electricidad, las áreas geográficas a asignar;

- c) las características y el plan de las obras e instalaciones a realizar así como sus modificaciones y ampliaciones;
- d) el plazo de duración de la concesión, el cual no podrá exceder de 30 (treinta) años y se considerará prorrogado por períodos de 10 (diez) años si ninguna de las partes denuncia el contrato correspondiente con una antelación no menor de 2 (dos) años al vencimiento de dicho plazo;
- e) el plazo para la iniciación y terminación de las obras e instalaciones que fueren necesarias;
- f) si correspondieren, las garantías que deberá prestar el concesionario para asegurar el fiel cumplimiento de sus obligaciones;
- g) las causales de caducidad y revocación;
- h) las condiciones de uso y ocupación de bienes del dominio del Estado que sean necesarios para el cumplimiento de la concesión;
- i) la afectación de los bienes destinados a las actividades de la concesión, la propiedad de los mismos y, en especial, el régimen de las instalaciones costeadas por los usuarios;
- j) el régimen de las servidumbres y expropiaciones necesarias para los fines de la concesión;
- k) las atribuciones de fiscalización, inspección y control que corresponden al Estado en ejercicio de sus poderes de policía y para la vigilancia del cumplimiento de los términos de la concesión;
- l) el régimen de infracciones y multas.

Capítulo VI. Protección del Ambiente

Artículo 17 - Las personas que desarrollan actividades de la industria eléctrica deberán ajustarse a las disposiciones constitucionales, legales y reglamentarias de conservación del medio ambiente.

La autoridad competente en la materia es el Ministerio de Vivienda, Ordenamiento Territorial y Medio Ambiente.

Artículo 19 - Las tasas de actualización a utilizar para la determinación de precios regulados de energía eléctrica, serán las tasas de costo de capital antes de impuestos, que defina el Poder Ejecutivo, tomando como base las propuestas por el Regulador.

El costo de capital deberá integrar el costo de capital propio y el costo de endeudamiento.

El costo de capital propio será estimado tomando en consideración la tasa libre de riesgo, el producto del riesgo sistemático de la actividad y el premio por riesgo del mercado, y la tasa de riesgo país.

El Regulador deberá dar la adecuada publicidad a la metodología elegida, pudiendo convocar a audiencia pública cuando lo estime conveniente.

Reglamento Mercado Mayorista

Definiciones

Artículo 54. La solicitud de autorización de generación se presentará al Ministerio de Industria, Energía y Minería incluyendo:

- a) identificación del peticionario,
- b) concesión de uso de aguas, si corresponde,
- c) memoria descriptiva y planos generales del proyecto,
- d) cronograma de ejecución de las obras,
- e) presupuesto del proyecto,
- f) especificación de los terrenos fiscales y particulares que se utilizarán,
- g) especificación de los bienes nacionales de uso público que se usarán,
- h) autorización ambiental previa, de acuerdo con lo dispuesto en las normas legales y reglamentarias vigentes.

En un plazo máximo de 15 (quince) días hábiles de presentada la solicitud, dicho Ministerio verificará que el interesado ha acompañado todos los antecedentes requeridos y, de ser así, elevará la solicitud al Poder Ejecutivo, el que se pronunciará previo informe del Regulador, en el plazo de 20 (veinte) días de recibidas las actuaciones del Regulador. Vencido el plazo mencionado se considerará otorgada la autorización. En los casos de generación hidroeléctrica, el Poder Ejecutivo podrá extender este plazo, por razones fundadas.

Artículo 55. Para ser considerado Autoprodutor deben cumplirse los siguientes requerimientos:

- a) Tener las características y requisitos que define el Reglamento General.
- b) La energía anual generada que vende al MMEE no puede ser superior al 50% (cincuenta por ciento) de su generación anual. En caso contrario, será considerado Generador. En función de la evolución del MMEE y comportamiento de Autoprodutores, el Regulador podrá modificar este porcentaje por acto fundado.

Artículo 56. Toda empresa que quiera participar como Agente Autoprodutor deberá presentar una solicitud de autorización al Regulador, incluyendo:

- a) Identificación de la empresa solicitante.
- b) Proyecciones para los siguientes treinta y seis meses, de potencia efectiva, consumo anual y demanda máxima.

Artículo 58. Dentro de los criterios, porcentajes y procedimientos que establece el Reglamento de Distribución, el Autoprodutor cuya generación tenga las características de Generación Distribuida podrá vender potencia y energía a su Distribuidor.

Artículo 59. Se considera Autoprodutor Firme a la empresa que cumple los requisitos para ser Autoprodutor y que, por contar con más capacidad instalada que la demanda propia, tiene excedentes en

su capacidad de generación que puede comprometer como firmes para respaldar el abastecimiento de terceros. El Autoprodutor Firme puede vender en el MMEE, en forma directa convirtiéndose en Participante o en forma indirecta a través de un Comercializador.

Artículo 62. El Autoprodutor Firme podrá realizar ventas en el Mercado de Contratos a Término hasta su Potencia Firme de Largo Plazo. Se entiende por Potencia Firme de Largo Plazo mensual de un Autoprodutor Firme al excedente entre su capacidad de generación efectiva menos consumos propios, o sea potencia neta máxima que puede inyectar a la red, y su demanda máxima mensual prevista. Para estos excedentes, le corresponden los mismos derechos y obligaciones que a un Generador, salvo las excepciones que se identifican en este Reglamento, y será considerado como si se tratara de una unidad generadora con la correspondiente Potencia Firme de Largo Plazo.

La Potencia Firme de Corto Plazo del Autoprodutor Firme se medirá con la potencia que oferta diariamente al DNC para su despacho, que podrá ser mayor que la contratada. Si en un mes oferta menos potencia que la comprometida en sus contratos, el Autoprodutor Firme tendrá un faltante de Potencia Firme que deberá comprar en el Servicio Mensual de Garantía de Suministro.

Para la programación y operación coordinada, los Autoprodutores Firmes deberán suministrar al DNC:

- a) Cada día, dentro de los mismos plazos en que los Participantes deben suministrar la información para el predespacho, su disponibilidad y su oferta de precio de generación para el día siguiente.
- b) En tiempo real, todo cambio en su disponibilidad.

Artículo 63. Se considera Autoprodutor No Firme al Agente Autoprodutor autorizado que no cumple los requisitos para ser Autoprodutor Firme. En consecuencia, cuenta con capacidad instalada para respaldar una parte de la demanda propia y transitoriamente puede resultar con excedentes. De convertirse en Participante del Mercado, a decisión del Autoprodutor No Firme y de acuerdo a sus requerimientos de consumo y decisiones propias de generación, puede vender excedentes de oportunidad o comprar faltantes para abastecimiento propio en el MMEE. Para ello, informará al DNC cada día, dentro de los plazos de envío de datos para el predespacho, los excedentes ofertados o el consumo requerido.

Artículo 64. El Participante Autoprodutor No Firme con faltantes actúa como Participante Consumidor y deberá cumplir las mismas obligaciones que un Gran Consumidor, en lo relativo a informar al DNC sus previsiones de consumo del MMEE. El Participante Autoprodutor No Firme podrá comprar en Contratos de Suministro.

La Potencia Firme de Corto Plazo de un Autoprodutor No Firme que es Participante se calculará con la potencia media que inyecta a la red en las horas fuera del Bloque Horario de Valle. El Participante Autoprodutor No Firme podrá vender energía de oportunidad en el Mercado Spot y Potencia Firme de Corto Plazo en el Servicio Mensual de Garantía de Suministro.

El Autoprodutor No Firme no podrá vender por contratos por no contar con Potencia Firme de Largo Plazo para comprometer al respaldo de terceros.

Para la programación y operación coordinada, todo Autoprodutor No Firme está obligado a informar al DNC:

- a) Cada día, dentro de los mismos plazos en que los Participantes deben suministrar la información para el predespacho, los excedentes que ofertan o el consumo que se prevé necesario comprar para el día siguiente.

- b) En tiempo real, cambios en sus excedentes ofertados o consumo requerido previsto.

Artículo 66. Los Participantes Productores están obligados a suministrar al DNC la información sobre mantenimientos, indisponibilidad, restricciones técnicas y operativas que afectan su operación. Este requerimiento no se aplica al Autoprodutor que deberá informar exclusivamente su oferta de excedentes, prevista y real. Tampoco se aplica a la importación que deberá informar su oferta en la interconexión internacional y restricciones a capacidad máxima despachable en la interconexión.

Artículo 67. Todo generador está obligado a los requerimientos técnicos de Desempeño Mínimo que resultan del Reglamento de Trasmisión y este Reglamento. Si un equipo de generación pone en peligro la estabilidad o seguridad del sistema, el Despacho Nacional de Cargas estará autorizado a desconectarlo o limitar su generación, según corresponda.

Artículo 69. Se denomina central de despacho libre a toda central con una capacidad instalada inferior o igual a 5 MW.

Una central de despacho libre podrá optar por ser despachada por el DNC. El DNC está obligado a incluir en su programación y despacho económico toda central o importación que, a pesar de tener el derecho a su autodespacho, solicita que el DNC la despache centralizadamente.

Artículo 86. Para ser considerado Agente, se debe cumplir con los siguientes requisitos:

- a) Ser Generador, Trasmisor, Distribuidor o Gran Consumidor
- b) Contar con Concesión o autorización, según corresponda.
- c) Cumplir con las obligaciones y requisitos que resultan del presente Reglamento.

Cada Agente tendrá definido uno o más puntos de conexión a la red, en que se mide su inyección o retiro.

Todo Agente deberá cumplir las obligaciones de calidad y normas técnicas de conexión.

Artículo 90. Se considerarán Participantes Productores:

- a) Agentes Productores que se convierten en Participantes.
- b) Comercializadores de Generación, como resultado de sus Acuerdos de Comercialización.
- c) La importación (generación ubicada en otro país) representada por su importador.

Artículo 91. Se considerarán Participantes Consumidores:

- a) Agentes Consumidores que se convierten en Participantes.
- b) Comercializadores de Grandes Consumidores, como resultado de sus Acuerdos de Comercialización.
- c) La exportación (consumo ubicado en otro país) a través de su exportador.

Códigos y funciones de los dispositivos para S.E.P. según ANSI C.37.2

Nº Función y Descripción

1 Elemento principal es el dispositivo de iniciación, tal como el interruptor de control, relé de tensión, interruptor de flotador, etc., que sirve para poner el aparato en operación o fuera de servicio, bien directamente o a través de dispositivos, tales como relés de protección retardados

2 Relé de cierre o arranque con demora de tiempo es el que da la demora de tiempo deseado entre operaciones de una secuencia automática o de un sistema de protección, excepto cuando es proporcionado específicamente por los dispositivos 48, 62 y 79 descritos más adelante.

3 Relé de comprobación o de bloqueo es el que opera en respuesta a la posición de un número de otros dispositivos, o un número de condiciones predeterminadas, en un equipo para permitir que continúe su operación, para que se pare, o para proporcionar una prueba de la posición de estos dispositivos o de estas condiciones para cualquier fin.

4 Contactor principal es un dispositivo generalmente mandado por el dispositivo nº 1 o su equivalente y los dispositivos de permiso y protección necesarios, y que sirve para abrir y cerrar los circuitos de control necesarios para reponer un equipo en marcha, bajo las condiciones deseadas o bajo otras condiciones o anormales.

5 Dispositivo de parada es aquel cuya función primaria es quitar y mantener un equipo fuera de servicio.

6 Interruptor de arranque es un dispositivo cuya función principal es conectar la máquina a su fuente de tensión de arranque.

7 Interruptor de ánodo es el utilizado en los circuitos del ánodo de un rectificador de potencia, principalmente para interrumpir el circuito del rectificador por retorno del encendido de arco.

8 Dispositivo de desconexión de energía de control es un dispositivo de desconexión (conmutador de cuchilla, interruptor de bloque o fusibles extraíbles) que se utiliza con el fin de conectar y desconectar, respectivamente, la fuente de energía de control hacia y desde la barra o equipo de control.

Se considera que la energía de control incluye a la energía auxiliar que alimenta aparatos pequeños como motores y calefactores.

9 Dispositivo de inversión es el que se utiliza para invertir las conexiones de campo de una máquina o bien para otras funciones especiales de inversión.

10 Conmutador de secuencia es el que se utiliza para cambiar la secuencia de conectar o desconectar unidades en un equipo de unidades múltiples.

11 Reservado para futuras aplicaciones.

12 Dispositivo de exceso de velocidad es normalmente un conmutador de velocidad de conexión directa que actúa cuando la máquina se embala.

13 Dispositivo de velocidad síncrona es el que funciona con aproximadamente la velocidad síncrona normal de una máquina, tal como un conmutador de velocidad centrifuga, relés de frecuencia de deslizamiento, relé de tensión, relé de intensidad mínima o cualquier tipo de dispositivo que accione con aproximadamente la velocidad normal de la máquina.

14 Dispositivo de falta de velocidad es el que funciona cuando la velocidad de la máquina desciende por debajo de un valor predeterminado.

15 Dispositivo regulador de velocidad o frecuencia es el que funciona para mantener la velocidad o frecuencia de una máquina o sistema a un cierto valor, o bien entre ciertos límites.

16 Reservado para futuras aplicaciones.

17 Conmutador para puentear el campo serie sirve para abrir y cerrar un circuito en shunt entre los extremos de cualquier pieza o aparato (excepto una resistencia) tal como el campo de una máquina, un condensador o una reactancia. Esto excluye los dispositivos que realizan las funciones de shunt necesarias para arrancar una máquina por los dispositivos 6 ó 42, o su equivalente, y también excluye la función del dispositivo 73 que sirve para la operación de las resistencias.

18 Dispositivo de acelerar o decelerar es el que se utiliza para cerrar o hacer cerrar los circuitos que sirven para aumentar o disminuir la velocidad de una máquina.

19 Contactos de transición de arranque a marcha normal. Su función es hacer la transferencia de las conexiones de alimentación de arranque a las de marcha normal de la máquina.

20 Válvula maniobrada eléctricamente es una válvula accionada por solenoide o motor, que se utiliza en circuitos de vacío, aire, gas, aceite, agua o similares.

21 Relés de distancia es el que funciona cuando la admitancia, impedancia o reactancia del circuito disminuyen a unos límites anteriormente fijados.

22 Interruptor igualador sirve para conectar y desconectar las conexiones igualadoras o de equilibrio de intensidad para los reguladores del campo de la máquina o de tensión de la máquina, en una instalación de unidades múltiples.

23 Dispositivo regulador de temperatura es el que funciona para mantener la temperatura de la máquina u otros aparatos dentro de ciertos límites. Un ejemplo es un termostato que enciende un calentador en un elemento de aparellaje, cuando la temperatura desciende a un valor deseado que es distinto de un dispositivo usado para proporcionar regulación de temperatura automática entre límites próximos, y que sería designado como 90T.

24 Reservado para futuras aplicaciones.

25 Dispositivo de sincronización o puesta en paralelo es el que funciona cuando dos circuitos de alterna están dentro de los límites deseados de tensión, frecuencia o ángulo de fase, lo cuál permite o causa la puesta en paralelo de estos circuitos.

26 Dispositivo térmico es el que funciona cuando la temperatura del campo en shunt, o el bobinado amortiguador de una máquina o el de una resistencia de limitación o cambio de carga o de un líquido u otro medio, excede de un valor determinado. Si la temperatura del aparato protegido, tal como un rectificador de energía, o de cualquier otro medio, está mas abajo de un valor prefijado.

27 Relés de mínima tensión es el que funciona al descender la tensión de un valor prerreglado.

28 Detector de llama. Su función es detectar la existencia de llama en el piloto o quemador principal, por ejemplo de una caldera o una turbina de gas.

29 Contactos de aislamiento es el que se utiliza con el propósito especial de desconectar un circuito de otro, por razones de maniobra de emergencia, conservación o prueba.

30 Relé anunciador es un dispositivo de reposición no automática que da un numero de indicaciones visuales independientes al accionar el dispositivo de protección y además también puede estar dispuesto para efectuar una función de enclavamiento.

31 Dispositivo de excitación separada es el que conecta un circuito, tal como el campo shunt de una conmutatriz, a la fuente de excitación separada durante el proceso de arranque, o bien se utiliza para energizar la excitación y el circuito de encendido de un rectificador.

32 Relé direccional de potencia es el que funciona sobre un valor deseado de potencia en una dirección dada, o sobre la potencia invertida resultante del retroceso del arco en los circuitos de ánodo o cátodo de un rectificador de potencia.

33 Conmutador de posición es el que hace o abre contacto cuando el dispositivo principal o parte del aparato, que no tiene un número

funcional de dispositivo, alcanza una posición dada.

34 Conmutador de secuencia movido a motor es un conmutador de contactos múltiples el cual fija la secuencia de operación de los dispositivos principales durante el arranque y la parada, o durante otras operaciones que requieran una secuencia.

35 Dispositivo de cortocircuitar las escobillas o anillos rozantes. Es para elevar, bajar o desviar las escobillas de una máquina, o para cortocircuitar los anillos rozantes.

36 Dispositivo de polaridad es el que acciona o permite accionar a otros dispositivos con una polaridad dada solamente.

37 Relé de mínima intensidad o baja potencia es el que funciona cuando la intensidad o la potencia caen por debajo de un valor predeterminado.

38 Dispositivo térmico de cojinetes es el que funciona con una temperatura excesiva de los cojinetes.

39 Detector de condiciones mecánicas. Su cometido es funcionar en situaciones mecánicas anormales (excepto las que suceden a los cojinetes de una máquina, función 38), tales como vibración excesiva, excentricidad, expansión choque, etc.

40 Relé de campo/pérdida de excitación es el que funciona a un valor anormalmente bajo de la intensidad de campo de una máquina, o por el valor excesivo de la componente reactiva de la corriente de armadura en una máquina de ca, que indica excitación de campo anormalmente baja.

41 Interruptor de campo es un dispositivo que funciona para aplicar o quitar la excitación de campo de la máquina.

42 Interruptor de marcha es un dispositivo cuya función principal es la de conectar la máquina a su fuente de tensión de funcionamiento en marcha, después de haber sido llevada hasta la velocidad deseada de la conexión de arranque.

43 Dispositivo de transferencia es un dispositivo, accionado a mano, que efectúa la transferencia de los circuitos de control para modificar el proceso de operación del equipo de conexión de los circuitos o de algunos de los dispositivos.

44 Relé de secuencia de arranque del grupo es el que funciona para arrancar la unidad próxima disponible en un equipo de unidades múltiples cuando falla o no está disponible la unidad que normalmente le precede.

45 Detector de condiciones atmosféricas. Funciona ante condiciones atmosféricas anormales como humos peligrosos, gases explosivos, fuego, etc.

46 Relé de intensidad para equilibrio o inversión de fases. Es un relé que funciona cuando las intensidades polifásicas están en secuencia inversa o desequilibrada o contienen componentes de secuencia negativa.

47 Relé de tensión para secuencia de fase es el que funciona con un valor dado de tensión polifásica de la secuencia de fase deseada.

48 Relé de secuencia incompleta es el que vuelve el equipo a la posición normal o «desconectado» y lo enclava si la secuencia normal de arranque, funcionamiento o parada no se completa debidamente dentro de un intervalo predeterminado.

49 Relé térmico para máquina, aparato o transformador es el que funciona cuando la temperatura una máquina, aparato o transformador excede de un valor fijado.

50 Relé instantáneo de sobreintensidad y velocidad de aumento de intensidad es el que funciona instantáneamente con un valor excesivo de la intensidad o con un valor excesivo de velocidad de aumento de la intensidad, indicando avería en el aparato o circuito que protege.

51 Relé temporizado de sobreintensidad de ca es un relé con característica de tiempo inversa o definida, que funciona cuando la intensidad de un circuito de ca sobrepasa un valor dado.

52 Interruptor de ca es el que se usa para cerrar e interrumpir un circuito de potencia de ca bajo condiciones normales o de falta o emergencia.

53 Relé de la excitatriz o del generador de cc es el que fuerza el campo de la máquina de cc durante el arranque o funciona cuando la tensión de la máquina ha llegado a un valor dado.

54 Reservado para futuras aplicaciones.

55 Relé de factor de potencia es el que funciona cuando el factor de potencia en un circuito de ca no llega o sobrepasa un valor dado.

56 Relé de aplicación del campo es el que se utiliza para controlar automáticamente la aplicación de la excitación de campo de un motor de ca en un punto predeterminado en el ciclo de deslizamiento.

57 Dispositivo de cortocircuito o de puesta a tierra es el que opera por potencia o por energía almacenada y que funciona para cortocircuitar o poner a tierra un circuito, en respuesta a medios automáticos o manuales.

58 Relé de fallo de rectificador de potencia es el que funciona debido al fallo de uno o más ánodos del rectificador de potencia, o por el fallo de un diodo a conducir o bloquear propiamente.

59 Relé de sobretensión es el que funciona con un valor dado de sobretensión.

60 Relé de equilibrio de tensión es el que opera con una diferencia de tensión entre dos circuitos.

61 Reservado para futuras aplicaciones.

62 Relé de parada o apertura con demora de tiempo es el que se utiliza en unión con el dispositivo que inicia la parada total o la indicación de parada o apertura en una secuencia automática.

63 Relé de presión de gas, líquido o vacío es el que funciona con un valor dado de presión de líquido o gas, para una determinada velocidad de variación de la presión.

64 Relé de protección de tierra es el que funciona con el fallo a tierra del aislamiento de una máquina, transformador u otros aparatos, o por contorneamiento de arco a tierra de una máquina de cc. Esta función se aplica solo a un relé que detecte el paso de corriente desde el armazón de una máquina, caja protectora o estructura de una pieza de aparatos, a tierra, o detecta una tierra en un bobinado o circuito normalmente no puesto a tierra. No se aplica a un dispositivo conectado en el circuito secundario o en el neutro secundario de un transformador o trafos de intensidad, conectados en el circuito de potencia de un sistema puesto normalmente a tierra.

65 Regulador mecánico es el equipo que controla la apertura de la compuerta o válvula de la máquina motora, para arrancarla, mantener su velocidad o detenerla.

66 Relé de pasos es el que funciona para permitir un número especificado de operaciones de un dispositivo dado o equipo, o bien un número especificado de operaciones sucesivas con un intervalo dado de tiempo entre cada una de ellas. También se utiliza para permitir el energizado periódico de un circuito, y la aceleración gradual de una máquina.

67 Relé direccional de sobreintensidad de ca es el que funciona con un valor deseado de circulación de sobreintensidad de ca en una dirección dada.

68 Relé de bloqueo es el que inicia una señal piloto para bloquear o disparar en faltas externas en una línea de transmisión o en otros aparatos bajo condiciones dadas, coopera con otros dispositivos a bloquear el disparo o a bloquear el reenganche en una condición de pérdida de sincronismo o en oscilaciones de potencia.

69 Dispositivo de supervisión y control es generalmente un interruptor auxiliar de dos posiciones accionado a mano, el cual permite una posición de cierre de un interruptor o la puesta en servicio de un equipo y en la otra posición impide el accionamiento del interruptor o del equipo.

70 Reostato es el que se utiliza para variar la resistencia de un circuito en respuesta a algún método de control eléctrico, que, o bien es

accionado eléctricamente, o tiene otros accesorios eléctricos, como contactos auxiliares de posición o limitación.

71 Relé de nivel de líquido o gaseoso. Este relé funciona para valores dados de nivel de líquidos o gases, o para determinadas velocidades de variación de estos parámetros.

72 Interruptor de cc es el que se utiliza para cerrar o interrumpir el circuito de alimentación de cc bajo condiciones normales o para interrumpir este circuito bajo condiciones de emergencia.

73 Contactor de resistencia en carga es el que se utiliza para puentear o meter en circuito un punto de la resistencia limitadora, de cambio o indicadora, o bien para activar un calentador, una luz, o una resistencia de carga de un rectificador de potencia u otra máquina.

74 Relé de alarma es cualquier otro relé diferente al anunciador comprendido bajo el dispositivo 30 que se utiliza para accionar u operar en unión de una alarma visible o audible.

75 Mecanismo de cambio de posición se utiliza para cambiar un interruptor desconectable en unidad entre las posiciones de conectado, desconectado y prueba.

76 Relé de sobreintensidad de cc es el que funciona cuando la intensidad en un circuito de cc sobrepasa un valor determinado.

77 Transmisor de impulsos es el que se utiliza para generar o transmitir impulsos, a través de un circuito de teledistancia o hilos piloto, a un dispositivo de indicación o recepción de distancia.

78 Relé de salto de vector o medidor del ángulo de desfase (protección de salida de paralelo) es el que funciona con un valor determinado de ángulo de desfase entre dos tensiones o dos intensidades, o entre tensión e intensidad.

79 Relé de reenganche de ca es el que controla el reenganche y enclavamiento de un interruptor de ca.

80 Relé de flujo líquido o gaseoso actúa para valores dados de la magnitud del flujo o para determinadas velocidades de variación de éste.

81 Relé de frecuencia es el que funciona con una variación de la frecuencia o por la velocidad de variación de la frecuencia.

82 Relé de reenganche de cc es el que controla el cierre y reenganche de un interruptor de c.c. generalmente respondiendo a las condiciones de la carga del circuito.

83 Relé de selección o transferencia del control automático es el que funciona para elegir automáticamente entre ciertas fuentes de alimentación o condiciones de un equipo, o efectúa automáticamente una operación de transferencia.

84 Mecanismo de accionamiento es el mecanismo eléctrico completo, o servomecanismo, incluyendo el motor de operación, solenoides, auxiliares de posición, etc., para un cambiador de tomas, regulador de inducción o cualquier pieza de un aparato que no tenga número de función.

85 Relé receptor de ondas portadoras o hilo piloto es el que es accionado o frenado por una señal y se usa en combinación con una protección direccional que funciona con equipos de transmisión de onda portadora, hilos piloto de cc.

86 Relé de enclavamiento es un relé accionado eléctricamente con reposición a mano o eléctrica, que funciona para parar y mantener un equipo un equipo fuera de servicio cuando concurren condiciones anormales.

87 Relé de protección diferencial es el que funciona sobre un porcentaje o ángulo de fase u otra diferencia cuantitativa de dos intensidades o algunas otras cantidades eléctricas.

88 Motor o grupo motor generador auxiliar es el que se utiliza para accionar equipos auxiliares, tales como bombas, ventiladores, excitatrices, etc.

89 Desconectador de línea es el que se utiliza como un desconectador de desconexión o aislamiento en un circuito de potencia de ca o cc

cuando este dispositivo se acciona eléctricamente o bien tiene accesorios eléctricos, tales como interruptores auxiliares, enclavamiento electromagnético, etc.

90 Dispositivo de regulación es el que funciona para regular una cantidad, tal como tensión, intensidad, potencia, velocidad, frecuencia, temperatura y carga a un valor dado, o bien ciertos límites para las máquinas, líneas de unión u otros aparatos.

91 Relé direccional de tensión es el que funciona cuando la tensión entre los extremos de un interruptor o contactor abierto sobrepasa un valor dado en una dirección dada.

92 Relé direccional de tensión y potencia es un relé que permite u ocasiona la conexión de dos circuitos cuando la diferencia de tensión entre ellos excede de un valor dado en una dirección determinada y da lugar a que estos dos circuitos sean desconectados uno de otro cuando la potencia circulante entre ellos excede de un valor dado en la dirección opuesta.

93 Contactor de cambio de campo es el que funciona para cambiar el valor de la excitación de la máquina.

94 Relé de disparo o disparo libre es el que funciona para disparar o permitir disparar un interruptor, contactor o equipo, o evitar un reenganche inmediato de un interruptor en el caso que abra por sobrecarga, aunque el circuito inicial de mando de cierre sea mantenido.

95(*)

96(*)

97(*)

98(*)

99(*)

(*) Reservado para aplicaciones especiales.

APÉNDICE E

PROGRAMAS EN MATLAB

Programas para el flujo de carga.....	1
Archivo 'FlujoCarga_5_14hs'	1
Archivo 'FlujoCarga_5_21hs'	1
Resumen de las Funciones desarrollados en Matlab para la realización del Flujo de Carga ..	2
Programa de cálculo del equivalente de las redes.....	15
Programas de Cálculo de Cortocircuitos.....	16
Diagrama de cargabilidad del generador	23
Calculo de la resistencia de la malla de puesta a tierra	24

Programas para el flujo de carga

Archivo 'FlujoCarga_5_14hs'

```
%
%          DATOS DE BARRA
%          CARGA      GENERACION      min      max      Shunt      Shunt
% BARRA  TENSION  MW  MVar  MW  MVar  MVar  MVar  MVar  Suceptancia
SL MTUTE    1.05    0    0    0    0    0    0    0    0
PQ SB_315    1.00    0    0    0    0    0    0    0    0
PQ SB_22     1.00    4    3.8  0    0    0    0    3    0
PQ SGen_22    1.00    0    0    0    0    0    0    0    0
PV SGen_66    1.01    0    0    3.2  0   -1e10  2.4  0    0
%
%
%          DATOS DE LINEAS
% BARRA_1  BARRA_2  RESISTENCIA  REACTANCIA  SUCEPTANCIA
Linea MTUTE    SB_315    0.02879    0.09262    0
Linea SB_22    SGen_22    9.6e-4     2.38e-4    2.71e-6
%
%
%          DATOS DE TRANSFORMADORES
% BARRA_1  BARRA_2  RESISTENCIA  REACTANCIA  TAP
Trafo SB_315    SB_22    0.0303     0.203     1
Trafo SGen_22    SGen_66    0.02       0.15     1
```

Archivo 'FlujoCarga_5_21hs'

```
%
%          DATOS DE BARRA
%          CARGA      GENERACION      min      max      Shunt      Shunt
```

%	BARRA	TENSION	MW	MVAr	MW	MVAR	MVAr	MVAr	MVAr	Suceptancia
SL	MTUTE	1.05	0	0	0	0	0	0	0	0
PQ	SB_315	1.00	0	0	0	0	0	0	0	0
PQ	SB_22	1.00	1.33	1.27	0	0	0	0	1	0
PQ	SGen_22	1.00	0	0	0	0	0	0	0	0
PV	SGen_66	1.00	0	0	3.2	0	-1e10	2.4	0	0

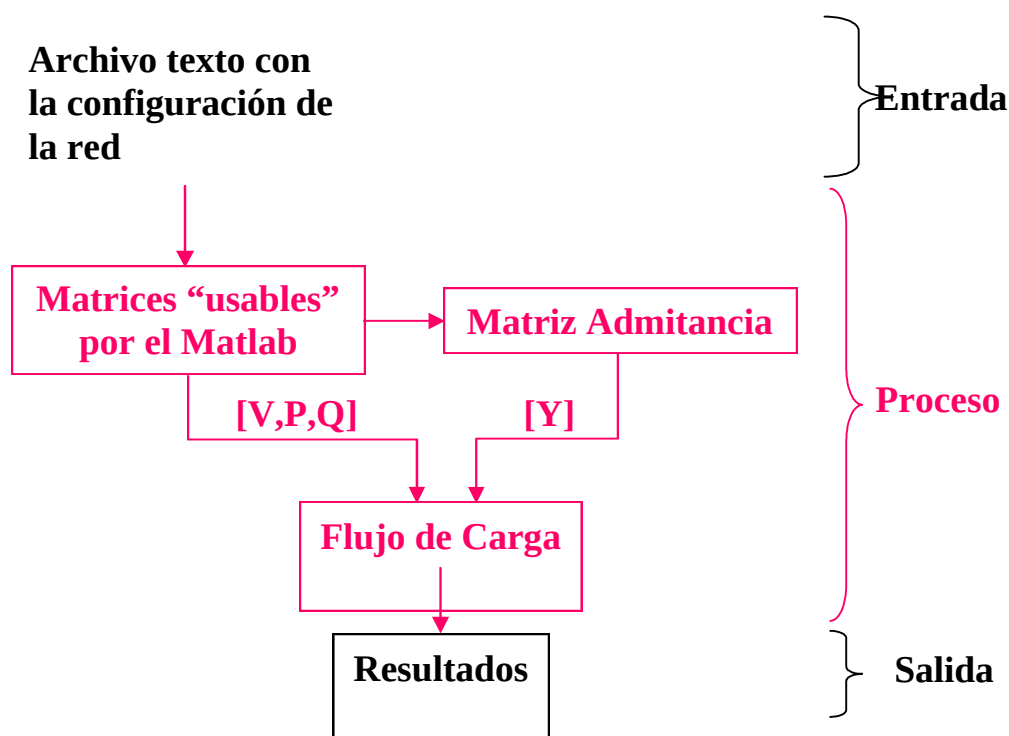
DATOS DE LINEAS					
%	BARRA_1	BARRA_2	RESISTENCIA	REACTANCIA	SUCEPTANCIA
Linea	MTUTE	SB_315	0.29	0.92	0
Linea	SB_22	SGen_22	9.3e-3	1.07e-2	2.71e-6

DATOS DE TRANSFORMADORES					
%	BARRA_1	BARRA_2	RESISTENCIA	REACTANCIA	TAP
Trafo	SB_315	SB_22	0.303	2.03	1
Trafo	SGen_22	SGen_66	0.2	1.5	1

Resumen de las Funciones desarrollados en Matlab para la realización del Flujo de Carga

El desarrollo de las funciones para la resolución de un Flujo de Carga genérico que se presentaran a continuación, son obra del Ing. Rafael Hirsch.

Análisis de Flujo de Carga



Función red2mat :

Esta función, convierte un archivo ASCII con los datos de la red, en matrices usables por el Matlab

Argumentos de entrada

- Archivo ASCII con los datos de la red.
- Nombre del archivo para almacenar los datos de salida (opcional).

•Argumentos de salida:

- Matrices N, pN, Barras.

```
function[N,pN,Barras]=red2mat(archivo,arsal)
```

```
% RED2MATConvierte un archivo tipo ASCII conteniendo los datos de la red
% necesarios para resolver flujo de carga
% monofasico, en matrices "usables" por el matlab para las rutinas de
% calculo.
% [N,pN,Barras]=red2mat(archivo,arsal)
%
% archivo : nombre del archivo ASCII
% arsal : nombre del archivo donde se quiere almacenar los resultados
% (opcional)
% N : Matriz numerica "imagen" del archivo ASCII, los elementos
% aparecen segun el siguiente orden: barras PQ, barras PV, slack, lineas y
% transformadores
% pN : Matriz puntera hacia N, indicando fila inicial y fila final, para
% las Barras PQ, Barras PV etc.
% Barras : Vector con los nombres de las barras, en el orden PQ,PV, SL.

fid=fopen(archivo); % Abre el archivo especificado

if fid == -1
    error('Archivo no encontrado')
end

fila = fgetl(fid); % Se carga en fila la primera fila del archivo
nPQ=0; % Inicialización del número de barras PQ,
nPV=0; % PV,
nLi=0; % lineas
nTr=0; % trafos y
nGr=0; % generadores.
% Dentro del while se va leyendo el archivo ASCII fila a fila y se van
% extrayendo los datos.
while fila ~= -1 % Mientras no se termine el archivo
    [pal,resto]=strtok(fila); % Retorna el primer string delimitado por el
    % espacio en blanco en pal, y el resto de
    % de la fila en resto.

    [b1,resto1]=strtok(resto);
    [b2,resto2]=strtok(resto1);
    if strcmp(pal,'PQ',2) | strcmp(pal,'pq',2), % Detecto una barra PQ
        nPQ=nPQ+1;
        BPQ(nPQ,1)={b1};
        PPQ(nPQ,:)=str2num(resto1);
```

```

elseif strncmp(pal,'PV',2) | strncmp(pal,'pv',2),% Detecto una barra PV
    nPV=nPV+1;
    BPV(nPV,1)={b1};
    PPV(nPV,:)=str2num(resto1);
elseif strncmp(pal,'S',1) | strncmp(pal,'s',1), % Detecto la barra Slack
    BSL={b1};
    PSL=str2num(resto1);
elseif strncmp(pal,'L',1) | strncmp(pal,'l',1), % Detecto una línea
    nLi=nLi+1;
    BLin(nLi,1)={b1};
    BLin(nLi,2)={b2};
    PLin(nLi,:)=str2num(resto2);
elseif strncmp(pal,'T',1) | strncmp(pal,'t',1), % Detecto un transformador
    nTr=nTr+1;
    BTraf(nTr,1)={b1};
    BTraf(nTr,2)={b2};
    PTraf(nTr,:)=str2num(resto2);
elseif strncmp(pal,'G',1) | strncmp(pal,'g',1), % Detecto un generador
    nGr=nGr+1;
    BGen(nGr,1)={b1};
    PGen(nGr,:)=str2num(resto1);
elseif strncmp(pal,'% ',1)', % Detecto un comentario
else
    err=['Error de codificacion en la fila: ',fila]; % Detecto un caracter
    inválido
    error (err)
end
fila = fgetl(fid); % Se actualiza fila con la fila siguiente.
end

fclose(fid); % Se cierra el archivo
n_elem=[nPQ nPV 1 nLi nTr nGr]; % Vector con cantidades de cada elemento.
nB=sum(n_elem(1:3)); % Numero total de barras
nF=sum(n_elem); % Numero total de elementos
% Conjunto de sentencias para atribuir los valores a pN, teniendo en
% cuenta la posibilidad que no exista barras PV y/o transformadores.
if nPV & nTr,
    pN=[1 nPQ;nPQ+1 nB-1;nB nB;nB+1 nB+nLi;nB+nLi+1 nB+nLi+nTr];
elseif ~nPV & ~nTr,
    pN=[1 nPQ;0 0;nB nB;nB+1 nB+nLi;0 0];
elseif ~nTr,
    pN=[1 nPQ;nPQ+1 nB-1;nB nB;nB+1 nB+nLi;0 0];
else
    pN=[1 nPQ;0 0;nB nB;nB+1 nB+nLi;nB+nLi+1 nB+nLi+nTr];
end

% Verifico si existe generadores
if nGr & nTr,
    pN(end+1,1:2)=[nB+nLi+nTr+1 nF];
elseif nGr
    pN(end+1,1:2)=[nB+nLi+1 nF];
else
    pN(end+1,1:2)=[0 0];
end
% Sentencias para concatenar en Barras los nombres de todas las barras
[PQ;PV;SL], verificando si existe barras PV.
Barras=[BPQ(:,1)];
if nPV,
    Barras=[Barras;BPV(:,1)];

```



```

end
Barras=[Barras;BSL(:,1)];

% En BLTG se concatenan las barras de las líneas y de los transformadores,
verificando que existan transformadores y generadores

if nTr,
    BLTG=[BLin;BTraf];
else
    BLTG=BLin;
end
if nGr,
    BLTG=[BLTG;[BGen BGen]];
End

% Se comienza a armar N, numerando las barras.
N=zeros(nF,11);
N(1:nB,1)=(1:nB)';
N(1:nB,2)=(1:nB)';
% Se le atribuyen números a las barras de líneas y trafos y se verifica
conectividad.
sN=zeros(size(BLTG));
for i=1:nB
    T=i*strcmp(Barras(i,1),BLTG);
    if T==0,
        err=['La siguiente barra esta aislada de la red: ',char(Barras(i,1))];
        error (err)
    end
    sN=sN+T;
end
if prod(prod(sN))==0,
    a=find(sN==0);
    disp(['Las siguientes barras no estan definidas:'])
    disp(BLTG(a))
    error (' ')
end
N(pN(4,1):nF,1:2)=sN; % Se completa la numeración de las barras en N.
N(nF-nGr+1:nF,2)=(nB+1:nB+nGr)'; % Creo las barras internas de los
generadores.
% Se cargan en N los parametros numericos de la red

N(pN(1,1):pN(1,2),3:11)=PPQ;
if nPV,
    N(pN(2,1):pN(2,2),3:11)=PPV;
end
N(pN(3,1):pN(3,2),3:11)=PSL;
N(pN(4,1):pN(4,2),3:5)=PLin;
if nTr,
    N(pN(5,1):pN(5,2),3:5)=PTraf;
end
if nGr,
    N(pN(6,1):pN(6,2),3:5)=PGen;
end

if nargin==1, % Si se dió solo un argumento de entrada
    arsal=[strtok(archivo, '.') '.dat']; % crea un nombre para el archivo de
salida igual al de entrada pero con extensión .dat
end

save(arsal)

```

Función ybb :

Esta función, dados los datos de la red, obtiene las matrices Y, B' y B''.

Argumentos de entrada

• Matrices N y pN con los datos de la red.

• Argumentos de salida:

• Matriz admitancia Y y las matrices suceptancias B' y B''.

```
function[Y,Bp,Bs]=YBB(N,pN)
% YBB Calcula la matriz admitancia y las matrices suceptancias B' y B'
'utilizadas en el algoritmo de %
% Newton-Raphson desacoplado rápido.
% [Y,Bp,Bs]=YBB(N,pN)
%
%      N : Matriz datos de la red
%      pN : Matriz con punteros a la matriz N
%      Y : Matriz admitancia nodal
%      Bp : Matriz suceptancia nodal de las barras PQ+PV
%      Bs : Matriz suceptancia nodal de las barras PQ

nB=pN(3,1);          % Número total de barras PQ+PV+slack
Y=sparse(zeros(nB));
if ~pN(5,2)
    pN(5,2)=pN(4,2);
end

% Se calculan los elementos de Y
for i=pN(4,1):pN(5,2)
    b1=N(i,1);      % Nombre barra 1
    b2=N(i,2);      % Nombre barra 2
    if pN(5,1) & i>=pN(5,1), % Si estoy recorriendo transformadores:
        bl=0;          % no tienen suceptancia
        a=N(i,5);      % factor para el tap
    else              % Si estoy recorriendo líneas:
        bl=N(i,5)/2;    % calculo la suceptancia
        a=1;           % no hay corrección por tap.
    end
    y=1/(N(i,3)+j*N(i,4)); % Admitancia serie.
    Y(b1,b1)=Y(b1,b1)+j*bl+y; % Elementos de la diagonal
    Y(b2,b2)=Y(b2,b2)+j*bl+y/(a*a);
    Y(b1,b2)=Y(b1,b2)-y/a; % Elementos fuera de la diagonal.
    Y(b2,b1)=Y(b1,b2);
end

bs=N(1:pN(3,1),11); % Cargo las admitancias shunt
dbs=sparse(diag(bs)); % Las transformo en una matriz diagonal esparza

Y=Y+j*dbs;          % Se la sumo a los elementos de la diagonal de Y.

Bp=imag(Y(1:nB-1,1:nB-1)); % B prima (parte imaginaria de las PQ y PV de Y)

Bs=Bp(1:pN(1,2),1:pN(1,2)); % B segunda (parte imaginaria de las PQ de Y)
```

Función flunrdr:

Esta función, dados los datos de la red, ejecuta flujo de carga por el método Newton-Raphson desacoplado rápido.

Argumentos de entrada

- Matrices N y pN con los datos de la red o archivo.dat generado por *fcm2dat*.
- Nombre del archivo de salida para almacenar los resultados (opcional).

• Argumentos de salida:

- Para cada una de las barras: Módulo y ángulo de la tensión.
Potencia activa y reactiva de carga.
Potencia activa y reactiva de generación.
Compensación.
- General: Máximo error de potencia una vez que convergió.
Número de iteraciones.

```
function[mv,an,Pd,Qd,Pg,Qg,Qsh,maxerror,iter,Y,Bs]=flunrdr(areoN,arsopN,arsal
)

ni=100;          % Numero máximo de iteraciones.
e=0.1/100;      % Criterio de convergencia.
global Sb

iter=0;
es=1;           % Flag para ejecutar o no el save del final

if ischar(areoN), % Si areoN es un string se procede a hacer el load
    eval(['load ',areoN,' -mat']) % forzando este a que cargue un archivo
    binario
    if nargin==1, % Si se ingreso un solo nombre de archivo de entrada se
        genera el de salida con el mismo nombre y
        % extensión .mat
        arsal=[strtok(areoN,'.')]'; %
    else,
        arsal=arsopN; % Si no el nombre archivo de salida es el dado.
    end
else % Si los argumentos de entrada son numéricos se procede a
    cargar N y pN.
    N=areoN;
    pN=arsopN;
    if nargin==2,
        es=0; % No se ejecutará el save.
    end
end

[Y,Bp,Bs]=ybb(N,pN); % Se calcula las matrices admitancia, B' y B''.

G=real(Y); % Conductancia de Y
B=imag(Y); % Suceptancia de Y
iBp=inv(Bp); % Se calcula las inversas de B'

iBs=inv(Bs); % y B''

fPQ=pN(1,2); % Se transfiere pN a variables "más fáciles!, fin barras PQ
```

```

iPV=pN(2,1); % inicio barras PV
fPV=pN(2,2); % fin barras PV
if ~fPV,      % Si no hay barras PV fin de PV coincide con fin PQ

fPV=fPQ;
end
nB=pN(3,1); % Número total de barras

Pd=N(1:nB,4); % Vector potencia activa en las barras (carga).
Pg=N(1:nB,6); % Vector potencia activa en las barras (generación).
Qd=N(1:nB,5); % Vector potencia reactiva en las barras (carga).

Qg=N(1:nB,7); % Vector potencia reactiva en las barras (generación).
Qsh=N(1:nB,10); % Vector potencia shunt en las barras.
if iPV,      % Si existen barras PV

Qmin=N(iPV:fPV,8); % se traen los límites de potencia
Qmax=N(iPV:fPV,9); % reactiva a los vectores Qmin y Qmax
end

P=(Pg-Pd)/Sb;      % Vector potencia activa neta en las barras.
Q=((Qg-Qd)+Qsh)/Sb; % Vector potencia reactiva neta en las barras.
mv=N(1:nB,3);      % Vector módulo de tensión en las barras.

an=zeros(nB,1);    % Vector de estimación inicial de los ángulos (cero)
p=zeros(nB,1);     % Vectores de estimación inicial de potencia
q=zeros(nB,1);     % activa y reactiva en las barras (cero).

KP=1; % Flag convergencia potencia activa.
KQ=1; % Flag convergencia potencia reactiva

fl=0; % Flag convergencia potencia activa y reactiva.
while iter<ni, % Mientras no se exceda el número de iteraciones
preestablecido:

    for k=1:fPV % Se recorren las barras PQ y PV
        T=an(k)-an(1:nB); % Delta lamda

cost=cos(T)';
    sinT=sin(T)';
    p(k)=mv(k)*sum(mv(1:nB)'.*(G(k,1:nB).*cosT+B(k,1:nB).*sinT)); % P act.
calculada

    end
dP=P(1:fPV)-p(1:fPV); % delta P esp. P calc. para PQ+PV.
    dPV=dP./mv(1:fPV); % deltaP/|V|

    KP=1;
    if abs(dP)<e, % Si convergió la potencia activa
        KP=0;
        if KQ==0, % y también la reactiva, paso a verificar
            viQmin=[ ]; % violación de los límites de Qmin y Qmax
            viQmax=[ ];
            if iPV, % lo hago si hay barras PV
                Qgc=q(iPV:fPV)*Sb+Qd(iPV:fPV)-Qsh(iPV:fPV); % Q gen. en las
barras
                viQmin=find(Qgc<Qmin); % Se buscan las barras que violen Qmin

                viQmax=find(Qgc>Qmax & Qmax~=0); % Se buscan las barras que
violen Qmax

```

```

end % siempre que Qmax sea diferente
de cero.

if ~isempty(viQmin) | ~isempty(viQmax), % Si se produce violación en algún
límite
    mv(viQmin+fPQ)=mv(viQmin+fPQ)+0.05; % aumento la tensión en la
barra donde mv(viQmax+fPQ)=mv(viQmax+fPQ)-0.05; % Q es menor quee Qmin y la
bajo donde Q es mayor que Qmax.
    KP=1; % No considero que haya convergido

else fl=1; % Si no hubo violación de límites o
break; % no hay barras PV se
end % no hay barras PV se
ratifica que convergió, fl=1 y me voy del while % con break
end
else
    dT=-iBp*dPV; % Si no convergió resuelvo el
    sistema y actualizo lamda
    an(1:fPV)=dT+an(1:fPV);

end

for k=1:fPV % Se recorren las barras PQ y PV

    T=an(k)-an(1:nB); % Delta lamda
    cosT=cos(T)';
    sinT=sin(T)';
    q(k)=mv(k)*sum(mv(1:nB)'.*(G(k,1:nB).*sinT-B(k,1:nB).*cosT)); % Q
react. calculada
end
dQ=Q(1:fPQ)-q(1:fPQ); % delta Qesp. Qcalc. para PQ.

dQV=dQ./mv(1:fPQ); % deltaQ/|V|
KQ=1;

if abs(dQ)<e, % Si convergió la potencia reactiva

    KQ=0;
    if KP==0, % y también la activa ... igual al anterior

        viQmin=[];
        viQmax=[];
        if iPv,
            Qgc=q(iPV:fPV)*Sb+Qd(iPV:fPV)-Qsh(iPV:fPV);
            viQmin=find(Qgc<Qmin);
            viQmax=find(Qgc>Qmax & Qmax~=0);
        end
        if ~isempty(viQmin) | ~isempty(viQmax),
            mv(viQmin+fPQ)=mv(viQmin+fPQ)+0.05;
            mv(viQmax+fPQ)=mv(viQmax+fPQ)-0.05;
            KQ=1;
        else

            fl=1;
            break;
        end
    end

end

```

```

else
    dV=-iBs*dQV; % Si no convergió resuelvo el
    mv(1:fPQ)=dV+mv(1:fPQ) ; % sistema y actualizo |V|.
end

iter=iter+1; % Incremento el contador de iteraciones
end % y retorno al while

if fl==0, % Salió del while con fl=0, entonces:
    disp(['No convergió en ',num2str(ni),' iteraciones'])
end

maxerror=(max(max(abs(dP)),max(abs(dQ))))*Sb; % Calcula el máximo "mismatch"
T=an(nB)-an(1:nB); % Delta lamda en la barra slack

cosT=cos(T)';
sinT=sin(T)';
p(nB)=mv(nB)*sum(mv(1:nB)'.*(G(nB,1:nB).*cosT+B(nB,1:nB).*sinT));%PyQnetas
calculadas
q(nB)=mv(nB)*sum(mv(1:nB)'.*(G(nB,1:nB).*sinT-B(nB,1:nB).*cosT)); % en la
barra slack

an=an*180/pi; % Pasamos los lamda a grados

Pg(nB)=p(nB)*Sb+Pd(nB); % Calculo de P en la barra slack (generación)
Qg(nB)=q(nB)*Sb+Qd(nB)+Qsh(nB);
if iPV,
    Qg(iPV:nB-1)=q(iPV:nB-1)*Sb+Qd(iPV:nB-1)+Qsh(iPV:nB-1); % Si hay barras PV
calcula la % Q en esta barras
end
(generación)
if fl==0,
    mv=mv*NaN;
    an=an*NaN;
    Pg=Pg*NaN;
    Qg=Qg*NaN;
end

if es, % Si existe un nombre para el archivo de salida
    save(arsal) % ejecuto el save
end

```

Archivo tabbar:

Produce la salida tabulada de las barras.

```

B=char(Barras); % Paso de celda a string para que todos los nombres tengan
elmismo
% número de caracteres, así queda prolija la tabla.
nB=size(B);
nB=nB(1);
fprintf('
                                Máximo error en la potencia = %g \n',
maxerror)
fprintf('
                                No. de Iteraciones = %g \n\n', iter)
head =[' Barra      Tensión   Angulo      -----Carga-----      ---Generación---
Shunt']

```

```

'          Mag.          grados          MW          MVar          MW          MVar
MVar '
';
disp(head)
for n=1:nB
    fprintf(' '), fprintf(B(n,:)), fprintf('%7.3f', mv(n)),
    fprintf(' %8.3f', an(n)), fprintf(' %9.1f', Pd(n)),
    fprintf(' %9.1f', Qd(n)), fprintf(' %9.1f', Pg(n)),
    fprintf(' %9.1f ', Qg(n)), fprintf(' %8.1f\n', Qsh(n))
end
fprintf('          \n'), fprintf('          Total          ')
fprintf(' %9.1f', sum(Pd)), fprintf(' %9.1f', sum(Qd)),
fprintf(' %9.1f', sum(Pg)), fprintf(' %9.1f', sum(Qg)), fprintf('
%9.1f\n\n',...
    sum(Qsh))

```

Archivo tabflu:

Produce la salida tabulada de los flujos de las líneas y transformadores.

```

v=mv.*exp(j*an*pi/180); % Tensión en la forma compleja
nB=size(Barras);
nB=nB(1); % Nro. total de barras
global Sb
B=char(Barras); % Paso de celda a string para que todos los nombres tengan el
mismo número de caracteres,
                    % así queda prolija la tabla.
SLT=0; % Aquí se irán acumulando las pérdidas de las líneas
fprintf('\n')
fprintf('          Flujo en las líneas y pérdidas \n\n')
fprintf('          --Línea--          -Flujo en la línea-          --Pérdidas-- \n')
fprintf(' desde      hasta      MW      Mvar      MVA      MW      Mvar \n')

for b=1:nB % Desde la primera hasta la última barra.
    fl=0;
    for l=pN(4,1):pN(4,2), % Desde la primera hasta la última línea
        if b==N(l,1) | b==N(l,2), % Encontró una barra que pertenece a la línea
            y=1/(N(l,3)+j*N(l,4));
            if fl==0, % Si es la primera vez que ocurre, imprime la barra origen
                fprintf(' \n'), fprintf(' '), fprintf(B(b,:)), fprintf(' \n')
                fl=1;
            end
            if b==N(l,1), % En este if se identifica si la barra es origen o
destino
                b1=N(l,1); % o sea si está en la primera o segunda columna de N
                b2=N(l,2);
            else
                b1=N(l,2);
                b2=N(l,1);
            end
            Ib1=(v(b1)-v(b2))*y+j*v(b1)*N(l,5)/2; % Corriente origen-destino
            Ib2=(v(b2)-v(b1))*y+j*v(b2)*N(l,5)/2; % Corriente destino origen
            Sb1=v(b1)*conj(Ib1)*Sb; % Potencia origen-destino
            Sb2=v(b2)*conj(Ib2)*Sb; % Potencia destino-origen
            SL=Sb1+Sb2; % Pérdidas en la línea
            SLT = SLT + SL; % Pérdidas totales
            fprintf('          '), fprintf(B(b2,:))

```

```

        fprintf(' '), fprintf('%9.3f', real(Sb1)), fprintf('%9.3f',
imag(Sb1))
        fprintf('%9.3f', abs(Sb1)),
        fprintf('%9.3f', real(SL)),
        fprintf('%9.3f\n', imag(SL))
    else,
    end
end
end
SLT = SLT/2; % Se divide por 2 por que se suman dos veces

fprintf(' \n'), fprintf(' Total de pérdidas ')
fprintf('%9.3f', real(SLT)), fprintf('%9.3f\n', imag(SLT))

fprintf('\n')
fprintf('\n')

fprintf(' Flujo en las transformadores \n\n')
fprintf(' -Transformador- -Flujo transformador- --Tap-- \n')
fprintf(' desde hasta MW Mvar MVA \n')

if pN(5,1), % Lo hago si existen transformadores
    for b=1:nB % Desde la primera hasta la última barra.

        fl=0;
        for l=pN(5,1):pN(5,2), % Desde el primer al último transformador
            if b==N(l,1) | b==N(l,2), % Encontró una barra que pertenece al
transformador.

                a=N(l,5); % El resto de la rutina es análoga al caso
de las
                y=1/(N(l,3)+j*N(l,4)); % líneas, con la diferencia que se debe
calcular el
                if fl==0, % factor del tap según la barra sea origen o
destino.

                    fprintf(' \n'), fprintf(' '), fprintf(B(b,:)), fprintf('
\n')
                    fl=1;
                end

                if b==N(l,1),
                    b1=N(l,1);
                    b2=N(l,2);
                    ftb1=(a-1)/a;
                    ftb2=(1-a)/(a^2);
                else
                    b1=N(l,2);
                    b2=N(l,1);
                    ftb2=(a-1)/a;
                    ftb1=(1-a)/(a^2);
                end
                Ib1=(v(b1)-v(b2))*y/a+v(b1)*y*ftb1;
                Ib2=(v(b2)-v(b1))*y/a+v(b2)*y*ftb2;
                Sb1=v(b1)*conj(Ib1)*Sb;
                Sb2=v(b2)*conj(Ib2)*Sb;
                SL=Sb1+Sb2;
                fprintf(' '), fprintf(B(b2,:))
                fprintf(' '), fprintf('%9.3f', real(Sb1)), fprintf('%9.3f',
imag(Sb1))

```



```
        fprintf('%9.3f', abs(Sb2)),  
        fprintf('%9.3f\n', a),  
    else,  
    end  
end  
end  
else,  
end
```

Función flujo:

Ejecuta todos los comandos para realizar un flujo de carga y desplegar los resultados.

Argumentos de entrada

- Nombre del archivo ASCII con los datos de la red.

```
function[]=flujo(archivo)  
[N,pN,Barras]=fcm2dat(archivo);  
[mv,an,Pd,Qd,Pg,Qg,Qsh,maxerror,iter]=flunrdr(N,pN);  
archivo=[strtok(archivo, '.') '.tab']; % crea el nombre del archivo de  
salidigual al de entrada pero con extensión .tab  
diary(archivo)  
tabbar  
tabflu  
diary
```

Función filaN:

Esta función encuentra la fila de N donde está la barra o línea o transformador requerido.

Argumentos de entrada:

- Nombre de una o dos barras.
- Vector celda con los nombres de todas las barras.
- Matriz N (No es necesaria si se ingresó solo una barra)

•Argumentos de salida:

- Fila o filas de la matriz N donde se encuentra la barra o línea o transformador de interés.

```
function[fN]=filaN(b1,b2,Barras,N)
```

```
fl=0;  
if iscell(b2), % Si el segundo argumento de entrada es una celda es porque se  
ingreso una única barra por lo tanto  
    Barras=b2; %b2 es en realidad el vector celda con los nombres de todas las  
barras.  
    fl=1;  
end  
nb1=find(strcmpi(Barras,b1)); % Se busca el número de barra que corresponde  
b1
```

```
if fl==1, % Si se ingresó una única barras, el número de esta se corresponde  
con la fila, pronto, me voy de la función
```

```
fN=nb1;

return
end
nb2=find(strcmpi(Barras,b2)); % Se busca el número que le corresponde a la
barra b2

fb=(N(:,1:2)==nb1); % fb es un matriz de dos columnas x filas de N, donde hay
unos cuando coincide el nombre de la barra 1

fb=fb+2*(N(:,1:2)==nb2); % A la matriz anterior le sumo dos cuando hay
coincidencia con el nombre de la barra 2.

fN=find(sum(fb')==3); % Las filas de fN que sumen tres son las buscadas.
```

Programa de cálculo del equivalente de las redes

```
%Cálculo del Equivalente de Thèvenin para una red trifásica
clc;
```

```
%RED UTE
```

```
%Medida de tensión de Thèvenin [p.u. 31.5 kV]
```

```
V1THute_mag=0.98430
```

```
V1THute_ang=-0.65765
```

```
%Medida de Impedancia Vista
```

```
V1UTE_mag=7.8284e-3*31.5e3/sqrt(3); %magnitud estrellada
```

```
V1UTE_ang=-1.9196e-3;
```

```
I1UTE_mag=28.759;
```

```
I1UTE_ang=-89.653;
```

```
V1=V1UTE_mag*exp(i*V1UTE_ang*pi/180);
```

```
I1=I1UTE_mag*exp(i*I1UTE_ang*pi/180);
```

```
Z1=(V1/I1);
```

```
V0UTE_mag=0.99140*31.5e3/sqrt(3);
```

```
V0UTE_ang=3.8621e-6;
```

```
I0UTE_mag=157.7;
```

```
I0UTE_ang=-8.0382;
```

```
V0=V0UTE_mag*exp(i*V0UTE_ang*pi/180);
```

```
I0=I0UTE_mag*exp(i*I0UTE_ang*pi/180);
```

```
Z0=(V0/I0);
```

```
%Cálculos para el trafo artificio
```

```
Zcc_UTE=Z1
```

```
Zn_UTE=(Z0-Z1)/3;
```

```
RnUTE=real(Zn_UTE), LnUTE=imag(Zn_UTE)/100/pi
```

```
%RED ZONA AMÉRICA ANILLO ABIERTO
```

```
disp('RED ZONA AMÉRICA ANILLO ABIERTO')
```

```
%Medida de Impedancia Vista
```

```
V1ZA_mag=0.99185*31.5e3/sqrt(3);
```

```
V1ZA_ang=6.3039e-6;
```

```
I1ZA_mag=152.66;
```

```
I1ZA_ang=-13.676;
```

```
V1=V1ZA_mag*exp(i*V1ZA_ang*pi/180);
```

```
I1=I1ZA_mag*exp(i*I1ZA_ang*pi/180);
```

```
Z1=(V1/I1);
```

```
%Cálculos para el trafo artificio
```

```
Zcc_ZA=Z1;
```

```
Rcc_ZA=real(Zcc_ZA), Lcc_ZA=imag(Zcc_ZA)/100/pi
```

Programas de Cálculo de Cortocircuitos

CC en SEB 22 kV

```
clear,clc
format short

%Parámetros
Un=22e3/sqrt(3); %tens. en SEB, origen de fases
Xg=j*2.4*22^2/4 %Reactancia generador
Xg1=j*0.33*22^2/4 %Reactancia transitoria generador
XT=j*6e-2*22^2/4 %Reactancia de cc del trafo de máquina
ZL=0.05740 + j*0.01428; %Línea SE G a SE B
ZL0=0.1722 + j*0.306*0.140; %Homopolar de la línea
Zc=22^2/(4.179*exp(-j*acos(0.98))) %Carga de Zonamérica
XTUTE=j*6.09e-2*22^2/3 %Reactancia de cc del trafo de SE B
Zth=(2.879+j*9.262)*(22/31.5)^2; %Impedancia directa del equivalente de
UTE

disp('_____');disp('CC en SEB 22 kV');

%*****
%Caso Aislado
disp('_____');disp('Caso AISLADO');

%E=Un/Zc*(Xg+XT+ZL+Zc); %Tens. de excitación en régimen

I=Un/Zc; %Corriente de régimen
Iregimen=abs(I)
E1=Un; % tens. de pre-falta

%Epu=abs(E/Un)
Z1=(Xg1+XT+ZL)*Zc/(Xg1+XT+ZL+Zc);
Z0=XT+ZL0;

Icc1_3FT=E1/Z1;
Icc1_1FT=E1/(Z1+Z1+Z0);
fD1=Zc/(Xg1+XT+ZL+Zc); %factor de distribución por el disy.
fD0=1; %factor de distribución por el disy.
I_disy_kA=abs([ Icc1_3FT*fD1+I
Icc1_1FT*fD1+Icc1_1FT*fD1+Icc1_1FT*fD0+I])/1000 %corriente por el disyuntor

pause

%*****
%Caso Interconectado
disp('_____');disp('Caso INTERCONECTADO');

%E=(3.515e6/3/Un)*(Xg+XT+ZL+Zc); %Tens. de excitación en régimen
%Epu=abs(E/Un)
I=(4e6/3/Un*exp(j*acos(0.98))); %Corriente de régimen
Iregimen=abs(I)
E1=Un; % tens. de pre-falta

Z1=(Xg1+XT+ZL)*(Zc*(Zth+XTUTE)/(Zc+(Zth+XTUTE)))/(Xg1+XT+ZL+(Zc*(Zth+XTUTE)/(Zc+(Zth+XTUTE))));
```

```

Z0=(XT+ZL0)*XTUTE/(XT+ZL0+XTUTE);

Icc1_3FT=E1/Z1;
Icc1_1FT=E1/(Z1+Z1+Z0);
fD1=(Zc*(Zth+XTUTE)/(Zc+(Zth+XTUTE)))/(Xg1+XT+ZL+Zc*(Zth+XTUTE)/(Zc+(Zth+XTUTE)));
fD0=XTUTE/(XTUTE+ZL0+XT);
I_disy_kA=abs([ Icc1_3FT*fD1+I
Icc1_1FT*fD1+Icc1_1FT*fD1+Icc1_1FT*fD0+I])/1000

pause

%*****
%*****
disp('_____');disp('CC en 6.6 kV');

Zn=0; %Impedancia del neutro del generador

%*****
%*****
%Caso Aislado
disp('_____');disp('Caso AISLADO');

Z1=Xg1*(Zc+XT+ZL)/(Xg1+XT+ZL+Zc);
Z0=3*Zn+Xg1;

%E=Un/Zc*(Xg+XT+ZL+Zc); %Tens. de excitación en régimen
%Epu=abs(E/Un)
I=Un/Zc; %Corriente de régimen
Iregimen=abs(I)
E1=Un; % tens. de pre-falta

Icc1_3FT=E1/Z1;
Icc1_1FT=E1/(Z1+Z1+Z0);
fD1=Xg1/(Xg1+XT+ZL+Zc); %factor de distribución por el disy.
fD0=0; %factor de distribución por el disy.
I_ais_disy_kA=abs([ Icc1_3FT*fD1+I
Icc1_1FT*fD1+Icc1_1FT*fD1+Icc1_1FT*fD0+I])/1000

pause

%*****
%*****
%Caso Interconectado
disp('_____');disp('Caso INTERCONECTADO');

Z1=Xg1*(XT+ZL+(Zc*(Zth+XTUTE)/(Zc+(Zth+XTUTE)))/(Xg1+(XT+ZL+(Zc*(Zth+XTUTE)/(Zc+(Zth+XTUTE)))));
Z0=3*Zn+Xg1;

%E=(4e6/3/Un)*(Xg+XT+ZL+Zc); %Tens. de excitación en régimen
%Epu=abs(E/Un)
I=(4e6/3/Un*exp(i*acos(0.98))); %Corriente de régimen
Iregimen=abs(I)
E1=Un; % tens. de pre-falta

Icc1_3FT=E1/Z1;
Icc1_1FT=E1/(Z1+Z1+Z0);
fD1=Xg1/(Xg1+XT+ZL+(Zc*(Zth+XTUTE)/(Zc+(Zth+XTUTE))));
fD0=0;
I_icons_disy_kA=abs([ Icc1_3FT*fD1+I
Icc1_1FT*fD1+Icc1_1FT*fD1+Icc1_1FT*fD0+I])/1000

```

```
%*****
```

BARRIDA DEL PARAMETRO ZN del Transformador CC en 22 kV

```
%*****
```

```
clear,clc
format short
```

```
%Parámetros
Un=22e3/sqrt(3); %tens. en SEB, origen de fases
Xg=j*2.4*22^2/4 %Reactancia generador
Xg1=j*0.33*22^2/4 %Reactancia transitoria generador
XT=j*6e-2*22^2/4 %Reactancia de cc del trafo de máquina
ZL=0.05740 + j*0.01428; %Línea SE G a SE B
ZL0=0.1722 + j*0.306*0.140; %Homopolar de la línea
Zc=22^2/(4.179*exp(-j*acos(0.98))) %Carga de Zonamérica
XTUTE=j*6.09e-2*22^2/3 %Reactancia de cc del trafo de SE B
Zth=(2.879+j*9.262)*(22/31.5)^2; %Impedancia directa del equivalente de UTE
```

```
figure(1),clf,hold on,axis
```

```
for Zn=logspace(-3,3.4,2000), %Impedancia del neutro del trafo
```

```
%*****
```

```
%Caso Aislado
```

```
Z1=(Xg1+XT+ZL)*Zc/(Xg1+XT+ZL+Zc);
Z0=3*Zn+XT+ZL0;
```

```
E=Un/Zc*(Xg+XT+ZL+Zc); %Tens. de excitación en régimen
I=Un/Zc; %Corriente de régimen
E1=Un; %Tens. de pre-falta
```

```
Icc1_3FT=E1/Z1;
Icc1_1FT=E1/(Z1+Z1+Z0);
fD1=Zc/(Xg1+XT+ZL+Zc); %factor de distribución por el disy.
fD0=1; %factor de distribución por el disy.
I_ais_disy=abs([ Icc1_3FT*fD1+I
Icc1_1FT*fD1+Icc1_1FT*fD0+I])/1000;
```

```
plot(Zn,I_ais_disy(1),'r',Zn,I_ais_disy(2),'g')
```

```
%*****
```

```
%Caso Interconectado
```

```
Z1=(Xg1+XT+ZL)*(Zc*(Zth+XTUTE)/(Zc+(Zth+XTUTE)))/(Xg1+XT+ZL+(Zc*(Zth+XTUTE)/(
Zc+(Zth+XTUTE))));
Z0=(3*Zn+XT+ZL0)*XTUTE/(3*Zn+XT+ZL0+XTUTE);
```

```
%E=(3.515e6/3/Un)*(Xg+XT+ZL+Zc); %Tens. de excitación en régimen
I=(4e6/3/Un*exp(j*acos(0.98))); %Corriente de régimen
E1=Un; %Tens. de pre-falta
```

```

Icc1_3FT=E1/Z1;
Icc1_1FT=E1/(Z1+Z1+Z0);
fD1=(Zc*(Zth+XTUTE)/(Zc+(Zth+XTUTE)))/(Xg1+XT+ZL+Zc*(Zth+XTUTE)/(Zc+(Zth+XTUTE)));
fD0=XTUTE/(XTUTE+ZL0+XT+3*Zn);
I_icon_disy=abs([ Icc1_3FT*fD1+I
Icc1_1FT*fD1+Icc1_1FT*fD1+Icc1_1FT*fD0+I])/1000;

plot(Zn,I_icon_disy(1),'m',Zn,I_icon_disy(2),'c')

%*****
end;

xlabel('Rn'),ylabel('I disyuntor [kA]')
title('Impedancia Resistiva')
grid

%*****

figure(2),clf,hold on,axis

for Zn=j*logspace(-3,3.4,2000), %Impedancia del neutro del trafo

%*****
%Caso Aislado

Z1=(Xg1+XT+ZL)*Zc/(Xg1+XT+ZL+Zc);
Z0=3*Zn+XT+ZL0;

E=Un/Zc*(Xg+XT+ZL+Zc); %Tens. de excitación en régimen
I=Un/Zc; %Corriente de régimen
E1=Un; %Tens. de pre-falta

Icc1_3FT=E1/Z1;
Icc1_1FT=E1/(Z1+Z1+Z0);
fD1=Zc/(Xg1+XT+ZL+Zc); %factor de distribución por el disy.
fD0=1; %factor de distribución por el disy.
I_ais_disy=abs([ Icc1_3FT*fD1+I
Icc1_1FT*fD1+Icc1_1FT*fD1+Icc1_1FT*fD0+I])/1000;

plot(abs(Zn),I_ais_disy(1),'r',abs(Zn),I_ais_disy(2),'g')

%*****
%Caso Interconectado

Z1=(Xg1+XT+ZL)*(Zc*(Zth+XTUTE)/(Zc+(Zth+XTUTE)))/(Xg1+XT+ZL+(Zc*(Zth+XTUTE)/(Zc+(Zth+XTUTE))));
Z0=(3*Zn+XT+ZL0)*XTUTE/(3*Zn+XT+ZL0+XTUTE);

%E=(3.515e6/3/Un)*(Xg+XT+ZL+Zc); %Tens. de excitación en régimen
I=(4e6/3/Un*exp(j*acos(0.98))); %Corriente de régimen
E1=Un; %Tens. de pre-falta

Icc1_3FT=E1/Z1;
Icc1_1FT=E1/(Z1+Z1+Z0);
fD1=(Zc*(Zth+XTUTE)/(Zc+(Zth+XTUTE)))/(Xg1+XT+ZL+Zc*(Zth+XTUTE)/(Zc+(Zth+XTUTE)));
fD0=XTUTE/(XTUTE+ZL0+XT+3*Zn);
I_icon_disy=abs([ Icc1_3FT*fD1+I
Icc1_1FT*fD1+Icc1_1FT*fD1+Icc1_1FT*fD0+I])/1000;

```

```

plot(abs(Zn),I_icon_disy(1),'m',abs(Zn),I_icon_disy(2),'c')

%*****
end;

xlabel('Xn'),ylabel('I disyuntor [kA]')
title('Impedancia Inductiva')
grid

```



```
%*****
```

BARRIDA DEL PARAMETRO ZN CC en bornes del generador

```
%*****
```

```
clear,clc
format short
```

```
%Parámetros
Un=22e3/sqrt(3); %tens. en SEB, origen de fases
Xg=j*2.4*22^2/4 %Reactancia generador
Xg1=j*0.33*22^2/4 %Reactancia transitoria generador
XT=j*6e-2*22^2/4 %Reactancia de cc del trafo de máquina
ZL=0.05740 + j*0.01428; %Línea SE G a SE B
ZL0=0.1722 + j*0.306*0.140; %Homopolar de la línea
Zc=22^2/(4.179*exp(-j*acos(0.98))) %Carga de Zonamérica
XTUTE=j*6.09e-2*22^2/3 %Reactancia de cc del trafo de SE B
Zth=(2.879+j*9.262)*(22/31.5)^2; %Impedancia directa del equivalente de UTE
```

```
figure(1),clf,hold on,axis
```

```
for Zn=logspace(-3,3.4,2000), %Impedancia del neutro del generador
```

```
%*****
```

```
%Caso Aislado
```

```
Z1=Xg1*(Zc+XT+ZL)/(Xg1+XT+ZL+Zc);
Z0=3*Zn+Xg1;
```

```
E=Un/Zc*(Xg+XT+ZL+Zc); %Tens. de excitación en régimen
I=Un/Zc; %Corriente de régimen
E1=Un; % tens. de pre-falta
```

```
Icc1_3FT=E1/Z1;
Icc1_1FT=E1/(Z1+Z1+Z0);
fD1=Xg1/(Xg1+XT+ZL+Zc); %factor de distribución por el disy.
fD0=0; %factor de distribución por el disy.
I_ais_disy=abs([ Icc1_3FT*fD1+I
Icc1_1FT*fD1+Icc1_1FT*fD0+I])/1000;
```

```
plot(Zn,I_ais_disy(1),'r',Zn,I_ais_disy(2),'g')
```

```
%*****
```

```
%Caso Interconectado
```

```
Z1=Xg1*(XT+ZL+(Zc*(Zth+XTUTE)/(Zc+(Zth+XTUTE)))/(Xg1+(XT+ZL+(Zc*(Zth+XTUTE)/
(Zc+(Zth+XTUTE)))));
Z0=3*Zn+Xg1;
```

```
%E=(3.515e6/3/Un)*(Xg+XT+ZL+Zc); %Tens. de excitación en régimen
I=(4e6/3/Un*exp(j*acos(0.98))); %Corriente de régimen
E1=Un; %Tens. de pre-falta
```

```
Icc1_3FT=E1/Z1;
Icc1_1FT=E1/(Z1+Z1+Z0);
fD1=Xg1/(Xg1+XT+ZL+(Zc*(Zth+XTUTE)/(Zc+(Zth+XTUTE)))); %factor de
distribución por el disy.
```

```

fD0=0; %factor de
distribución por el disy.
I_icon_disy=abs([ Icc1_3FT*fD1+I
Icc1_1FT*fD1+Icc1_1FT*fD1+Icc1_1FT*fD0+I])/1000;
plot(Zn,I_icon_disy(1),'m',Zn,I_icon_disy(2),'c')

%*****
end;

xlabel('Rn'),ylabel('I disyuntor [kA]')
title('Impedancia Resistiva')
grid

%*****

figure(2),clf,hold on,axis

for Zn=j*logspace(-3,3.4,2000), %Impedancia del neutro del generador

%*****
%Caso Aislado

Z1=Xg1*(Zc+XT+ZL)/(Xg1+XT+ZL+Zc);
Z0=3*Zn+Xg1;

E=Un/Zc*(Xg+XT+ZL+Zc); %Tens. de excitación en régimen
I=Un/Zc; %Corriente de régimen
E1=Un; %Tens. de pre-falta

Icc1_3FT=E1/Z1;
Icc1_1FT=E1/(Z1+Z1+Z0);
fD1=Xg1/(Xg1+XT+ZL+Zc); %factor de distribución por el disy.
fD0=0; %factor de distribución por el disy.
I_ais_disy=abs([ Icc1_3FT*fD1+I
Icc1_1FT*fD1+Icc1_1FT*fD1+Icc1_1FT*fD0+I])/1000;

plot(abs(Zn),I_ais_disy(1),'r-',abs(Zn),I_ais_disy(2),'g-')

%*****
%Caso Interconectado

Z1=Xg1*(XT+ZL+(Zc*(Zth+XTUTE)/(Zc+(Zth+XTUTE))))/(Xg1+(XT+ZL+(Zc*(Zth+XTUTE)/
(Zc+(Zth+XTUTE)))));
Z0=3*Zn+Xg1;

%E=(3.515e6/3/Un)*(Xg+XT+ZL+Zc); %Tens. de excitación en régimen
I=(4e6/3/Un*exp(j*acos(0.98))); %Corriente de régimen
E1=Un; %Tens. de pre-falta

Icc1_3FT=E1/Z1;
Icc1_1FT=E1/(Z1+Z1+Z0);
fD1=Xg1/(Xg1+XT+ZL+(Zc*(Zth+XTUTE)/(Zc+(Zth+XTUTE)))); %factor de
distribución por el disy.
fD0=0; %factor de
distribución por el disy.
I_icon_disy=abs([ Icc1_3FT*fD1+I
Icc1_1FT*fD1+Icc1_1FT*fD1+Icc1_1FT*fD0+I])/1000;

plot(abs(Zn),I_icon_disy(1),'m-',abs(Zn),I_icon_disy(2),'c-')

```

```
%*****
end;

xlabel('Xn'),ylabel('I disyuntor [kA]')
title('Impedancia Inductiva')
grid
```

Diagrama de cargabilidad del generador

```
%Curva de Cargabilidad del Generador
```

```
V=6600/sqrt(3);
xd=2.4*6.6^2/4;
xq=1.2*6.6^2/4;
Emax=11810;
Pn=0.9*4e6/3;
```

```
%Hallo para cada valor de Ei y delta variando entre 1 y 90° el mayor
valor de P
```

```
%Armo el vector de E
```

```
for j=1:1:100;
E(j)=j*Emax/100;
```

```
%Por cada valor de E vario delta entre 1 y 90° formando los vectores P
y Q
```

```
for i=1:1:90;
```

```
    delta(i)=i*1/90*pi/2;
    P(i)=V*E(j)*sin(delta(i))/xd+V^2*sin(delta(i))*cos(delta(i))*(1/xq-
1/xd);
    Q(i)=V*E(j)*cos(delta(i))/xd+V^2*(cos(delta(i)))^2*(1/xq-1/xd)-
V^2/xq;
```

```
end
```

```
%Hallo Pmaxima y el indice donde se produce para cada valor de E. La
pareja Pmax y su correspondiente Q determinan el Límite de Estabilidad
teórico
```

```
[Pm,indmax] = max(P);
```

```
%Armo el vector Paux que está determinado por las primeras componentes
del vector P hasta indmax (índice donde se produce el máximo valor de
P)
```

```
for h=1:1:indmax;
Paux(h)=P(h);
end
```

```
%Se determinan los valores de Pmt y Qmt (P practica y Q practica)
```

```

Pa = Pm - 0.1*Pn;
[Pp,indice] = min(abs(Pa - Paux));
Pmp(j)=P(indice);
Qmp(j)=Q(indice);

end

%Se normaliza Pmt y Qmt

Pmp=Pmp*3/4e6;
Qmp=Qmp*3/4e6;

%Límite de estabilidad determinado por Emaxima. Variando Q, se obtiene
P.

for k=1:1:100;
    q(k)= k/100*4e6;
    cosdelta(k) = (-Emax*V/xd + sqrt((Emax*V/xd)^2+4*V^2*(1/xq-
1/xd)*(q(k)+V^2/xq)))/(2*V^2*(1/xq-1/xd));
    P(k) = Emax*V/xd*sqrt(1-cosdelta(k).^2)+V^2*cosdelta(k).*sqrt(1-
cosdelta(k).^2)*(1/xq-1/xd);
end

plot(Qmp,Pmp, 'g')

hold on

plot(q*3/4e6,P*3/4e6)
axis([-1.5 1.5 0 1.5])

%Límite de estabilidad de carga ( $P^2+Q^2=Sn^2$ )

Q1=-1.2:0.01:1;
P1=sqrt(1-Q1.^2);
plot(Q1,P1, 'r');

plot (Q1,0.8);
plot (Q1,0.8*0.25);

hold off

```

Calculo de la resistencia de la malla de puesta a tierra

%Calculo de la resistencia de la malla de puesta a tierra

```

a = input('a')
b = input('b')
ea = input('ea')
eb = input('eb')
njab = input('njab')
ljab = input('ljab')

```

```
ro = input('ro')
h = input('h')

Na = a/ea + 1
Nb = b/eb + 1

Lmalla = a*Nb + b*Na
Ltotal = Lmalla + njab*ljab

Area = a*b

r = ro*(1/Ltotal + 1/sqrt(20*Area)*(1 + 1/(1 + h*sqrt(20/Area))))
```

APÉNDICE F

NORMAS APLICABLES

Normas aplicables.....	1
Turbogenerador	1
Diagramas	2
Interruptores.....	2
Protecciones	2
Compatibilidad Electromagnética	3
Transformadores.....	5
Barras	5
Motores.....	6
UPS	6
Paneles.....	6
Iluminación.....	6
Comunicaciones	7
Cables y Canalizaciones	7
Puesta a Tierra	8
Pararrayos	8
Seguridad	8
Acústica	9

Normas aplicables

Turbogenerador

- IEC 60034-2A (1974-01) Rotating electrical machines - Part 2: Methods for determining losses and efficiency of rotating electrical machinery from tests (excluding machines for traction vehicles) - First supplement: Measurement of losses by the calorimetric method
- IEC 60034-2 (1972-01) Rotating electrical machines. Part 2: Methods for determining losses and efficiency of rotating electrical machinery from tests (excluding machines for traction vehicles)
- IEC 60034-3 (1988-08) Rotating electrical machines - Part 3: Specific requirements for turbine-type synchronous machines
- IEC 60034-3 (1988-08) Rotating electrical machines - Part 3: Specific requirements for turbine-type synchronous machines
- IEC 60034-4 (1985-01) Rotating electrical machines. Part 4: Methods for determining synchronous machine quantities from tests
- IEC 60034-8 (2002-07) Rotating electrical machines - Part 8: Terminal markings and direction of rotation
- IEC 60034-10 (1975-01) Rotating electrical machines. Part 10: Conventions for description of synchronous machines
- IEC 60034-16-1 (1991-02) Rotating electrical machines - Part 16: Excitation systems for synchronous machines - Chapter 1: Definitions
- IEC/TR2 60034-16-2 (1991-02) Rotating electrical machines - Part 16: Excitation systems for synchronous machines - Chapter 2: Models for power system studies

- IEC/TR2 60034-16-3 (1996-02) Rotating electrical machines - Part 16: Excitation systems for synchronous machines - Section 3: Dynamic performance
- IEC 61986 (2002-01) Rotating electrical machines - Equivalent loading and super-position techniques - Indirect testing to determine temperature rise
- IEC 61936-1 (2002-10) Power installations exceeding 1 kV a.c. - Part 1: Common rules

Diagramas

- IEC 60617-13 (1993-02) Graphical symbols for diagrams - Part 13: Analogue elements
- IEC 61082-2 (1993-12) Preparation of documents used in electrotechnology - Part 2: Function-oriented diagrams
- IEC 61082-3 (1993-12) Preparation of documents used in electrotechnology - Part 3: Connection diagrams, tables and lists
- IEC 61082-4 (1996-03) Preparation of documents used in electrotechnology - Part 4: Location and installation documents

Interruptores

- IEC 60056: HIGH-VOLTAGE ALTERNATING-CURRENT CIRCUIT-BREAKERS
- IEC 60694: COMMON CLAUSES FOR HIGH-VOLTAGE SWITCHGEAR AND CONTROLGEAR
- IEC 60137 (1995-12) Insulating bushings for alternating voltages above 1000 V
- IEC 60296 (1982-01) Specification for unused mineral insulating oils for transformers and switchgear
- IEC 60466 (1987-01) A.C. insulation-enclosed switchgear and controlgear for rated voltages above 1 kV and up to and including 38 kV
- IEC 60298 (1990-12) A.C. metal-enclosed switchgear and controlgear for rated voltages above 1 kV and up to and including 52 kV
- IEC 60422 (1989-04) Supervision and maintenance guide for mineral insulating oils in electrical equipment
- IEC/TR 60518 (1975-01) Dimensional standardization of terminals for high-voltage switchgear and controlgear
- IEC 60694 (2002-01) Ed. 2.2 Consolidated Edition Common specifications for high-voltage switchgear and controlgear standards
- IEC/TR2 61200-53 Corr.1 (1995-10) Electrical installation guide - Part 53: Selection and erection of electrical equipment - Switchgear and controlgear
- IEC/TR2 61200-53 (1994-10) Electrical installation guide - Part 53: Selection and erection of electrical equipment - Switchgear and controlgear
- IEC/TR2 61634 (1995-05) High-voltage switchgear and controlgear - Use and handling of sulphur hexafluoride (SF₆) in high-voltage switchgear and controlgear
- IEC/TR3 61641 (1996-01) Enclosed low-voltage switchgear and controlgear assemblies - Guide for testing under conditions of arcing due to an internal fault
- IEC/TS 61915 (2003-03) Low-voltage switchgear and controlgear - Principles for the development of device profiles for networked industrial devices
- IEC 61936-1 (2002-10) Power installations exceeding 1 kV a.c. - Part 1: Common rules
- IEC 61958 (2000-11) High-voltage prefabricated switchgear and controlgear assemblies - Voltage presence indicating systems
- IEC/TR 62063 (1999-08) High-voltage switchgear and controlgear - The use of electronic and associated technologies in auxiliary equipment of switchgear and controlgear
- IEC 62271-100 (2003-05) Ed. 1.1 Consolidated Edition High-voltage switchgear and controlgear - Part 100: High-voltage alternating-current circuit-breakers
- IEC 62271-102 (2001-12) High-voltage switchgear and controlgear - Part 102: Alternating current disconnectors and earthing switches
- IEC 60480 (1974-01) Guide to the checking of sulphur hexafluoride (SF₆) taken from electrical equipment

Protecciones

- IEC 60269-4 (1986-10) Low-voltage fuses. Part 4: Supplementary requirements for fuse-links for the protection of semiconductor devices

- IEC 60364-4-43 (2001-08) Electrical installations of buildings - Part 4-43: Protection for safety - Protection against overcurrent
- IEC/TR 60664-2-2 (2002-01) Insulation coordination for equipment within low-voltage systems - Part 2-2: Interface considerations - Application guide
- IEC/TR 60755 (1983-01) General requirements for residual current operated protective devices
- IEC 60870-5-103 (1997-12) Telecontrol equipment and systems - Part 5-103: Transmission protocols - Companion standard for the informative interface of protection equipment
- IEC 60934 (2000-10) Circuit-breakers for equipment (CBE)
- IEC/TR 2 61000-5-4 (1996-08) Electromagnetic compatibility (EMC) - Part 5: Installation and mitigation guidelines - Section 4: Immunity to HEMP - Specifications for protective devices against HEMP radiated disturbance. Basic EMC Publication
- IEC 61000-5-5 (1996-02) Electromagnetic compatibility (EMC) - Part 5: Installation and mitigation guidelines - Section 5: Specification of protective devices for HEMP conducted disturbance. Basic EMC Publication
- IEC 61204 (2001-05) Ed. 1.1 Consolidated Edition Low-voltage power supply devices, d.c. output - Performance characteristics
- IEC 61219 (1993-10) Live working - Earthing or earthing and short-circuiting equipment using lances as a short-circuiting device - Lance earthing
- IEC/TS 61312-3 (2000-07) Protection against lightning electromagnetic impulse - Part 3: Requirements of surge protective devices (SPDs)
- IEC/TS 61340-5-1 (1998-12) Electrostatics - Part 5-1: Protection of electronic devices from electrostatic phenomena - General requirements
- IEC/TS 61340-5-2 (1999-02) Electrostatics - Part 5-2: Protection of electronic devices from electrostatic phenomena - User guide
- IEC 61540 (1999-03) Ed. 1.1 Consolidated Edition Electrical accessories - Portable residual current devices without integral overcurrent protection for household and similar use (PRCDs)
- IEC 61643-1 (2002-01) Ed. 1.1 Consolidated Edition Surge protective devices connected to low-voltage power distribution systems - Part 1: Performance requirements and testing methods
- IEC 61643-21 (2000-09) Low voltage surge protective devices - Part 21: Surge protective devices connected to telecommunications and signalling networks - Performance requirements and testing methods
- IEC 61850-9-1 (2003-05) Communication networks and systems in substations - Part 9-1: Specific Communication Service Mapping (SCSM) - Sampled values over serial unidirectional multidrop point to point link
- IEC/TR 62066 (2002-06) Surge overvoltages and surge protection in low-voltage a.c. power systems - General basic information
- IEC 61340-5-1 Electrostatics - Part 5-1: Protection of electronic devices from electrostatic phenomena - General requirements
- IEC 60255-22-3 (2000-07) Electrical relays - Part 22-3: Electrical disturbance tests for measuring relays and protection equipment - Radiated electromagnetic field disturbance tests
- IEC 60255-22-4 (2002-04) Electrical relays - Part 22-4: Electrical disturbance tests for measuring relays and protection equipment - Electrical fast transient/burst immunity test
- IEC 60255-22-5 (2002-04) Electrical relays - Part 22-5: Electrical disturbance tests for measuring relays and protection equipment - Surge immunity test
- IEC 60255-22-7 (2003-04) Electrical relays - Part 22-7: Electrical disturbance tests for measuring relays and protection equipment - Power frequency immunity tests

Compatibilidad Electromagnética

- IEC/TS 61000-1-2 (2001-06) Electromagnetic compatibility (EMC) - Part 1-2: General - Methodology for the achievement of the functional safety of electrical and electronic equipment with regard to electromagnetic phenomena
- IEC/TR 3 61000-2-1 (1990-05) Electromagnetic compatibility (EMC) - Part 2: Environment - Section 1: Description of the environment - Electromagnetic environment for low-frequency conducted disturbances and signalling in public power supply systems
- IEC 61000-2-2 (2002-03) Electromagnetic compatibility (EMC) - Part 2-2: Environment - Compatibility levels for low-frequency conducted disturbances and signalling in public low-voltage power supply systems

- IEC/TR3 61000-2-3 (1992-10) Electromagnetic compatibility (EMC) - Part 2: Environment - Section 3: Description of the environment - Radiated and non-network-frequency-related conducted phenomena
- IEC 61000-2-4 (2002-06) Electromagnetic compatibility (EMC) - Part 2-4: Environment - Compatibility levels in industrial plants for low-frequency conducted disturbances
- IEC/TR 61000-2-8 (2002-11) Electromagnetic compatibility (EMC) - Part 2-8: Environment - Voltage dips and short interruptions on public electric power supply systems with statistical measurement results
- IEC 61000-3-2 (2001-10) Ed. 2.1 Consolidated Edition Electromagnetic compatibility (EMC) - Part 3-2: Limits - Limits for harmonic current emissions (equipment input current ≤ 16 A per phase)
- IEC 61000-3-3 (2002-03) Ed. 1.1 Consolidated Edition Electromagnetic compatibility (EMC) - Part 3-3: Limits - Limitation of voltage changes, voltage fluctuations and flicker in public low-voltage supply systems, for equipment with rated current ≤ 16 A per phase and not subject to conditional connection
- IEC/TS 61000-3-4 (1998-10) Electromagnetic compatibility (EMC) - Part 3-4: Limits - Limitation of emission of harmonic currents in low-voltage power supply systems for equipment with rated current greater than 16 A
- IEC/TR2 61000-3-5 (1994-12) Electromagnetic compatibility (EMC) - Part 3: Limits - Section 5: Limitation of voltage fluctuations and flicker in low-voltage power supply systems for equipment with rated current greater than 16 A
- IEC/TR3 61000-3-6 (1996-10) Electromagnetic compatibility (EMC) - Part 3: Limits - Section 6: Assessment of emission limits for distorting loads in MV and HV power systems - Basic EMC publication
- IEC/TR3 61000-3-7 (1996-11) Electromagnetic compatibility (EMC) - Part 3: Limits - Section 7: Assessment of emission limits for fluctuating loads in MV and HV power systems - Basic EMC publication
- IEC 61000-3-8 (1997-09) Electromagnetic compatibility (EMC) - Part 3: Limits - Section 8: Signalling on low-voltage electrical installations - Emission levels, frequency bands and electromagnetic disturbance levels
- IEC 61000-3-11 (2000-08) Electromagnetic compatibility (EMC) - Part 3-11: Limits - Limitation of voltage changes, voltage fluctuations and flicker in public low-voltage supply systems - Equipment with rated current ≤ 75 A and subject to conditional connection
- IEC 61000-4-1 (2000-04) Electromagnetic compatibility (EMC) - Part 4-1: Testing and measurement techniques - Overview of IEC 61000-4 series
- IEC 61000-4-2 (2001-04) Ed. 1.2 Consolidated Edition Electromagnetic compatibility (EMC)- Part 4-2: Testing and measurement techniques - Electrostatic discharge immunity test
- IEC 61000-4-3 (2002-09) Ed. 2.1 Consolidated Edition Electromagnetic compatibility (EMC) - Part 4-3: Testing and measurement techniques - Radiated, radio-frequency, electromagnetic field immunity test
- IEC 61000-4-4 (1995-01) Electromagnetic compatibility (EMC) - Part 4: Testing and measurement techniques - Section 4: Electrical fast transient/burst immunity test. Basic EMC Publication
- IEC 61000-4-7 (2002-08) Electromagnetic compatibility (EMC) - Part 4-7: Testing and measurement techniques - General guide on harmonics and interharmonics measurements and instrumentation, for power supply systems and equipment connected thereto
- IEC 61000-4-11 (2001-03) Ed. 1.1 Consolidated Edition Electromagnetic compatibility (EMC) - Part 4-11: Testing and measurement techniques - Voltage dips, short interruptions and voltage variations immunity tests
- IEC 61000-4-12 (2001-04) Ed. 1.1 Consolidated Edition Electromagnetic compatibility (EMC) - Part 4-12: Testing and measurement techniques - Oscillatory waves immunity test
- IEC 61000-4-13 (2002-03) Electromagnetic compatibility (EMC) - Part 4-13: Testing and measurement techniques - Harmonics and interharmonics including mains signalling at a.c. power port, low frequency immunity tests
- IEC 61000-4-15 (2003-02) Ed. 1.1 Consolidated Edition Electromagnetic compatibility (EMC) - Part 4: Testing and measurement techniques - Section 15: Flickermeter - Functional and design specifications
- IEC 61000-4-15 (1997-11) Versión Oficial en Español - Compatibilidad electromagnética (CEM). Parte 4: Técnicas de ensayo y de medida. Sección 15: Medidor de Flicker. Especificaciones funcionales y de diseño
- IEC 61000-4-16 (2002-07) Ed. 1.1 Consolidated Edition Electromagnetic compatibility (EMC) - Part 4-16: Testing and measurement techniques - Test for immunity to conducted, common mode disturbances in the frequency range 0 Hz to 150 kHz
- IEC 61000-4-30 (2003-02) Electromagnetic compatibility (EMC) - Part 4-30: Testing and measurement techniques - Power quality measurement methods
- IEC/TR3 61000-5-1 (1996-12) Electromagnetic compatibility (EMC) - Part 5: Installation and mitigation guidelines - Section 1: General considerations - Basic EMC publication
- IEC/TR3 61000-5-2 (1997-11) Electromagnetic compatibility (EMC) - Part 5: Installation and mitigation guidelines - Section 2: Earthing and cabling

- IEC 61000-6-2 (1999-01) Electromagnetic compatibility (EMC) - Part 6-2: Generic standards - Immunity for industrial environments
- IEC/TS 61000-6-5 (2001-07) Electromagnetic compatibility (EMC) - Part 6-5: Generic standards - Immunity for power station and substation environments
- IEC 61000-4-34 ELECTROMAGNETIC COMPATIBILITY (EMC) Part 4-34: Testing and measurement techniques - Voltage dips, short interruptions and voltage variations immunity tests for equipment with input current more than 16 A per phase. Basic EMC publication
- IEC 61000-6-1 Electromagnetic compatibility (EMC) - Part 6-1: Generic standards - Immunity for residential, commercial and light-industrial environments
- IEC 61000-6-2 Electromagnetic compatibility (EMC) - Part 6-2: Generic standards - Immunity for industrial environments

Transformadores

- IEC 60076-1 (2000-04) Ed. 2.1 Consolidated Edition Power transformers - Part 1: General
- IEC 60076-2 (1993-04) Power transformers - Part 2: Temperature rise
- IEC 60076-3 (2000-03) Power transformers - Part 3: Insulation levels, dielectric tests and external clearances in air
- IEC 60076-4 (2002-06) Power transformers - Part 4: Guide to the lightning impulse and switching impulse testing - Power transformers and reactors
- IEC 60076-5 (2000-07) Power transformers - Part 5: Ability to withstand short circuit
- IEC 60076-8 (1997-11) Power transformers - Part 8: Application guide
- IEC 60076-10 (2001-05) Power transformers - Part 10: Determination of sound levels
- IEC 60137 (1995-12) Insulating bushings for alternating voltages above 1000 V
- IEC 60354 (1991-10) Loading guide for oil-immersed power transformers
- IEC 60567 (1992-07) Guide for the sampling of gases and of oil from oil-filled electrical equipment and for the analysis of free and dissolved gases
- IEC 60588-4 (1979-01) Askarels for transformers and capacitors. Part 4: Guide for maintenance of transformer askarels in equipment
- IEC 60599 (1999-03) Mineral oil-impregnated electrical equipment in service - Guide to the interpretation of dissolved and free gases analysis
- IEC/TR 60616 (1978-01) Terminal and tapping markings for power transformers
- IEC 60647 (1979-01) Dimensions for magnetic oxide cores intended for use in power supplies (EC-cores)
- IEC 60726 (1982-01) Dry-type power transformers
- IEC 60905 (1987-12) Loading guide for dry-type power transformers
- IEC 61000-2-12 (2003-04) Electromagnetic compatibility (EMC) - Part 2-12: Environment - Compatibility levels for low-frequency conducted disturbances and signalling in public medium-voltage power supply systems
- IEC 61181 (1993-06) Impregnated insulating materials - Application of dissolved gas analysis (DGA) to factory tests on electrical equipment
- IEC 61378-1 (1997-09) Converter transformers - Part 1: Transformers for industrial applications
- IEC 61558-1 (1998-07) Ed. 1.1 Consolidated Edition Safety of power transformers, power supply units and similar - Part 1: General requirements and tests
- IEC 61558-2-1 (1997-03) Safety of power transformers, power supply units and similar - Part 2: Particular requirements for separating transformers for general use
- IEC 61558-2-2 (1997-10) Safety of power transformers, power supply units and similar - Part 2-2: Particular requirements for control transformers
- IEC 61558-2-17 (1997-03) Safety of power transformers, power supply units and similar - Part 2: Particular requirements for transformers for switch mode power supplies.

Barras

- IEC 60105 (1958-01) Recommendation for commercial-purity aluminium busbar material
- IEC 60446 (1999-02) Basic and safety principles for man-machine interface, marking and identification - Identification of conductors by colours or numerals.

Motores

- IEC 60034-2 (1972-01) Rotating electrical machines. Part 2: Methods for determining losses and efficiency of rotating electrical machinery from tests (excluding machines for traction vehicles)
- IEC 60034-12 (2002-04) Rotating electrical machines - Part 12: Starting performance of single-speed three-phase cage induction motors
- IEC/TS 60034-17 (2002-03) Rotating electrical machines - Part 17: Cage induction motors when fed from converters - Application guide
- IEC/TS 60034-20-1 (2002-01) Rotating electrical machines - Part 20-1: Control motors - Stepping motors
- IEC/TS 60034-26 (2002-05) Rotating electrical machines - Part 26: Effects of unbalanced voltages on the performance of three-phase induction motors
- IEC 60252-1 (2001-02) AC motor capacitors - Part 1: General - Performance, testing and rating - Safety requirements - Guide for installation and operation
- IEC 60252-2 (2003-05) AC motor capacitors - Part 2: Motor start capacitors
- IEC 60644 (1979-01) Specification for high-voltage fuse-links for motor circuit applications
- IEC/TR2 61233 (1994-07) High-voltage alternating current circuit-breakers - Inductive load switching
- IEC/TR3 61459 (1996-08) Coordination between fuses and contactors/motor-starters - Application guide
- IEC 61800-2 (1998-03) Adjustable speed electrical power drive systems - Part 2: General requirements - Rating specifications for low voltage adjustable frequency a.c. power drive systems
- IEC 61800-5-1 (2003-02) Adjustable speed electrical power drive systems - Part 5-1: Safety requirements - Electrical, thermal and energy
- IEC 61972 (2002-11) Method for determining losses and efficiency of three-phase cage induction motors
- IEC 61986 (2002-01) Rotating electrical machines - Equivalent loading and super-position techniques - Indirect testing to determine temperature rise
- IEC 60034-25 Rotating electrical machines - Part 25: Guide for the design and performance of cage induction motors for converter supply.

UPS

- IEC 62040-1-1 (2002-08) Uninterruptible power systems (UPS) - Part 1-1: General and safety requirements for UPS used in operator access areas
- IEC 62040-2 (1999-02) Uninterruptible power systems (UPS) - Part 2: Electromagnetic compatibility (EMC) requirements
- IEC 62040-3 (1999-03) Uninterruptible power systems (UPS) - Part 3: Method of specifying the performance and test requirements

Paneles

- IEC 60439-3 (2001-05) Ed. 1.2 Consolidated Edition Low-voltage switchgear and controlgear assemblies - Part 3: Particular requirements for low-voltage switchgear and controlgear assemblies intended to be installed in places where unskilled persons have access for their use - Distribution boards

Iluminación

- IEC 60188 (2001-05) High-pressure mercury vapour lamps - Performance specifications
- IEC 60364-7-714 (1996-04) Electrical installations of buildings - Part 7: Requirements for special installations or locations - Section 714: External lighting installations
- IEC 60432-1 (1999-08) Incandescent lamps - Safety specifications - Part 1: Tungsten filament lamps for domestic and similar general lighting purposes
- IEC 60432-2 (1999-10) Incandescent lamps - Safety specifications - Part 2: Tungsten halogen lamps for domestic and similar general lighting purposes
- IEC 60598-2-20 (2002-05) Ed. 2.2 Consolidated Edition Luminaires - Part 2-20: Particular requirements - Lighting chains

- IEC 60598-2-22 (2002-08) Ed. 3.1 Consolidated Edition Luminaires - Part 2-22: Particular requirements - Luminaires for emergency lighting
- IEC 60838-1 (1997-11) Miscellaneous lampholders - Part 1: General requirements and tests
- IEC 60968 (1999-09) Ed. 1.2 Consolidated Edition Self-ballasted lamps for general lighting services - Safety requirements
- IEC 61547 (1995-09) Equipment for general lighting purposes - EMC immunity requirements
- IEC 62035 (1999-10) Discharge lamps (excluding fluorescent lamps) - Safety specifications

Comunicaciones

- IEC 61850-7-2 (2003-05) Communication networks and systems in substations - Part 7-2: Basic communication structure for substation and feeder equipment - Abstract communication service interface (ACSI)
- IEC 60870-6-702 (1998-10) Telecontrol equipment and systems - Part 6-702: Telecontrol protocols compatible with ISO standards and ITU-T recommendations
- IEC 61131-5 (2000-11) Programmable controllers - Part 5: Communications
- IEC 61156-2-1 (2003-04) Multicore and symmetrical pair/quadruple cables for digital communications - Part 2-1: Horizontal floor wiring - Blank detail specification
- IEC/TR 61158-1 (2003-04) Digital data communications for measurement and control - Fieldbus for use in industrial control systems - Part 1: Overview and guidance for the IEC 61158 series
- IEC/TR 62066 (2002-06) Surge overvoltages and surge protection in low-voltage a.c. power systems - General basic information
- IEC/TR 62102 (2001-03) Electrical safety - Classification of interfaces for equipment to be connected to information and communications technology networks
- IEC/TR 62195 (2000-04) Power system control and associated communications - Deregulated energy market communications
- IEC/TR 62210 (2003-05) Power system control and associated communications - Data and communication security
- ISO/IEC 8881 (1989-12) Information processing systems - Data communications - Use of the X.25 packet level protocol in local area networks
- ISO/IEC 9314-6 (1998-08) Information technology - Fibre distributed data interface (FDDI) - Part 6: Station Management (SMT)
- ISO/IEC 13252 (2000-03) Information technology -- Enhanced communications transport service definition

Cables y Canalizaciones

- IEC 60332-1 (1993-04) Tests on electric cables under fire conditions - Part 1: Test on a single vertical insulated wire or cable
- IEC 60332-2 (1989-03) Tests on electric cables under fire conditions. Part 2: Test on a single small vertical insulated copper wire or cable
- IEC/TS 61000-3-4 (1998-10) Electromagnetic compatibility (EMC) - Part 3-4: Limits - Limitation of emission of harmonic currents in low-voltage power supply systems for equipment with rated current greater than 16 A
- IEC 62026-2 (2000-07) Low-voltage switchgear and controlgear - Controller-device interfaces (CDIs) - Part 2: Actuator sensor interface (AS-i)
- IEC 62026-5 (2000-07) Low-voltage switchgear and controlgear - Controller-device interfaces (CDIs) - Part 5: Smart distributed system (SDS)
- IEC 60173 (1964-01) Colours of the cores of flexible cables and cords
- IEC 61084-1 (1991-07) Cable trunking and ducting systems for electrical installations - Part 1: General requirements
- IEC 61084-2-1 (1996-01) Cable trunking and ducting systems for electrical installations - Part 2: Particular requirements - Section 1: Cable trunking and ducting systems intended for mounting on walls or ceilings
- IEC 61084-2-2 (2003-05) Cable trunking and ducting systems for electrical installations - Part 2-2: Particular requirements - Cable trunking systems and cable ducting systems intended for underfloor and flushfloor installations
- IEC 61084-2-4 (1996-04) Cable trunking and ducting systems for electrical installations - Part 2: Particular requirements - Section 4: Service poles

- [IEC 61537 \(2001-09\)](#) Cable tray systems and cable ladder systems for cable management
- [IEC 60570 \(2003-01\)](#) Electrical supply track systems for luminaires.
- [IEC 60243-1 \(1998-01\)](#) Electrical strength of insulating materials - Test methods - Part 1: Tests at power frequencies

Puesta a Tierra

- [IEC 60364-5-54 \(2002-06\)](#) Electrical installations of buildings - Part 5-54: Selection and erection of electrical equipment - Earthing arrangements, protective conductors and protective bonding conductors
- [IEC 60364-7-707 \(1984-12\)](#) Electrical installations of buildings. Part 7: Requirements for special installations or locations. Section 707: Earthing requirements for the installation of data processing equipment
- [IEC/TR3 61000-5-2 \(1997-11\)](#) Electromagnetic compatibility (EMC) - Part 5: Installation and mitigation guidelines - Section 2: Earthing and cabling
- [IEC 61138 \(1994-04\)](#) Cables for portable earthing and short-circuiting equipment
- [IEC 61219 \(1993-10\)](#) Live working - Earthing or earthing and short-circuiting equipment using lances as a short-circuiting device - Lance earthing
- [IEC 61230 \(1993-09\)](#) Live working - Portable equipment for earthing or earthing and short-circuiting
- [IEC/TS 61312-2 \(1999-08\)](#) Protection against lightning electromagnetic impulse (LEMP) - Part 2: Shielding of structures, bonding inside structures and earthing
- [IEC/TR 61911 \(2003-02\)](#) Live working - Guidelines for installation of distribution line conductors - Stringing equipment and accessory items
- [IEC 61936-1 \(2002-10\)](#) Power installations exceeding 1 kV a.c. - Part 1: Common rules
- [IEC 62271-102 \(2001-12\)](#) High-voltage switchgear and controlgear - Part 102: Alternating current disconnectors and earthing switches.

Pararrayos

- [IEC 61024-1 \(1990-04\)](#) Protection of structures against lightning - Part 1: General principles
- [IEC 61024-1-1 \(1993-09\)](#) Protection of structures against lightning - Part 1: General principles - Section 1: Guide A: Selection of protection levels for lightning protection systems
- [IEC 61024-1-2 \(1998-05\)](#) Protection of structures against lightning - Part 1-2: General principles - Guide B - Design, installation, maintenance and inspection of lightning protection systems
- [IEC 61312-1 \(1995-03\)](#) Protection against lightning electromagnetic impulse - Part 1: General principles
- [IEC/TS 61312-2 \(1999-08\)](#) Protection against lightning electromagnetic impulse (LEMP) - Part 2: Shielding of structures, bonding inside structures and earthing
- [IEC/TS 61312-3 \(2000-07\)](#) Protection against lightning electromagnetic impulse - Part 3: Requirements of surge protective devices (SPDs)
- [IEC/TS 61312-4 \(1998-09\)](#) Protection against lightning electromagnetic impulse - Part 4: Protection of equipment in existing structures
- [IEC 61643-1 \(2002-01\) Ed. 1.1 Consolidated Edition](#) Surge protective devices connected to low-voltage power distribution systems - Part 1: Performance requirements and testing methods
- [IEC 61643-12 \(2002-02\)](#) Low-voltage surge protective devices - Part 12: Surge protective devices connected to low-voltage power distribution systems - Selection and application principles
- [IEC 61643-21 \(2000-09\)](#) Low voltage surge protective devices - Part 21: Surge protective devices connected to telecommunications and signalling networks - Performance requirements and testing methods
- [IEC/TR2 61662 \(1995-04\)](#) Assessment of the risk of damage due to lightning

Seguridad

- [IEC 60079-0 \(2000-06\) Ed. 3.1 Consolidated Edition](#) Electrical apparatus for explosive gas atmospheres - Part 0: General requirements
- [IEC 60079-1 \(2001-02\)](#) Electrical apparatus for explosive gas atmospheres - Part 1: Flameproof enclosures "d"
- [IEC 60079-4 \(1975-01\)](#) Electrical apparatus for explosive gas atmospheres. Part 4: Method of test for ignition temperature

- IEC 60079-7 (2001-11) Electrical apparatus for explosive gas atmospheres - Part 7: Increased safety "e"
- IEC 60079-10 (2002-06) Electrical apparatus for explosive gas atmospheres - Part 10: Classification of hazardous areas
- IEC 60079-14 (2002-10) Electrical apparatus for explosive gas atmospheres - Part 14: Electrical installations in hazardous areas (other than mines)
- IEC 60079-17 (2002-07) Electrical apparatus for explosive gas atmospheres - Part 17: Inspection and maintenance of electrical installations in hazardous areas (other than mines)
- IEC/TR3 60079-20 (1996-10) Electrical apparatus for explosive gas atmospheres - Part 20: Data for flammable gases and vapours, relating to the use of electrical apparatus
- IEC 60079-0 Electrical apparatus for explosive gas atmospheres - Part 0: General requirements
- IEC 60079-1 Electrical apparatus for explosive gas atmospheres - Part 1: Flameproof enclosures 'd'
- IEC 60079-11 Electrical apparatus for explosive gas atmospheres - Part 11: Intrinsic safety "i"
- IEC 60079-15 Electrical apparatus for explosive gas atmospheres Part 15: Type of protection "n"
- IEC 60079-18 Electrical apparatus for explosive gas atmospheres - Part 18: Encapsulation "m"
- IEC 60079-25 Electrical apparatus for explosive gas atmospheres - Part 25: Intrinsically safe systems
- IEC 60079-28 Electrical apparatus for explosive atmospheres - Part 28: Risk of ignition by radiation of explosive atmospheres of gas, vapour or mist from optical radiation equipment and transmission systems

Acústica

UNE 74002:1978 Frecuencias preferentes para las medidas acústicas

ISO 717-1:1996 Rating of sound insulation in buildings and of building elements

ISO 1996-1:1982 Description and measurement of environmental noise

NBE-CA-88 Norma básica de la edificación sobre condiciones acústicas en los edificios

APÉNDICE G

REFERENCIAS

Bibliografía.....	1
Cronograma de reuniones.....	5
Cronograma de contactos por correo electrónico.....	6

Bibliografía

- [1] Ley N°16832 Ley del Mercado Eléctrico, Marco Regulatorio de Energía Eléctrica. (17/06/1997). Reglamento (26/01/1999).
- [2] Ley N°16211 Empresas Públicas (01/10/1991)
- [3] Decreto-Ley N°14649 (01/09/1977)
- [4] Dynamic Simulation of Electrical Machinery, C.M.Ong
- [5] Reglamento General del Mercado Mayorista de Energía Eléctrica
- [6] Apuntes de Curso del IIE (UdelaR) de Medidas y Protecciones Eléctricas
- [7] Apuntes de Curso del IIE (UdelaR) de Máquinas Eléctricas
- [8] Apuntes de Curso del IIE (UdelaR) de Distribución de Energía Eléctrica
- [9] Apuntes de Curso del IIE (UdelaR) de Redes Eléctricas
- [10] Apuntes de flujo de carga - Mario Vignolo, Isi Haim (UdelaR)
- [11] Apuntes de Curso del IIE de Electrotecnia
- [12] Análisis de sistemas eléctricos de potencia – J.Grainger, W.Stevenson
- [13] “Impedancias secuenciales en sistemas eléctricos de potencia y su relación con las componentes simétricas de Fortescue”, I.Haim
- [14] “Unbalanced Three-Phase Systems” P.Acarnley, University of Newcastle
- [15] Transmission and Distribution Reference Book – Westinghouse
- [16] Power Systems – Weedy
- [17] Electrical Power Systems – Gross
- [18] Apuntes del curso de Transmisión- Universidad de la Plata, Argentina
- [19] Archivo de ayuda del SIMULINK
- [20] Archivo de ayuda del “Power System Blockset, for use with SIMULINK”
- [21] Standard Handbook for Electrical Engineers – D. Fink
- [22] Power System Analysis – Hadi Saadat
- [23] Distributed Power Generation, Planning and Evaluating - H. Willis, W. Scott
- [24] Apuntes del curso de Probabilidad y Estadística - Facultad de Ingeniería, UdelaR
- [25] UTE – Tarifas de la Energía Eléctrica
- [26] UREE
- [27] CONECTA – Tarifas del Gas Natural
- [28] Base de datos de normas de la IEC
- [29] "The Role of Distributed Generation in Competitive Energy Markets". Gas Research Institute (GRI).marzo (1999).
- [30] "Impact of Increasing Contribution of Dispersed Generation on the Power System". CIGRE
- [31] WG 37-23. setiembre (1998).
- [32] Dispersed Generation. CIRED WG04, junio (1999).

- [33] "Expansión de la Red". Generación distribuida y compañía eléctrica virtual. Revista ABB - nº 3 (2000) Jones,T. y Petrie, E..
- [34] Electric System Bulletin #756B: "Parallel Interconnection Requirements over 300 kVA or where interconnected over 15kV".
- [35] "Impacts in Distribution Grids Due to the Connection of Distributed Wind Generation" M. A. B. Amora, U. H. Bezerra, M. J. A. Pereira, A. M. Z. da Cunha
- [36] "¿Redes de transmisión o generación distribuida?" Ing. Raúl Zeballos Ing. Mario Vignolo - IIE Facultad de Ingeniería – IIE
- [37] "La generación distribuida en el mercado eléctrico uruguayo" Ing. Raúl Zeballos Ing. Mario Vignolo Profesor Adjunto Facultad de Ingeniería - IIE Facultad de Ingeniería – IIE
- [38] Advanced Technologies and Energy Economics for DG Joseph P. Maceda Power – Water – Renewable Energy May 2001
- [39] Coordinating Overcurrent Protection and Voltage Sag in Distributed Generation Systems J.C. Gómez, M.M. Morcos
- [40] Distribución Media Tensión Interruptores automáticos SF 1 a 40,5 kV Merlin Gerin Catálogo
- [41] Distribución Media Tensión Centros de Transformación 36 kV MT/BT Merlin Gerin
- [42] Electrical Machines Simulation of Electric Machinery Chen-Ching Liu *University of Washington*, Khoi Tien Vu *ABB Transmission Technical Institute* Yixin Yu *Tianjing University* Donald Galler *Massachusetts Institute of Technology* Elias G. Strangas *Michigan State University* Chee-Mun Ong *Purdue University*
- [43] Protección de Interconexiones de Generadores de IPP Usando Tecnología Digital Autor y Expositor: Charles J. Mozina Beckwith Electric Co., Inc.
- [44] Sincronizador automático PSY3 – SEG
- [45] "Funzionamento in cortocircuito delle macchine sincrone" B.L.Colombo
- [46] Sincronizador digital y regulador de carga (DSLCTM) Woodward
- [47] "General features and rating tables" Leroy-Somer Alternators
- [48] Technical standards for load and non SDG&E owned generator interconnections - San Diego Gas & electric
- [49] Interconnection standards for qualifying facilities, customer-owned generators and non-utility generators – Puget Sound Energy, Inc.
- [50] Supplement to specifications for electrical installations, parallel generation requirements covered by the NYS Standard Interconnection Requirements electric system bulletin No. 756A August 2001, 2nd printing June 2002 Niagara Mohawk
- [51] NORSOK STANDARD E-001 Rev. 4, 2001-03-01 Electrical systems
- [52] "The Role of Energy Efficiency and Distributed Generation in Grid Planning". California Energy Commission, abril (2000).
- [53] "ETSIHUPM, A Large-scale Kinetic Energy Storage System using Linear Superconducting Electrical Machines". New Electricity 21. Tokio (Japón) mayo (1992). Alonso, A. M. y Manuel Gómez, J.
- [54] "Wide-scale DG Deployment. Reality or myth?", junio (2001). Charles, R. and Johnson, B.
- [55] Distributed Generation: System Interfaces. Arthur D. Little (1999).
- [56] Power station engineering and economy, por Bernhard G. A.Skrotzki y William A. Vopat
- [57] Centrales eléctricas, por Frederick T. Morse
- [58] Elementos de centrales eléctricas, por Gilberto Enríquez Harper
- [59] Influencias sobre los costos de producción de electricidad; por Hans Joachim Homann, Revista Megavatios Nº 92
- [60] Las Escuelas Neoclásicas (Aldo Bucheli).
- [61] Historia de la economía (J. Galbraith).
- [62] Confiabilidad de los equipos de generación eléctrica; por R. W. Sarau, Revista Megavatios Nº 16
- [63] Cátedra de Centrales y Protecciones Eléctricas, Universidad Tecnológica Nacional Facultad Regional Santa Fe Departamento Electrotecnia
- [64] Evaluación de inversiones. Publicación del CECEA
- [65] Entergy – "Facility connection requirements" (EE.UU.)
- [66] IMO – "Grid connection requirements" (Canada)
- [67] ENRE (Argentina)
- [68] REE (España)
- [69] Ofgem (Reino Unido)
- [70] ALSTOM
- [71] GE
- [72] CAT
- [73] Synchronous machine model - R. Schulz, IEEE Publication 75 CH0970-4-PWR, 1975
- [74] "Stability theory of differential-algebraic models of power systems." D. Hill, I. Hiskens, and I. Mareels.

- [75] "Error estimation and limitation of the quasi stationary phasor dynamics," J. Zaborszky, H. Schättler, and V. Venkatasubramanian
- [76] Dynamics and Control of the Large Electric Power Systems, Wiley (Interscience Division), 2000. M. Ilic ´ and J. Zaborszky.
- [77] "Effects of torsional dynamics on nonlinear generator control." E. Allen, J. Chapman, and M. Ilic
- [78] "Bringing phasor dynamics into the power system load flow,". C. DeMarco and G. Verghese.
- [79] "A time-delay differential-algebraic phasor analysis of the large power system dynamics.". V. Venkatasubramanian, H. Schättler, and J. Zaborszky.
- [80] "Current status of the taxonomy theory of power system dynamics: Constrained systems with hard limits. V. Venkatasubramanian, X. Jiang, H. Schättler, and J. Zaborszky.
- [81] "Fast time-varying phasor analysis in the balanced three phase large electric power system." V. Venkatasubramanian, H. Schättler, and J. Zaborszky.
- [82] "On the equilibria of power systems with nonlinear loads." D. Hill.
- [83] "Load representation for dynamic performance analysis."
- [84] "Nonlinear dynamic load models with recovery for voltage stability studies." D. Hill
- [85] "Voltage stability analysis using generic dynamic load models." W. Xu and Y. Mansour
- [86] Subsynchronous Resonance in Power Systems, P. Anderson, B. Agrawal, and J. Van Ness
- [87] "Self excited torsional frequency oscillations with series capacitors." C. Bowler, D. Ewart, and C. Concordia
- [88] "Eigenvalue analysis of the stabilizing effects of feedback linearizing control on subsynchronous resonance." E. Allen, J. Chapman, and M. Ilic ´
- [89] "Interactive object-oriented simulation of interconnected power systems using SIMULINK." E. Allen, N. LaWhite, Y. Yoon, J. Chapman, and M. Ilic ´
- [90] "Voltage stability conditions considering load characteristics." M. K. Pal
- [91] "Stabilizing a multimachine power system via decentralized feedback linearizing control." J. W. Chapman *et al.*
- [92] "Synchronous machine modeling." R. Schulz
- [93] "Selective modal analysis with applications to electric power systems, part I: Heuristic introduction." J. Pérez-Arriaga, G. C. Verghese, and F. C. Schweppe
- [94] *Singular Perturbation Methods in Control: Analysis and Design*. Orlando, FL: Academic, 1986. P. Kokotovic ´, H. K. Khalil, and J. O'Reilly
- [95] Synchronous machine dynamic models Massachusetts Institute of Technology, Apr. 5, 1993. 6.685 Class Notes. J. Kirtley Jr.
- [96] "Interaction of Transmission Network and Load Phasor Dynamics in Electric Power Systems". Eric Allen and M Ilic
- [97] "Power-System Load representation". G. Berg
- [98] "Voltage dependence of composite loads in power systems". T. Ohyama
- [99] "Load representation for dynamic performance analysis" IEEE Task Force Report
- [100] "The transient energy function method". Fouad, V. Vittal.
- [101] "Load representation in the dynamic simulation of the Queensland power system". R. Craven, M. Michael
- [102] "Energy functions, transient stability and voltage behaviour in power systems with nonlinear loads". Hiskens, D. Hill
- [103] "Voltage stability of power systems: Concepts, Analytical Tools, and Industry Experience". Y. Mansour
- [104] "Modelling of power system components at severe disturbances". K. Wave
- [105] "A dynamic power system load model and methods for load model estimation". D. Karlsson, T. Pehrson
- [106] "Dynamic modelling". Edström, K. Walve
- [107] "A simple load model with recovery for power for power system stability studies". D. Hill
- [108] "Study of long-term voltage stability in electric power systems". Löf
- [109] "Stability analysis of load systems with recovery dynamics". D. Hill, A. Hiskens, D. Popovic
- [110] "Temporary load/voltage characteristics for voltage stability studies field-measurements, laboratory-measurements and simulations". D. Karlsson, K. Lindén, I. Segerqvist, B. Stenborg
- [111] "Voltage stability simulations using detailed models based on field measurements". D. Karlsson
- [112] "General purpose model of power system loads". G. Shaciahaft, O. Symons, J. Hadwick
- [113] "Dynamic analysis of voltage collapse in power systems". D. Hill, A. Hiskens
- [114] "Linear Systems". T. Kallath
- [115] "Identification of Nonlinear Stochastic Grey Box Models: Theory and implementation and Experiences". S. Groebe, T. Bohlin
- [116] "Dynamic System identification: Experiment Design and Data Analysis". G. Goodwin, R. Payne
- [117] "The load-voltage dependence of home heating appliances". J. Näslund
- [118] "Applying power system stabilisers". E. Larsen

- [119] "Selective modal analysis with applications to electric power systems". G. Verghese
- [120] "A fundamental study of inter-area oscillations in power systems". M. Klein
- [121] "Options for an interconnection between the power systems of Queensland and New South Wales". T. George
- [122] "Enhancement of dynamic stability by coordinated control of static VAR compensators". Roman-Messina, B. Cory
- [123] "A comparative study of damping schemes on damping generator oscillations". L. Wang
- [124] "Stabilization of power systems oscillations by controllable components, II study of a multi-mode system". H. Wang
- [125] "Damping of power system oscillations by controllable components, II study of a multi-mode system". M. Noroozian
- [126] "Interconnection damping performance tests on the South-east Australian power grid". B. Korte, A. Manglick, J. Howarth
- [127] "Dynamic modelling of loads in stability studies". M. Kent
- [128] "Effects of load characteristics and voltage-regulator speed-stabilizing signal on power system dynamic stability". N. Rao, S Tripathy
- [129] "Effects of load characteristics on the dynamic stability of power systems". W. Mauricio, A. Semlyen
- [130] "Dynamic load models in power systems using the measurement approach". C. Lin
- [131] "Load modelling for power flow and transient stability computer studies". W. Price
- [132] "Investigations of the frequency and voltage dependence of load part systems using a digital self-acting measuring and identification system". E. Welfonder, H. Weber, B. Hall
- [133] "Development of methods for calculating electrical loads". Zhezhelenko, V. Stepanov
- [134] "Load representation in power system stability studies". C. Concordia, S. Ihara
- [135] "Effects of load dynamics on power system damping". J. Milanovic, I. Hiskens
- [136] "The effects of dynamic load on steady state stability of synchronous generator". J. Milanovic, I. Hiskens
- [137] "Dynamic load models derived from data acquired during system transients". S. A. Y. Sabir, D. Lee
- [138] "Load modelling and dynamics". CIGRÉ Task Force
- [139] "Modelling rectifier loads for a multi-machine transient-stability programme". C. Arnold, K. Turner, J. Arrillaga
- [140] "Modelling and identification of nonlinear dynamic loads in power systems". D. Karlsson, D. Hill
- [141] "Voltage Stability Conditions Considering Load Characteristics". M. Pal
- [142] "Voltage Stability: Analysis Needs, Modelling Requirement and Modelling Adequacy". M. Pal
- [143] "Load modelling in studies of power system damping". Hiskens, J. Milanovic
- [144] "Steady State Stability of Composite Systems". S. Crary
- [145] Apuntes del curso Introducción a la Teoría de Control, Facultad de Ingeniería, Universidad de la República.
- [146] Comisión Europea. Towards a European strategy for the security of energy supply. Green Paper.
- [147] World Energy Council. Conclusiones de los XIVth, XVth, XVIth u XVIIth congresos anuales.WEC. Londres.
- [148] World Energy Council (2000). Energy for Tomorrow 's World – Acting Now. WEC, Londres.
- [149] Prospectiva tecnológica Uruguay 2015 Informe final (Octubre 2002).
- [150] European Commission. Energy for the Future: Renewable Sources of Energy. White paper for a Community Strategy and Action Plan, COM (97) 599 final. Bruselas, 26/11/1997
- [151] www.mathworks.com/
- [152] www.ieee.org/
- [153] www.gepower.com/
- [154] www.woodward.com
- [155] www.ing.unlp.edu.ar
- [156] www.alstom.com/en
- [157] www.beckwithelectric.com/
- [158] www.cambre.com.ar/
- [159] www.cedrat.com
- [160] www.era.co.uk/
- [161] www.ruefer.com/
- [162] www.ge.com/industry/utilities.htm
- [163] www.iec.ch
- [164] www.cooperpower.com
- [165] www.newage-avkseg.com
- [166] www.rolls-royce.com/energy/market_segments/power_gen
- [167] www.savoiaapower.com/
- [168] www.schneiderelectric.es/

- [169] www.sgb-trafo.de
- [170] www.siemens.com/switchgear
- [171] esolar.cat.com/
- [172] www.ree.es
- [173] www.zonamerica.com.uy
- [174] Tutorial IEEE de Protección de Generadores Sincrónicos – Beckwith Electric Co.
- [175] Apuntes de Curso del IIE (UdelaR) de Estabilidad en S.E.P.
- [176] “Aterramiento Eléctrico” – Geraldo Kindermann, Jorge Mario Campagnolo
- [177] “Diseño de Sistemas de Puesta a Tierra” – Prof Miguel Martinez;
- [178] “Sobretensiones” F.Vázquez Praderi, Simón Zejerman
- [179] “Estudio de sistemas de puesta a tierra y pararrayos” Zurich Risk Engineering
- [180] Apuntes de Curso del IIE (UdelaR) de Instalaciones Eléctricas
- [181] “Elementos y Equipos Eléctricos” – Unidad N° 8
- [182] “Acústica General y Urbana”. Dr. Esteban Gaja Díaz (Laboratorio de Acústica Industrial - Universidad de Valencia)
- [183] Apuntes de Curso del IIE (UdelaR) de Higiene y Seguridad Industrial
- [184] Base de datos del Banco Mundial
- [185] Cuadernos Técnicos de la Biblioteca Técnica del Grupo Schneider.
- [186] www.isoover.net

Cronograma de reuniones

18/03/02	Reunión Prof. Ing. Ventura Nunes (IIE)
04/04/02	Reunión Ing. Levbrero DIPRODE
04/04/02	Reunión Prof. Ing. Jorge Alonso (IIE)
05/04/02	Reunión Ing. Bonet (Indunor - G.E.)
24/04/02	Reunión Ing. Yanuzzi (Zonamérica), Ing. Zabalza (Ingenger), Ing. Braga (Ingenger)
25/04/02	Reunión Prof. Ing. Ventura Nunes (IIE)
02/05/02	Charla Prof. Ing. Mario Vignolo (IIE) sobre Generación Distribuida (Centro de Cap. de UTE)
15/05/02	Reunión Ing. Fabián Sarutte (Dregthal)
17/05/02	Reunión Ing. G. Braga (Ingenger)
20/05/02	Reunión Ing. Marcelo Petrucelli (Alstom)
05/06/02	Recorrida Sub-Estaciones ZFM con Ing. Braga (Ingenger)
14/06/02	Reunión Ing. Hosftadter
17/07/02	Reunión Prof. Ing. Mario Vignolo (IIE)
06/06/02	Reunión Ing. Silvia Valle (UTE)
17/07/02	Reunión Prof. Ing. Mario Vignolo (IIE)
06/08/02	Reunión Prof. Ing. Ventura Nunes (IIE)
13/08/02	Reunión Prof. Ing. Mario Vignolo (IIE)
11/09/02	Reunión con Ings de Conecta.
08/10/02	Reunión Prof. Ing. Ventura Nunes (IIE)
22/10/02	Presentación Primer Entregable
25/10/02	Charla Presentación del Reglamento de Distribución por Prof. Ing. Mario Vignolo (IIE)
05/11/02	Reunión Prof. Ing. Rafael Hirsch (IIE)
24/03/03	Reunión Prof. Ing. Ventura Nunes (IIE) (IIE)
02/04/03	Reunión Prof. Ing. Raúl Zaballos (IIE)
25/04/03	Reunión Prof. Ing. Raúl Zaballos (IIE)
05/05/03	Reunión Prof. Ing. Rafael Hirsch (IIE)
08/05/03	Reunión Prof. Ing. Raúl Zaballos (IIE)
13/05/03	Reunión Prof. Ing. Rafael Hirsch (IIE)
22/05/03	Reunión Prof. Ing. Rafael Hirsch (IIE)
22/05/03	Reunión Prof. Ing. Raúl Zaballos (IIE)
23/06/03	Reunión Prof. Ing. Ventura Nunes (IIE)
23/06/03	Reunión Prof. Ing. Rafael Hirsch (IIE)
08/07/03	Reunión Prof. Ing. Ventura Nunes (IIE)
19/08/03	Reunión Prof. Ing. Ventura Nunes (IIE)
20/08/03	Conversación telefónica con Ing. Dimitri Kurys (CONNECTA)

Cronograma de contactos por correo electrónico

Ing. J. Alonso 02/04/02	Ing. A. P. Kalinock (AvK Deutschland GmbH & Co. KG) 09/10/02
Ing. P. Belzarena 26/02/02 15/05/02 20/05/02	Ing. V. Nunes 19/03/03 20/03/03 06/05/03 22/06/03 23/07/03 08/08/03
Ing. G. Braga 22/05/02 29/05/02 31/05/02 23/02/03 27/02/03	Ing. S. Valle (UTE) 30/05/02 05/06/02 19/08/02 12/09/02
Ing. G. Otero 01/04/02 02/09/02 25/06/03 04/07/03	Ing. M. Vignolo 30/08/02 15/08/03 18/08/03
Ing. I. Haim 08/04/02 12/12/02 17/03/03 19/03/03 25/06/03	A. Wilson (UTE) 23/05/02 24/05/02
Ing. R. Hirsch 03/12/02 04/12/02 20/02/03 14/03/03 25/04/03 29/04/03 06/05/03 07/05/03 09/05/03 30/05/03 24/06/03 25/06/03 27/06/03 11/07/03	Ing. R. Yannuzzi (Zonamérica) 29/04/02 02/05/02 02/06/03 31/07/03
	Ing. R. Zeballos 31/01/02 07/06/02 08/04/03 07/04/03 25/06/03 04/07/03 18/08/03
Ing. R. Hofstadter 05/09/02 14/12/02 16/12/02	
Ing. R. Joho (ALSTOM Power) 14/08/02	