

**ASIGNATURA:** Proyecto Final

**AÑO:** 5to

**CURSO:** 41

**CICLO LECTIVO:** 2021

**DOCENTE:** Ing. Carlos Santo

**Coord.:** Ing. Alejandro Gioseffi

**“CENTRAL NUCLEAR ATUCHA II”**

LEGAJO	APELLIDO Y NOMBRES		E-MAIL
104949	Barrera, Lucas Alejandro		lucasbarrera97@gmail.com
106493	Fariñas, Tomás Agustín		tomas_fari@hotmail.com
105400	Martínez, Juan Cruz		juaniimartinez14@gmail.com
PRES.	FECHA ENTREGA	FECHA DEVOL.	OBSERVACIONES
1 <sup>RA</sup>	20/02/2022		
2 <sup>DA</sup>			
3 <sup>RA</sup>			
FECHA APROBACIÓN		CALIFICACIÓN	FIRMA
07/03/2022		Aprobado	 Ing. Alejandro G. Gioseffi

**Registro de Modificaciones**

REVISIÓN	FECHA	OBSERVACIONES / CORRECCIONES
00	20/02/2022	Emisión Inicial

## Índice de Tópicos

***TÓPICO N° 1: "INTRODUCCIÓN"***

***TÓPICO N° 2: "IMPACTO AMBIENTAL DE LAS CENTRALES NUCLEOELÉCTRICAS"***

***TÓPICO N° 3: "DESCRIPCIÓN DE UNA CENTRAL NUCLEAR Y SUS COMPONENTES"***

***TÓPICO N° 4: "DESCRIPCIÓN DE ATUCHA II"***

***TÓPICO N° 5: "SISTEMAS QUE COMPONEN LA CENTRAL"***

***TÓPICO N° 6: "OPERACIÓN DE LOS SISTEMAS"***

***TÓPICO N° 7: "UNIFILAR SIMPLIFICADO"***

***TÓPICO N° 8: "CÁLCULO DE CORTOCIRCUITO"***

***TÓPICO N° 9: "SELECCIÓN DE EQUIPOS"***

***TÓPICO N° 10: "PROTECCIONES DEL GENERADOR"***

***TÓPICO N° 11: "UNIFILARES"***

## ***"DATOS DE LA CÁTEDRA"***

CENTRAL NUCLEAR ATUCHA II

S = 838 MVA

Impedancias del generador en o/1 en base de máquina

$X''_d = 0,26$

$X_o = 0,1694$

Transformador 21/500 kV en o/1 en base de máquina

$X = 0,15$

Transformador 21/13 en o/1 en base de máquina

$X = 0,13$  1° a 2° y 3°

$X = 0,11$  2° a 3°

Transformador 132/13 en o/1 en base de máquina

$X = 0,15$  1° a 2° y 3°

$X = 0,11$  2° a 3°

Transformador MT/MT 0,08

Transformador MT/BT 0,06



**UTN**  
UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA NACIONAL  
FACULTAD REGIONAL AVELLANEDA



**UTN**  
**INGENIERÍA**  
**ELÉCTRICA**

**ASIGNATURA:** Proyecto Final

**AÑO:** 5to

**CURSO:** 41

**CICLO LECTIVO:** 2021

**DOCENTE:** Ing. Carlos Santo

**Coord.:** Ing. Alejandro Gioseffi

***“CENTRAL NUCLEAR ATUCHA II”***

**Tópico N° 1**

***“Introducción”***

LEGAJO		APELLIDO Y NOMBRES		E-MAIL
104949		Barrera, Lucas Alejandro		lucasbarrera97@gmail.com
106493		Fariñas, Tomás Agustín		tomas_fari@hotmail.com
105400		Martínez, Juan Cruz		juaniimartinez14@gmail.com
PRES.	FECHA ENTREGA	FECHA DEVOL.	OBSERVACIONES	
1 <sup>RA</sup>	20/02/2022			
2 <sup>DA</sup>				
3 <sup>RA</sup>				
FECHA APROBACIÓN		CALIFICACIÓN		FIRMA
07/03/2022		Aprobado		 Ing. Alejandro G. Gioseffi

**Registro de Modificaciones**

REVISIÓN	FECHA	OBSERVACIONES / CORRECCIONES
00	20/02/2022	Emisión Inicial

## ÍNDICE

<b>1. INTRODUCCIÓN .....</b>	<b>6</b>
1.1 ENERGÍA NUCLEAR EN EL MUNDO: SITUACIÓN Y TENDENCIAS .....	6
1.2 REACTORES NUCLEARES DE FISIÓN: GENERACIONES .....	8
1.3 LAS NECESIDADES DE URANIO EN EL MUNDO .....	9
1.4 BREVE HISTORIA NUCLEAR .....	10
1.5 NECESIDADES ENERGÉTICAS.....	12
1.5.1 <i>Demanda de electricidad</i> .....	12
1.5.2 <i>Suministro de energía</i> .....	14
1.6 SITUACIÓN DE LA ENERGÍA NUCLEAR EN ARGENTINA.....	15
1.6.1 <i>Desarrollo de la industria nuclear argentina</i> .....	15
1.6.2 <i>Nueva capacidad nuclear: los reactores de cuarta y subsiguientes</i> .....	16
1.6.3 <i>Reactor nuclear CAREM</i> .....	17
1.6.4 <i>Los recursos de uranio en Argentina</i> .....	18
1.6.5 <i>Gestión de residuos radiactivos en Argentina</i> .....	20
1.6.6 <i>Regulación y seguridad</i> .....	21
<b>LISTADO DE FIGURAS Y TABLAS .....</b>	<b>23</b>
<b>BIBLIOGRAFÍA .....</b>	<b>23</b>

# 1. INTRODUCCIÓN

## 1.1 ENERGÍA NUCLEAR EN EL MUNDO: SITUACIÓN Y TENDENCIAS

Los 439 reactores actualmente en operación en un total de 32 países producen alrededor del 10% de la electricidad mundial, según un informe anual de World Nuclear Industry Status Report (WNISR). Los países del mundo, conscientes de los desafíos energéticos y medioambientales, construyen nuevas plantas porque consideran que la energía nuclear es una fuente esencial para el presente y futuro de sus países.

**Tabla 1. Centrales nucleares en el mundo.**

País	Número de reactores	Capacidad eléctrica neta total [MW]
ESTADOS UNIDOS DE AMÉRICA	93	95523
CHINA	57	53648
FRANCIA	56	61370
RUSIA	38	28578
JAPÓN	33	31679
REPÚBLICA DE COREA	24	23150
INDIA	23	6885
CANADÁ	19	13624
UCRANIA	15	13107
REINO UNIDO	11	6848
BÉLGICA	7	5942
ESPAÑA	7	7121
REPÚBLICA CHECA	6	3934
SUECIA	6	6882
PAKISTÁN	5	2242
FINLANDIA	4	2794
HUNGRÍA	4	1902
ESLOVAQUIA	4	1837
SUIZA	4	2960
ARGENTINA	3	1641
ALEMANIA	3	4055
BRASIL	2	1884
BULGARIA	2	2006
MÉXICO	2	1552
RUMANIA	2	1300
SUDÁFRICA	2	1860
EMIRATOS ÁRABES UNIDOS	2	2690
ARMENIA	1	415
BIELORUSSIA	1	1100
IRÁN	1	915
PAÍSES BAJOS	1	482
ESLOVENIA	1	688
<b>Total</b>	<b>439</b>	<b>390614</b>

En la *Tabla 1*, según datos de la fuente "Power Reactor Information System (PRIS) (disponible en: <https://pris.iaea.org/PRIS/WorldStatistics/OperationalReactorsByCountry.aspx> , [fecha de acceso 01/02/2022]) puede observarse que Estados Unidos es el país del mundo con mayor cantidad de centrales nucleares en operación

(93). A Estados Unidos, le siguen China (57), Francia (56), y Rusia (38).

El siguiente gráfico, realizado por el portal Visual Capitalist con datos del PRIS (Power Reactor Information System), permite desglosar la generación eléctrica nuclear por país en 2020.

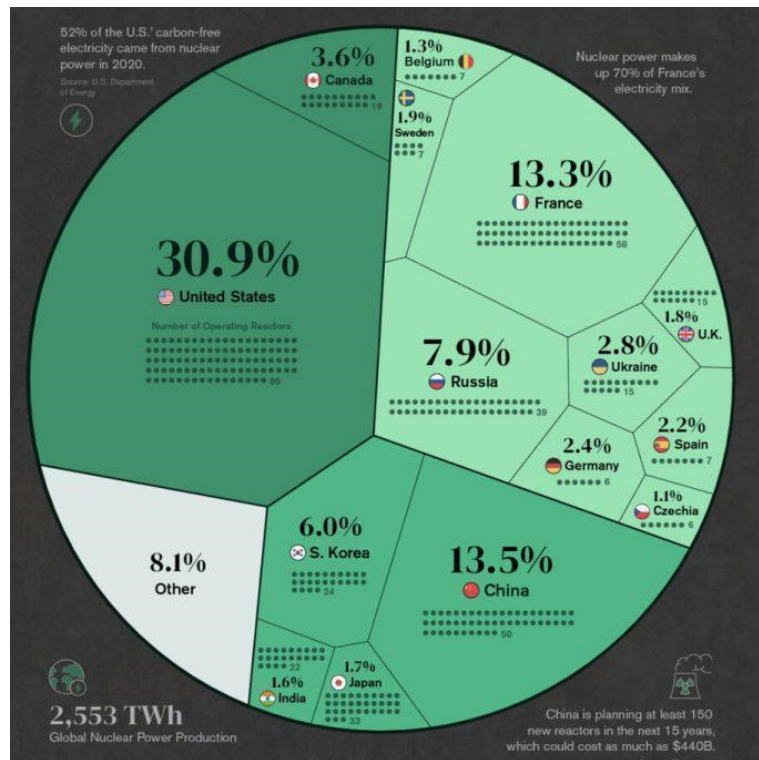


Figura 1. Percentage of nuclear energy production per country. Power Reactor Information System (PRIS)

Tal y como puede observarse en la Figura 1, sólo 15 países representan más del 91% de la producción mundial de energía nuclear.

Estados Unidos tiene 93 reactores de fisión nuclear en operación, con una capacidad neta combinada de 95,5 GWe. En dicho país, la energía nuclear produce más del 50% de su electricidad limpia. Además, 88 reactores recibieron en 2020 aprobaciones para una extensión de vida útil de 20 años.

China, por su lado, es el segundo mayor productor de energía nuclear del mundo, y cada vez invierte más en un intento por lograr sus objetivos climáticos. Su plan incluye la construcción de 150 nuevos reactores para 2035.

Francia, con 56 reactores operativos, se encuentra en la tercera posición y planea ampliar su parque nuclear en los próximos años. Actualmente su producción representa un 13,3% de la generación nuclear mundial. Más del 70% de su electricidad es de origen nuclear, el porcentaje más alto de todo el mundo.

Por otro lado, en América latina, los países con plantas nucleares son: Argentina, con las centrales Atucha I, Atucha II y Embalse; Brasil con las plantas de Angra I y II, situadas en la región costera de Angra dos Reis, a 180 km al oeste de Río de Janeiro; y México, con las plantas de Laguna Verde I y II

## 1.2 REACTORES NUCLEARES DE FISIÓN: GENERACIONES

La mayor parte de los reactores nucleares están basados en la fisión por neutrones térmicos, y por ello se hablará de ellos. Los primeros reactores nucleares de producción de potencia, llamados también reactores de primera generación, siguieron tres líneas generales de diseño:

- *PWR (Pressurized Light Water Breeder Reactor)*: de origen estadounidense. Refrigerado y moderado con agua liviana presurizada y pastillas de dióxido de uranio altamente enriquecido cubiertas de zircaloy junto con otras de dióxido de torio para producción de U-233.
- *BWR (Boiling Water Reactor)*: de origen estadounidense. Moderados y refrigerados con agua liviana y barras de zircaloy de combustible con pallets de dióxido de uranio enriquecido.
- *GCR (Gas Cooled Reactor)*: de origen británico. Refrigerado con dióxido de carbono y moderado con grafito. El material combustible se compone de barras de uranio natural metálico en vainas de magnox (aleación magnesio – aluminio). El secundario usa agua liviana.

La introducción del GCR, que emplea el uso de gas y moderador sólido, permitieron temperaturas más altas y rendimientos más elevados, lo que el agua impide por el considerable aumento de la presión con la temperatura, obligando a elaborar diseños de recipientes resistentes a las mismas.

Luego, los reactores construidos aproximadamente entre 1960 y 1990, corresponden a los denominados de segunda generación, y responden, en líneas generales, a los diseños de primera generación. La limitación principal que tuvieron estos reactores de segunda generación, fue una temperatura usualmente menos a 300°C, lo cual limita la eficiencia del ciclo térmico. Pero además en estos reactores, el espectro neutrónico debe ser térmico, limitando la capacidad de reproducción del material fisionable. Estas dos cuestiones, sumado a que los grandes accidentes (Chernobyl y Three Mile Island) fueron en centrales de segunda generación, dio lugar al nacimiento de los reactores de tercera y cuarta generación.

Las principales ventajas de los reactores de tercera generación, fueron:

- Mayor seguridad
- Diseño más simple y robusto.
- Vida útil mayor (60 años).
- Diseño estandarizado.
- Probabilidad de accidente reducida a diez veces respecto a los de segunda generación.
- Mayor quemado, reduciendo el consumo de uranio, y el volumen de residuos.

Algunos modelos de tercera generación son:

- PWRs: AP100 (Westinghouse), EPR (Areva).
- BWRs: ABWR (Toshiba), ESBWR (GE – Hitachi).
- PHWRs: ACR (AECL), nueva generación CANDU.

Finalmente, los reactores de cuarta generación han sido proyectados para fines del año 2020. Sin embargo, aún siguen en fase de desarrollo. Entre los principios en los que se basan, se destacan: generar energía de forma sustentable, minimizar residuos nucleares, incrementar medidas de seguridad y confiabilidad de las instalaciones y ser más económicos que otras formas de generación de energía.



### 1.3 LAS NECESIDADES DE URANIO EN EL MUNDO

En un pasado no muy lejano, la energía nuclear se había visto desplazada de su posición preferente en el sistema energético de varios países debido a la influencia de factores políticos, económicos, incluso técnicos, pero hay un factor diferenciador con respecto al resto de fuentes de generación eléctrica que ha podido jugar un papel fundamental en este desplazamiento: la elevada controversia social que ha existido y existe alrededor de su desarrollo y explotación.

Sin embargo, en el Escenario Balance Neto Cero Emisiones 2050 (NZE2050) –con el que se pretende conseguir la neutralidad de las emisiones globales de CO<sub>2</sub> en el horizonte del año 2050- será necesario un conjunto de acciones extremas adicionales en los próximos diez años, que incluyen programas de innovación a través de un amplio abanico de tecnologías, desde electrolizadores para la producción de hidrógeno hasta reactores nucleares modulares pequeños.

Se considera la transición de la producción de energía a partir de fuentes que emiten gran cantidad de gases de efecto invernadero, a otras que emiten pocos gases de este tipo o ninguno. Este desafío de la transición a una energía limpia es doble: se trata de eliminar el uso arraigado y constante de combustibles fósiles aumentando al mismo tiempo las fuentes de baja emisiones de carbono (dentro de las cuales se encuentra la energía nuclear).

La Agencia Internacional de la Energía (AIE) presentó su informe anual World Energy Outlook 2020, en el que indica que la producción de energía nuclear podría incrementarse en un 90 % en los mercados emergentes y en los países en desarrollo en el año 2030, si los gobiernos implementan políticas energéticas limpias al tiempo que se sigue ampliando los programas nucleares de China, Rusia, India y Oriente Medio.

Con este escenario de desarrollo sostenible se conseguiría que el sistema energético cumpliera los objetivos de desarrollo sostenible de Naciones Unidas, el acceso universal a servicios energéticos asequibles, fiables y modernos y una mejora sustancial en la calidad del aire. Se añadirían entre 40 GW y 140 GW de nueva potencia nuclear en el período hasta 2030, principalmente en Rusia y China, países que ya han demostrado que pueden construir reactores en un plazo de cinco a siete años. De esta forma, China se convertiría en el país con el mayor parque nuclear por delante de Estados Unidos.

Teniendo en cuenta que aproximadamente el 95% de la demanda de uranio proviene de reactores nucleares comerciales que producen energía eléctrica para redes nacionales, es de esperar que se deba analizar cuál es la disponibilidad del uranio en el mundo.

La Agencia de Energía Nuclear (NEA) de la OCDE y el Organismo Internacional de Energía Atómica (OIEA) de Naciones Unidas, han presentado su informe bienal "Uranium 2020: Resources, Production and Demand". La 28ª edición del también conocido como Libro Rojo del Uranio, muestra los aspectos fundamentales del mercado mundial del uranio y presenta una recopilación estadística con datos de 45 países productores y consumidores de uranio. El informe indica que existen suficientes reservas de uranio para el uso sostenible y a largo plazo de la energía nuclear como fuente de generación de electricidad, así como para otros usos como calor industrial y la producción de hidrógeno.

El Libro Rojo del Uranio también proporciona proyecciones de los requisitos de uranio hasta el año 2040, así como una evaluación conjunta de la relación entre oferta y demanda. En función de los desarrollos del sector nuclear, las necesidades anuales de uranio pueden ir desde las 56.640 toneladas –en un escenario de baja demanda– hasta las 100.244 toneladas –en un escenario de alta demanda–. Los principales crecimientos se producirán en la región de Asia Oriental.

Con estas proyecciones, las reservas contempladas en el Libro Rojo 2020 son más que suficientes para satisfacer la demanda en ambos escenarios en el horizonte del año 2040 y posteriormente. En cualquier caso, sin contar las nuevas reservas de mineral que se descubrirán en el futuro, existe suficiente uranio para el funcionamiento del parque nuclear mundial en los próximos 120 años.

Según la siguiente gráfica, extraída de la 28° edición del Libro Rojo, puede observarse la distribución mundial del recurso de uranio disponible:

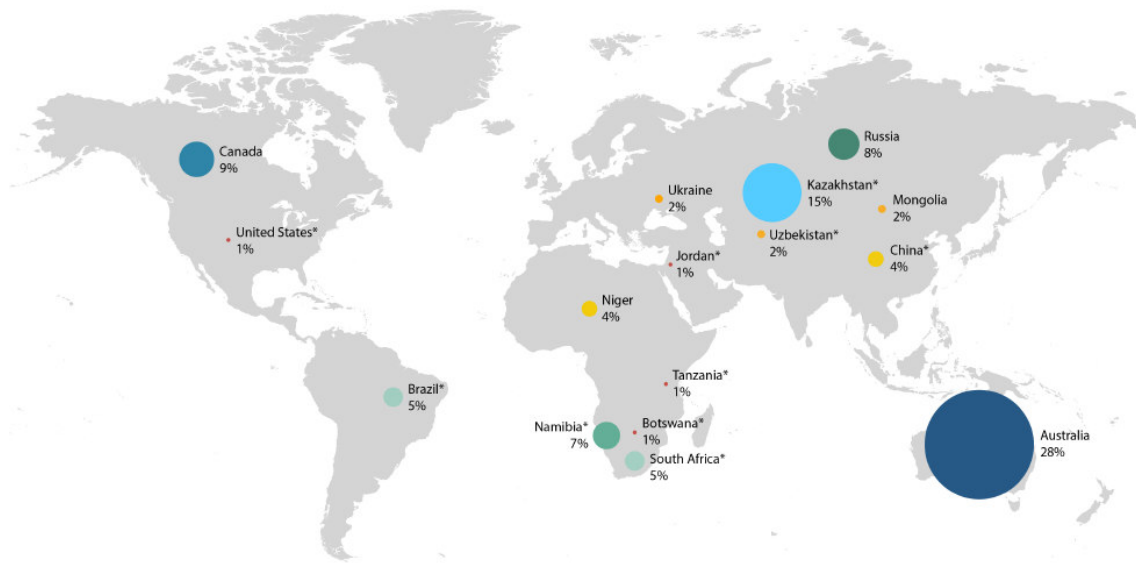


Figura 2. IAEA and NEA (2020). Global distribution of identified resources.

*Uranium 2020: Resources, Production and Demand (figure 1.1)*

Se puede observar en la Figura 2 que, entre los países con más reservas de uranio, se encuentran Australia (28%), Kazajistán (15%), Canadá (9%), Rusia (8%).

## 1.4 BREVE HISTORIA NUCLEAR

Hacia 1847 se comienza a conjeturar el principio de conservación de la energía, la edad atribuida al sol, y la imposibilidad de explicar sus radiaciones a partir de una simple combustión química. Por lo tanto, debía existir alguna otra fuente de energía que no fuera conocida hasta el momento.

A lo largo de la historia, varios científicos han realizado sus investigaciones y progresos. Esto es lo que se llama teoría atómica. En base a estos progresos se han ido presentando diferentes teorías atómicas para explicar cómo están estructurados los átomos. Dentro de estos, se pueden mencionar:

- El filósofo griego Demócrito de Abdera fue el primero de la historia en dar una definición de átomo: la parte más pequeña constituyente de la materia.

- John Dalton afirmaba que los elementos se formaban a partir de determinadas combinaciones de átomos y que todos los átomos de un mismo elemento eran idénticos.
- En 1897, J. J. Thomson anunció el descubrimiento de una partícula cargada negativamente a la que llamó electrón. A raíz de esto, presentó el modelo atómico de Thomson, conocido como el modelo del “budín de pasas”.
- En 1896, el físico francés Antoine Henri Becquerel descubre la radioactividad natural de forma casual.
- Frédéric Joliot e Irene Curie fueron los descubridores de la radioactividad artificial.
- Rutherford propone el modelo atómico que lleva su nombre. Según este modelo, el átomo tiene un núcleo positivo y unas partículas con cargas negativas orbitan a su alrededor.
- Max Planck formuló que la energía se emite en pequeñas unidades individuales conocidas como cuantos. Descubrió una constante de carácter universal conocida como la constante de Planck.
- Albert Einstein propone la famosa teoría de la relatividad.
- El físico danés Niels Bohr propone el modelo atómico de Bohr. En este modelo se descubre que el átomo es divisible. Esta característica abre puertas a ciertas manifestaciones energéticas y a la energía nuclear.
- James Chadwick en 1932 descubre el neutrón. Con esto, Chadwick consiguió un “proyectil” de características ideales para provocar reacciones nucleares.

Posteriormente, en 1939 Niels Bohr anunció a la comunidad científica la fragmentación del núcleo de uranio, recibiendo el nombre de fisión nuclear. En 1942 en Estados Unidos, el físico Enrico Fermi y sus colaboradores construyeron en la Universidad de Princeton, en Chicago, la primera pila atómica. Este suceso da paso a la primera reacción nuclear controlada en la historia de la humanidad, y servirá de modelo para centrales nucleares, y en lo inmediato para construir las primeras bombas atómicas. El proyecto Manhattan (1942 a 1946) fue el nombre de la operación ultrasecreta liderada por Estados Unidos, que permitió desarrollar la bomba atómica durante la Segunda Guerra Mundial. En la madrugada del 16 de julio de 1945, se llevó a cabo la primera prueba de la bomba atómica de plutonio en el desierto de Alamogordo (Nuevo México), y resultó ser un completo éxito. Finalmente, el 6 de agosto de 1945, se lanzaron las dos bombas nucleares que alterarían el rumbo de la historia. Little Boy fue lanzada sobre Hiroshima desde el avión Enola Gay, y el 9 de agosto, Fat Man fue arrojada sobre Nagasaki



*Figura 3. Primera central nuclear: Calder Hall/Sellafield. 1956, Gran Bretaña*

En octubre de 1956 Gran Bretaña pone en funcionamiento la primera central nuclear comercial del mundo para la generación de electricidad. La instalación se ubicaba cerca de Windscale, sobre el Mar de Irlanda y se denominaba Calder Hall, aunque se le conocería más tarde como Sellafield. La planta contaba con una generación de 196 MW, y el reactor fue el primero de una serie de cuatro, que funcionó hasta 2003.

En los años 60 Estados Unidos lanzó el primer programa nuclear destinado a la generación de electricidad, sirviendo de ejemplo para que otros países industrializados elaborarán sus propios programas de construcción y explotación de centrales nucleares.

El principal motor del desarrollo de esta fuente energética fue la estabilidad económica, el fuerte crecimiento de la demanda eléctrica y las prometedoras expectativas económicas. Durante los años 70 y en medio de la crisis energética del petróleo se produjo el impulso definitivo de la energía nuclear en países como Alemania, Canadá, Italia y Japón. Francia destacó por su drástica transformación: abandonó los reactores de grafito de gas por la tecnología americana de agua a presión.

Pese a que todo apuntaba a una próspera expansión de las centrales nucleares, la crisis económica de la segunda mitad de los setenta estabilizó la demanda eléctrica y frenó los programas nucleares de países como México, Brasil, Taiwán y Corea. Los costes de inversión de las centrales nucleares en construcción se dispararon y algunos países terminaron estos proyectos incluso décadas más tarde. Actualmente ya hay 439 reactores nucleares funcionando en todo el mundo

## 1.5 NECESIDADES ENERGÉTICAS

### 1.5.1 Demanda de electricidad

Según el informe «Electricity Market Report» de la Agencia Internacional de la Energía (IEA, por sus siglas en inglés), la demanda mundial de electricidad creció un 6% en 2021, tras una caída marcada por el inicio de la pandemia en 2020. Se trata del mayor aumento anual (más de 1.500 TWh) y del mayor crecimiento porcentual desde 2010.

La demanda mundial de electricidad se vio impulsada por una rápida recuperación económica, combinado con condiciones climáticas más extremas que en 2020, incluyendo un invierno más frío que el promedio. Por sectores, el industrial fue el que más contribuyó al crecimiento, seguido del sector servicios y el residencial.

Según la *Figura 4*, extraída del anuario estadístico 2020, de la página web de “Enerdata: Energía y clima mundial”, la cual recolecta los datos de distintas fuentes de renombre, puede observarse la tendencia creciente del consumo de energía eléctrica mundial.

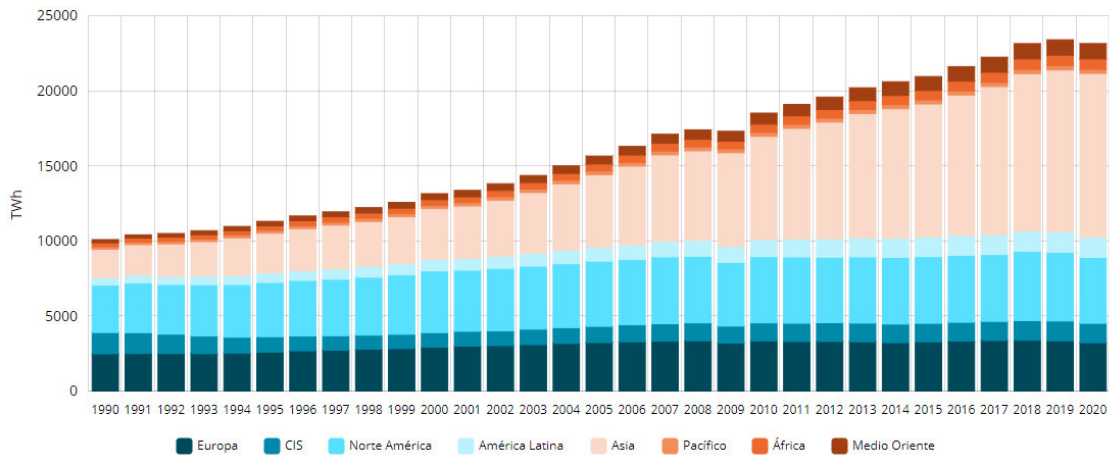


Figura 4. Consumo mundial de electricidad [en línea]. Enerdata. Energía y clima mundial. Disponible en: <https://datos.enerdata.net/electricidad/datos-consumo-electricidad-hogar.html> (fecha de acceso 01/02/2022)

Solamente en 2020 el consumo eléctrico mundial cayó un 1,1 %, siendo esta su primera caída desde 2009. China, que concentra un 29 % del consumo eléctrico mundial, se recuperó rápidamente de la crisis de COVID-19 y su consumo eléctrico creció un 3,1 % en 2020 (frente al 4,5 % en 2019 y al +10 % anual durante el periodo 2000-2018). En otros países, el COVID-19 tuvo un impacto mucho mayor en la demanda eléctrica, en especial ejerció en la demanda industrial y comercial de determinados países de la OCDE, donde ya siguió una tendencia a la baja. Cayó en los Estados Unidos (-3,9 %, caída por segundo año consecutivo), en la UE (-4,3 %, con fuertes descensos en Alemania, Francia, Italia y España), en el Reino Unido, en Japón, en Corea del Sur y en Canadá. También cayó en la India, donde la demanda de electricidad se había disparado desde 2000 y comenzó a ralentizarse desde 2018, en Rusia, en Latinoamérica (especialmente en Brasil y México) y en África (principalmente en Sudáfrica y en Argelia). Permaneció estable en Oriente Medio (aumento en Irán y descenso en otros países).

En cuanto a las proyecciones futuras de crecimiento, según el informe anual «Electricity Market Report» de la IEA, la demanda de energía eléctrica entre 2022 a 2035 podría tener un crecimiento promedio año del 2,5%.

## 1.5.2 Suministro de energía

Según la Figura 5, extraída del informe anual *Global Electricity Review de Ember (2021)*., puede observarse la matriz de generación eléctrica para el 2020

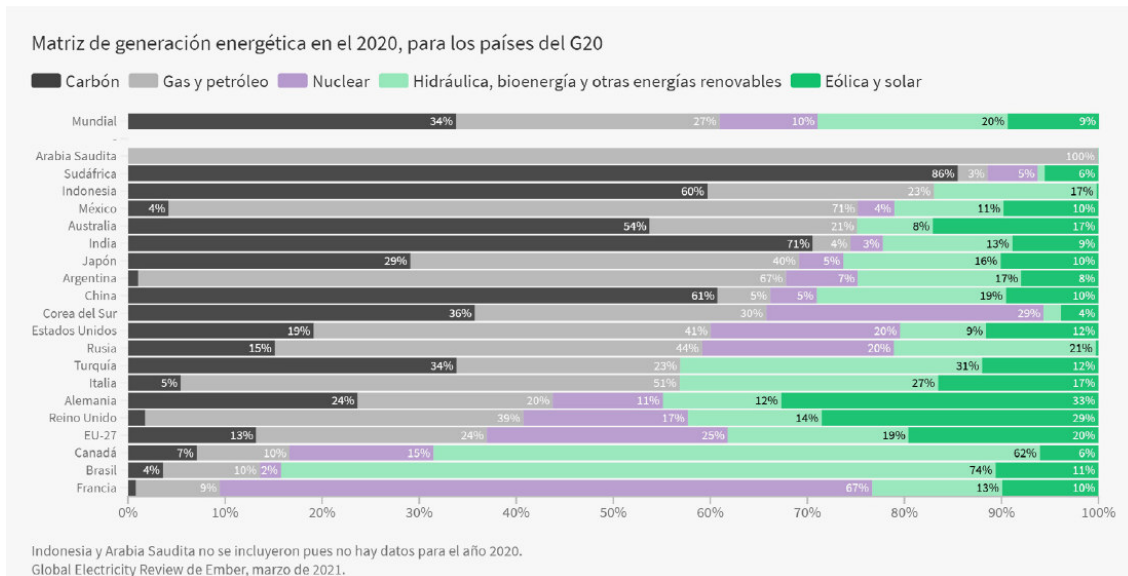


Figura 5. *Global Electricity Review de Ember (2021)*. Matriz de generación energética en el 2020, para los países del G20 (pag. 17)

El 61% de la electricidad mundial seguía siendo generada por combustibles fósiles en el 2020. Si bien el eje de la atención mundial debe ser desplazar rápidamente la generación por carbón, también lo es que la generación por gas y petróleo también descienda a la brevedad. En el 2020, el 23% de la electricidad mundial seguía siendo generada por gas. Un 4% adicional provenía de otros combustibles fósiles, como el petróleo.

El 10% de la electricidad mundial fue generada por centrales nucleares. Los países europeos dominan la lista de quienes consumen más energía nuclear (14 de los 15 primeros puestos), incluida Francia, donde es la mayor fuente de electricidad del país. Y es curioso que solo unos pocos de ellos son los principales productores de energía nuclear en términos absolutos. Por ejemplo, según datos de *Power Reactor Information System (PRIS) del OIEA*, en Eslovaquia (el segundo), la energía nuclear representa el 53,6% de la combinación de electricidad, sin embargo, los cuatro reactores del país representan menos del 1 % de la capacidad operativa global. Le siguen: Ucrania (51.2%), Hungría (48.0%), Bulgaria (40.8%), Bélgica (39.1%), Eslovenia (37.8%) y República Checa (37.3%).

Según la IEA, en el 2040 se espera que 37% de la generación eléctrica será a partir de fuentes renovables— particularmente, generación eólica y solar. Actualmente, cerca de 20% de la electricidad consumida en el mundo se genera con este tipo de fuentes. En cierta medida, el incremento en el uso de estas tecnologías se explica por el aumento en su competitividad y la entrada en vigor del Acuerdo de París a finales del año pasado.

En 2040 las economías del mundo dependerán en menor medida de combustibles fósiles como el carbón y el petróleo, y optarán por fuentes más eficientes y limpias. Particularmente, se espera que la demanda de gas natural siga expandiéndose y crezca 50% en los próximos años, de esta forma se posicionará por encima del carbón en el mix energético mundial.

## 1.6 SITUACIÓN DE LA ENERGÍA NUCLEAR EN ARGENTINA

### 1.6.1 Desarrollo de la industria nuclear argentina

La investigación nuclear en Argentina nace en la posguerra, cuando el gobierno de Juan D. Perón crea la Comisión Nacional de Energía Atómica (CNEA) en 1950, con el objetivo de promover el estudio, desarrollo y aplicaciones en todos los aspectos vinculados a la utilización pacífica de la energía nuclear.

En el año 1964 la CNEA propone al Poder Ejecutivo Nacional estudiar la factibilidad de la construcción de una central nuclear de generación eléctrica. Por otra parte, en 1965 comienza a funcionar en Mendoza la primera planta de producción de concentrado de uranio. De este modo para fines de la década del '60 ya se encontraba afianzada la explotación de recursos de uranio con vistas a proveer de combustible a una futura central nucleoelectrónica.

En 1967 se inaugura el reactor RA3 dedicado a la producción de radioisótopos para uso médico e industrial y en 1971 empieza a funcionar la respectiva planta de producción de este insumo. Ambos proyectos fueron diseñados y desarrollados por CNEA e instalados en el Centro Atómico Ezeiza (CAE).

En 1967, además, se llamó a licitación internacional para la construcción de la primera central nuclear del país, la que se adjudicó a la empresa Siemens AG, entrando en operación comercial en junio de 1974. La potencia neta instalada fue de 330 MW utilizando un modelo de reactor de recipiente a presión y agua pesada como elemento moderador y refrigerante. El combustible elegido fue uranio natural (aunque Atucha I fue reconvertida en 2001 para funcionar con uranio levemente enriquecido, con lo que se ahorró un 15% del costo de combustibles).

La segunda central nucleoelectrónica del país se instaló en la ribera sur del Embalse del Río Tercero. Su construcción se inició el 7 de mayo de 1974 y el 20 de enero de 1984 comenzó su operación comercial. Es del tipo CANDU con un reactor de potencia del tipo de tubos de presión de 600 MW, también a base de uranio natural como combustible y agua pesada como elemento moderador y refrigerante.

En 1979 se realiza el llamado a licitación para la construcción de una tercera central nuclear de 700 MW de potencia, conocida como Central Nuclear Atucha II (CNA II). Al igual que en las centrales que ya estaban en operación ésta también utilizaría uranio natural y agua pesada. La construcción se inició en 1980, y finalizó en 2014, luego de innumerables retrasos en la construcción.

A principios de febrero de 2022, el gobierno firmó el contrato entre la empresa estatal NASA y la Corporación Nuclear Nacional de China para la construcción de la cuarta central nuclear argentina, Atucha III, en el marco de la recuperación de la política de desarrollo del sector nuclear por el Estado Nacional. El reactor será de tecnología Hualong One (HPR-1000), contará con una vida útil de 60 años y utilizará uranio enriquecido como combustible y agua liviana como refrigerante y moderador. Aportará 1200 MW al sistema eléctrico nacional con energía limpia, incrementando en un 70% aproximadamente la energía proveniente de origen nuclear. Estaría ubicada en la

localidad de Lima, partido bonaerense de Zárate, donde ya funcionan Atucha I y Atucha II, e iniciaría su operación hacia 2028.

### 1.6.2 Nueva capacidad nuclear: los reactores de cuarta y subsiguientes

La cuarta generación de reactores, constituida principalmente por reactores “rápidos”, representa un cambio radical respecto a las generaciones anteriores de reactores nucleares. El cambio fundamental es que los reactores que solo queman combustible nuclear, ahora puedan producir material fisionable, o bien también, sean capaces de quemar otros actínidos, o convertir elementos radiactivos de vida larga presentes en los residuos en otros mediante la captura de neutrones rápidos y la transformación en elementos de vida más corta.

En resumen, los reactores de cuarta generación buscan un mejor aprovechamiento del combustible nuclear (al generar material fisionable a la vez que queman, pero también por la elevada temperatura de operación, incrementando el rendimiento térmico), ser más seguros y confiables, y, en principio, más amigables con el medio ambiente.

Es fundamental comprender que los reactores de flujo neutrónico rápido necesitan que los neutrones no sean moderados. Por ende, son reactores que carecen de moderador ya sea como circuito separado (GCRs, PHWRs), o que el propio sistema primario actúe como tal (BWRs, PWRs). Por lo tanto, el fluido o material que transporta la energía térmica debe ser de baja sección eficaz de captura, pero también de baja sección eficaz de scattering, y su única función es de enfriamiento del núcleo. Además, es deseable que pueda permanecer en el estado de diseño a muy elevadas temperaturas, lo que aporta un rendimiento térmico elevado. Esto último implica que son críticos los puntos de fusión como de ebullición, es decir, debe evitarse que el material se vaporice, pero también que se solidifique ante una eventual parada o reducción inesperada de la temperatura.

Los modelos proyectados de reactores de cuarta generación son:

- **SFT**: Sodium Fast Reactor. Reactor rápido refrigerado por sodio líquido.
- **GFR**: Gas Fast Reactor. Reactor rápido refrigerado por helio.
- **LFR**: Lead Fast Reactor. Reactor rápido refrigerado por plomo líquido.
- **SCWR**: Supercritical Water Reactor. Reactor refrigerado por agua supercrítica. Podrá ser rápido o térmico.
- **VHTR**: Very High Temperature Reactor. Reactor térmico refrigerado por helio a muy alta temperatura.
- **MSR**: Molten Salt Reactor. Reactor de combustible de sales fundidas de uranio, disuelto en sales fundidas refrigerantes.



### 1.6.3 Reactor nuclear CAREM

El reactor nuclear CAREM es un proyecto argentino de reactor de producción de potencia a menor escala (unos 25 MWe). Es el primer reactor nuclear modular de baja potencia diseñado y construido en la Argentina.

El sistema primario del reactor CAREM-25 es del tipo integrado, lo que significa que todo el sistema primario (núcleo, generadores de vapor, sistema de presurización, y mecanismos de control) se encuentra contenido dentro del recipiente de presión del reactor, tal como puede observarse en la *Figura 6*

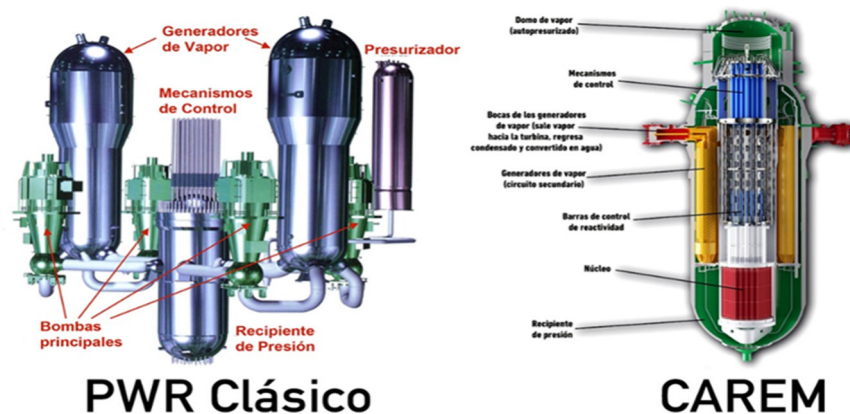


Figura 6. Comparación PWR clásico y CAREM.

El núcleo consta de 61 elementos combustibles de los cuales 25 posicionan elementos absorbentes

El elemento combustible CAREM-25 posee una sección transversal de forma hexagonal con 127 posiciones, las que se disponen en un ordenamiento triangular de 13,8 mm de paso. Las barras combustibles ocupan 108 de dichas posiciones mientras que, de las 19 posiciones restantes 18 corresponden a los tubos guía para elementos absorbentes y 1 al tubo de instrumentación.

La potencia total del núcleo es de 100 MW térmicos. El control de la reactividad del núcleo durante operación normal se logra por medio de elementos absorbentes de neutrones y de venenos quemables. Los mecanismos de control de reactividad se accionan hidráulicamente y están contenidos dentro del recipiente de presión, lo que constituye una de las innovaciones más importantes en el desarrollo del concepto CAREM.

El sistema de generación de vapor del reactor está basado en 12 módulos individuales ubicados en el espacio anular entre el recipiente de presión y el barrel. El generador de vapor opera de la siguiente manera: el refrigerante del circuito primario ingresa por la parte superior y desciende entre las camisas formadas por el arrollamiento de tubos, transfiriendo el calor hacia el circuito secundario. El refrigerante sale por la boca inferior que posee un sello de cierre y se dirige hacia el núcleo. El agua de alimentación del secundario ingresa por los tubos de alimentación y se dirige a los helicoides donde se convierte en vapor. El vapor se colecta en una cámara desde donde es derivado al colector principal.

El circuito secundario del CAREM-25 es de diseño sencillo y cuenta con un turbo grupo de una sola turbina para la generación de electricidad. El movimiento del refrigerante es por circulación natural, sin el uso de bombas. La circulación se produce por la diferencia de densidades medias entre la columna central o rama caliente, formada por el núcleo y la chimenea, y la zona periférica o rama fría, formada por los generadores de vapor y el "down-

comer”. La diferencia entre las alturas relativas a las que se ubican el núcleo y los generadores de vapor por el otro, permite acotar por diseño el caudal.

Resumiendo, entre sus características generales se pueden destacar:

- Vasija vertical de 11 x 3,4m.
- Espesor entre 13 y 20 cm.
- 61 elementos combustibles con 108 barras cada uno, con uranio de bajo enriquecimiento (1,8 – 3,1 %).
- La vasija integra núcleo, moderador y primario (agua liviana actúa de moderador y refrigerante).
- Circulación por convección natural dentro de la vasija, sin existencia de conductos con riesgo de accidente por pérdida de refrigerante o rotura del primario, ni bombas que pueden fallar ante falta de suministro de energía.

Con un avance global del 60% en la obra civil, la nueva fase de la construcción del CAREM continuó en agosto de 2020, bajo la responsabilidad como contratista de Nucleoeléctrica Argentina S.A.



*Figura 7. Noviembre de 2020. Instalación del módulo 10 del liner de contención. Fuente: <https://www.argentina.gob.ar/cnea/carem/la-construccion-del-carem-en-fotos>*

#### 1.6.4 Los recursos de uranio en Argentina

Las actividades de exploración de uranio en Argentina fueron iniciadas en 1951-1952 por la Comisión Nacional de Energía Atómica (CNEA), dando lugar al descubrimiento de los yacimientos de uranio de Papagayos, Huemul, Don Otto y Los Berthos. Durante finales de la década de 1950 y principios de la de 1960, los estudios aéreos también condujeron al descubrimiento de los depósitos de arenisca de Los Adobes en la Patagonia.

Durante la década de 1960, los depósitos de vetas Schlagintweit y La Estela fueron descubiertos y posteriormente explotados. Durante la década de 1970, la exploración de seguimiento cerca de los yacimientos de uranio previamente descubiertos en la Patagonia condujo al descubrimiento de dos nuevos depósitos de arenisca: Cerro Cóndor y Cerro Solo. A fines de la década de 1980 se inició un programa de exploración a nivel nacional para evaluar unidades geológicas con potencial de uranio.

A 2018, la CNEA poseía 50 licencias de exploración en Argentina, considerando áreas de permisos de exploración solicitadas y concedidas (22), declaraciones de descubrimiento (18) y depósitos de mineral (10). Están ubicados dentro de las provincias de Salta, Catamarca, La Rioja, San Juan, Mendoza, La Pampa, Río Negro, Chubut y Santa Cruz.

Para el período 2017-2018, las actividades de exploración realizadas por el gobierno se han desacelerado y no se han realizado programas de perforación. En general, las actividades se han centrado en algunos trabajos de campo para revisiones geológicas y radiométricas, muestreos para análisis geoquímicos y estudios ambientales en diferentes sitios de interés.

De los yacimientos de uranio administrados por la CNEA, el yacimiento Cerro Solo, ubicado en la provincia de Chubut, es el foco principal de las actividades de evaluación/exploración. Los recursos de uranio identificados del depósito Cerro Solo totalizaron 9230 toneladas de Uranio (tU), y para definir la línea de base de extracción hidrometalúrgica de minerales de uranio y molibdeno, se completó la prueba de muestras a escala de laboratorio, pero se pospusieron más pruebas a mayor escala. Desde 2018 solo se realiza monitoreo ambiental. De 2012 a 2018, una de las principales actividades en el yacimiento Cerro Solo estuvo relacionada con el levantamiento de línea base ambiental. En este sentido, se han realizado estudios hidrológicos, paleontológicos, socioeconómicos, de calidad del aire, de flora y fauna y edafológicos. Se están desarrollando otros, como estudios arqueológicos y radiométricos.

En enero de 2018, UrAmerica Ltd, Uranium One Group de Rusia, UrAmerica Argentina y el Gobierno de Argentina firmaron un memorando de entendimiento cuyo propósito es promover la cooperación y el desarrollo conjunto de la exploración y producción de uranio con foco en ISL. La inversión prevista en este proyecto asciende a 250 millones de dólares. La exploración en 2019 continuó enfocándose en delinear la mineralización próxima al depósito Ivana. La primera mitad del año incluyó muestreo adicional de pozo y barrena, con un estudio geofísico de polarización inducida de 6 km de largo y hasta 4500 m de perforación RC planificada para la segunda mitad del año.

De los estudios gubernamentales, no hay cambios en los recursos razonablemente asegurados, inferidos y pronosticados desde la última edición del informe bienal “Uranium 2018: Resources, Production and Demand”. Sin embargo, nuevos recursos inferidos por 8730 tU del yacimiento Ivana (proyecto Amarillo Grande) han sido reportados por el sector privado.

Al 1 de enero de 2019, el total de recursos identificados de Argentina fue de 38740 tU en la categoría de costo <130 USD/kgU (ver tabla a continuación), pertenecientes a siete proyectos cuyas principales características se mencionan anteriormente. Cabe señalar que si se considera la categoría de mayor costo de producción de <260 USD/kgU, no existe una variación sustancial y los recursos identificados ascienden a 39790 tU.

**Tabla 2. Recursos de uranio identificados en Argentina. IAEA and NEA (2020). Identified uranium resources in Argentina (as of 1 January 2019). Uranium 2020: Resources, Production and Demand.**

Depósito	Provincia	Tipo	RAR tU ≤160 USD/kgU	IR tU ≤160 USD/kg U
Sierra Pintada (CNEA)	Mendoza	Volcánico	3900	6110
Cerro Solo (CNEA)	Chubut	Arenisca	4420	3760 (4810*)
Don Otto (CNEA)	Salta	Arenisca	180	250
Laguna Colorada (CNEA)	Chubut	Volcánico	100	60
Laguna Salada (U308 Corp.)	Chubut	Superficial	2420	1460
Meseta Central (UrAmericaLtd)	Chubut	Arenisca	-	7350
Ivana/Amarillo Grande (Blue Sky Corp)	Río Negro	Arenisca (superficial)	-	8730
<b>Subtotal</b>			<b>11020</b>	<b>27720 (28770*)</b>
<b>Total</b>			<b>38740 (39790*)</b>	

\*Toneladas de Uranio para un costo de producción ≤260 USD/kgU

Referencias:

**RAR:** recursos razonablemente asegurados; **IR:** recursos inferidos

### 1.6.5 Gestión de residuos radiactivos en Argentina

El Programa Nacional de Gestión de Residuos Radiactivos (PNGRR), creado por la Ley Nacional N° 25.018, es responsable de la gestión segura de los residuos radiactivos y los combustibles gastados provenientes de todas las actividades nucleares que se desarrollan en el país.

Los residuos radiactivos son aquellos que contienen elementos inestables y emiten energía en forma de partículas o de radiaciones electromagnéticas. A medida que esa energía es liberada, la radiactividad disminuye. Con el tiempo los residuos radiactivos decaen; es decir, se vuelven menos radiactivos. Algunos dejan de ser radiactivos en horas o días, pero en otros casos esos períodos pueden prolongarse por muchos años. Todos esos residuos

deben, de un modo u otro, volver al ambiente. Por eso, el principal desafío es gestionarlos del modo más adecuado para reducir su volumen y disminuir su potencial efecto contaminante.

Para el tratamiento de los residuos radiactivos rigen las mismas pautas que para los residuos de cualquier otra clase: se los caracteriza, clasifica y separa; se reduce su volumen; se reutiliza y se recicla todo lo que se puede. Además, durante todo el proceso, se aplican los principios de protección radiológica para minimizar las dosis de exposición a las radiaciones en cada una de las prácticas.

Todas las actividades de gestión se llevan adelante de acuerdo con el marco regulatorio y normativo nacional e internacional. Para ello el PNGRR cuenta con las instalaciones adecuadas para llevar adelante las diferentes etapas de la gestión y para emprender actividades de investigación y desarrollo para introducir tecnologías innovadoras para una gestión cada vez más eficiente.

El objetivo de la gestión de estos residuos es el confinamiento y aislamiento por un período determinado y en condiciones tales que no implique un riesgo radiológico inaceptable para las personas ni para el ambiente, tanto para las generaciones presentes como para las futuras.

La caracterización de estos residuos resulta fundamental para definir qué elementos contiene, qué tipo de radiación emiten, y cuánto tiempo de aislamiento es necesario para que ya no constituyan un riesgo para las personas ni para el ambiente. Una vez determinadas sus características, es posible establecer el proceso de gestión y el sistema de disposición adecuado. En nuestro país se ha optado por un criterio de clasificación de los residuos radiactivos por niveles (bajo, medio, alto) de acuerdo con el tipo de radiación y decaimiento de los elementos que contienen.

Los residuos de nivel bajo y medio se producen en la operación y mantenimiento de los reactores y de otras instalaciones nucleares; y también, aunque en menor medida, a partir de las aplicaciones de radioisótopos en medicina, industria e investigación. Casi todos los residuos de alto nivel son generados en los reactores nucleares.

En el Centro Atómico Ezeiza, el Programa Nacional de Residuos Radiactivos cuenta con un predio de 8 hectáreas destinado al tratamiento, acondicionamiento y almacenamiento interino de los residuos producidos por los pequeños generadores; y al almacenamiento de las fuentes medicinales e industriales en desuso.

Los residuos y los combustibles gastados de los reactores de potencia permanecen en las centrales nucleares que los generan, almacenados en forma segura en instalaciones ubicadas en los predios de Atucha y Embalse.

### 1.6.6 Regulación y seguridad

La Autoridad Regulatoria Nuclear (ARN) es la entidad responsable de fijar un marco normativo que garantice la seguridad de las instalaciones y tareas en todo el territorio nacional. Entre las leyes más importantes, se encuentran:

- Ley 24.804: Ley de la Actividad Nuclear (abril de 1997), designa a la Comisión Nacional de Energía Atómica (CNEA) como responsable de la gestión de los residuos radiactivos y de los combustibles nucleares gastados, y del desmantelamiento de las instalaciones nucleares.

- Ley 25.018: Régimen de Gestión de Residuos Radiactivos (octubre de 1998), crea el Programa Nacional de Gestión de Residuos Radiactivos, y establece sus potestades y responsabilidades.

Por otro lado, nuestro país se ha suscripto a la “Convención Conjunta sobre Seguridad en la Gestión del Combustible Gastado y sobre Seguridad en la Gestión de los Desechos Radiactivos”, un tratado internacional que establece criterios para la gestión segura y que compromete al país a implementar procesos de mejora continua, a informar periódicamente al resto de los estados miembros sobre sus estrategias de gestión y a someterse a la revisión de los demás países.

## LISTADO DE FIGURAS Y TABLAS

<b>Tabla 1. Centrales nucleares en el mundo.....</b>	<b>6</b>
Figura 1. Percentage of nuclear energy production per country. Power Reactor Information System (PRIS).....	7
Figura 2. IAEA and NEA (2020). Global distribution of identified resources.....	10
Uranium 2020: Resources, Production and Demand (figure 1.1).....	10
Figura 3. Primera central nuclear: Calder Hall/Sellafield. 1956, Gran Bretaña.....	11
Figura 4. Consumo mundial de electricidad [en línea]. Enerdata. Energía y clima mundial. Disponible en: <a href="https://datos.enerdata.net/electricidad/datos-consumo-electricidad-hogar.html">https://datos.enerdata.net/electricidad/datos-consumo-electricidad-hogar.html</a> (fecha de acceso 01/02/2022).....	13
Figura 5. Global Electricity Review de Ember (2021). Matriz de generación energética en el 2020, para los países del G20 (pag. 17).....	14
Figura 6. Comparación PWR clásico y CAREM.....	17
Figura 7. Noviembre de 2020. Instalación del módulo 10 del liner de contención. Fuente: <a href="https://www.argentina.gob.ar/cnea/carem/la-construccion-del-carem-en-fotos">https://www.argentina.gob.ar/cnea/carem/la-construccion-del-carem-en-fotos</a> .....	18
<b>Tabla 2. Recursos de uranio identificados en Argentina. IAEA and NEA (2020). Identified uranium resources in Argentina (as of 1 January 2019). Uranium 2020: Resources, Production and Demand.....</b>	<b>20</b>

## BIBLIOGRAFÍA

Dave Jones. Global Electricity Review 2021 (translation to Spanish). Ember (coal to clean energy policy).

IAEA (International Atomic Energy Agency), NEA (Nuclear Energy Agency). Uranium 2020, Resources, Production and Demand.

IAEA (International Atomic Energy Agency), PRIS (Power Reactor Information System). Operational & Long-Term Shutdown Reactors [en línea]. Disponible en: <https://pris.iaea.org/PRIS/WorldStatistics/OperationalReactorsByCountry.aspx> [Fecha de acceso: 01 de febrero de 2022].

IAEA (International Atomic Energy Agency). ¿Qué es la energía nuclear? La ciencia de la energía nucleoelectrica [en línea]. Disponible en: <https://www.iaea.org/es/newscenter/news/que-es-la-energia-nuclear-la-ciencia-de-la-energia-nucleoelectrica> [Fecha de acceso: 01 de febrero de 2022].

Naturgy. Historia de la energía nuclear [en línea]. Disponible en: [https://www.naturgy.es/negocios\\_y\\_autonomos/fnt\\_negocios\\_y\\_autonomos/blog/entradas/historia\\_energia\\_nuclear](https://www.naturgy.es/negocios_y_autonomos/fnt_negocios_y_autonomos/blog/entradas/historia_energia_nuclear) [Fecha de acceso: 01 de febrero de 2022].

Enerdata. Energía y clima mundial [en línea]. Disponible en: <https://datos.enerdata.net/electricidad/datos-consumo-electricidad-hogar.html> (fecha de acceso 01/02/2022)



**UTN**  
UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA NACIONAL  
FACULTAD REGIONAL AVELLANEDA



**UTN**  
**INGENIERÍA**  
**ELÉCTRICA**

**ASIGNATURA:** Proyecto Final

**AÑO:** 5to

**CURSO:** 41

**CICLO LECTIVO:** 2021

**DOCENTE:** Ing. Carlos Santo

**Coord.:** Ing. Alejandro Gioseffi

***“CENTRAL NUCLEAR ATUCHA II”***

**Tópico N° 2**

***“Impacto ambiental de las centrales nucleoelectricas”***

LEGAJO		APELLIDO Y NOMBRES		E-MAIL
104949		Barrera, Lucas Alejandro		lucasbarrera97@gmail.com
106493		Fariñas, Tomás Agustín		tomas_fari@hotmail.com
105400		Martínez, Juan Cruz		juaniimartinez14@gmail.com
PRES.	FECHA ENTREGA	FECHA DEVOL.	OBSERVACIONES	
1 <sup>RA</sup>	20/02/2022			
2 <sup>DA</sup>				
3 <sup>RA</sup>				
FECHA APROBACIÓN		CALIFICACIÓN		FIRMA
07/03/2022		Aprobado		 Ing. Alejandro G. Gioseffi

**Registro de Modificaciones**

REVISIÓN	FECHA	OBSERVACIONES / CORRECCIONES
00	20/02/2022	Emisión Inicial



## ÍNDICE

<b>2. IMPACTO AMBIENTAL DE LAS CENTRALES NUCLEOELÉCTRICAS .....</b>	<b>26</b>
2.1 DESCRIPCIÓN GENERAL .....	26
2.2 ACTIVIDADES REGULATORIAS AMBIENTALES EN ARGENTINA .....	27
2.2.1 Regulaciones nacionales.....	27
2.2.2 Regulaciones provinciales.....	28
2.3 EVALUACIONES ACTUALES DE IMPACTO AMBIENTAL EN ARGENTINA .....	28
2.3.1 Yacimiento Cerro Solo (Provincia de Chubut) .....	28
2.3.2 Proyecto de descontaminación del Complejo Minero-Molinero San Rafael (Provincia de Mendoza) .....	28
2.3.3 Proyecto de descontaminación del Ex Complejo Minero-Molinero Los Gigantes (Provincia de Córdoba).....	29
2.3.4 Programa de monitoreo .....	29
2.3.5 Programa de Restauración Ambiental de la Minería de Uranio.....	29
<b>LISTADO DE FIGURAS Y TABLAS .....</b>	<b>30</b>
<b>BIBLIOGRAFÍA .....</b>	<b>30</b>

## 2. IMPACTO AMBIENTAL DE LAS CENTRALES NUCLEOELÉCTRICAS

### 2.1 DESCRIPCIÓN GENERAL

Cuando se habla de impacto ambiental, se hace referencia a todas las formas que tiene un proceso de modificar las condiciones climáticas o geológicas de una región. En lo que refiere a su generación, la energía nuclear no es nociva para el medio ambiente.

Gran parte de la energía mundial se produce mediante la quema de combustibles en las centrales térmicas, liberando a la atmósfera grandes cantidades de CO<sub>2</sub>, nitrógeno, metano, etc. Estos gases, en particular el CO<sub>2</sub>, son los encargados de dañar la capa de ozono y contribuir con el conocido efecto invernadero. En cambio, las centrales nucleares, al trabajar con H<sub>2</sub>O, solo liberan vapor de agua al ambiente.

En la *Figura 8* se puede ver una comparación del contenido de CO<sub>2</sub> liberado por kWh producido en el ciclo de vida, por tipo de central. El ciclo de vida se define como la suma de todas las emisiones de gases de efecto invernadero desde la construcción hasta el desmantelamiento de las centrales También al de todos sus equipos y al ciclo del combustible asociado, desde la minería hasta el almacenamiento.

	g CO <sub>2</sub> eq / kWh producido
Carbón	950 – 1.100
Cogeneración con gas	450 – 650
Ciclo combinado de gas	350 – 450
Biomasa	60 – 80
Solar	40 – 50
Nuclear	10-15
Eólica	8-12
Hidráulica	5-10

*Figura 8. CO<sub>2</sub> producido en el ciclo de vida, por tipo de combustible.*

En cambio, la extracción de uranio en las minas a cielo abierto, sí conlleva cierto impacto negativo en el terreno (se habla de ello en los *puntos 2.2 y 2.3*). Cuando se realizan excavaciones, se estima que se remueven unos 190.000 kilogramos de tierra por cada kilogramo de uranio.

Aunque se remuevan grandes cantidades de tierra, el uranio tiene un rendimiento muy elevado respecto a otros combustibles. En las centrales nucleares de 1000 MW, se generan anualmente unos 8500 GWh. El combustible tiene un recambio de una tercera parte cada 18 meses.

En la *Figura 9* se puede ver la comparativa de los distintos combustibles y sus equivalencias energéticas.

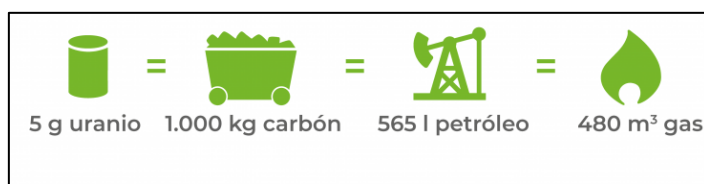


Figura 9. Equivalencia energética entre combustibles.

Por otro lado, en comparación a otras centrales, las nucleares son una de las que menos espacio físico ocupan, siendo esto una buena alternativa para generar en ciudades donde no se cuente con parcelas extensas.

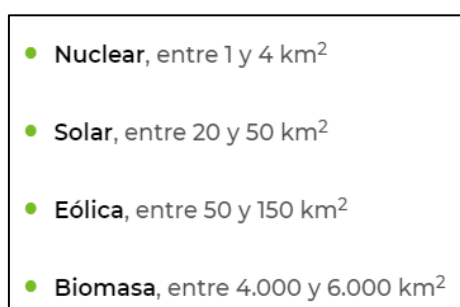


Figura 10. Superficie por tipo de central, cada 1000 MW instalados

## 2.2 ACTIVIDADES REGULATORIAS AMBIENTALES EN ARGENTINA

Tal como se mencionó anteriormente, la extracción de uranio en las minas a cielo abierto conlleva cierto impacto negativo en el terreno. Es por ello que las provincias argentinas cuentan con legislación que limita ciertos aspectos de la actividad minera (uso de ciertas sustancias, minería a cielo abierto, etc.). La normativa local coexiste con la legislación nacional relacionada con las actividades mineras y la protección del medio ambiente.

### 2.2.1 Regulaciones nacionales

En cuanto a las regulaciones nacionales, se pueden mencionar:

- Ley N. 25.675: "Ley General del Ambiente" que establece los estándares mínimos para lograr la gestión sustentable del medio ambiente, la preservación y protección de la biodiversidad y la implementación del desarrollo sustentable.
- Ley N. 1.919: "Código Nacional de Minería", que en su Título Undécimo (Artículos 205 a 212) se refiere a los minerales nucleares (U y Th).
- Ley N. 24.585: Obligación de presentación y estudio de impacto ambiental (EIA) previo a cada etapa de desarrollo de un proyecto minero. Establece los límites máximos aceptables de varios parámetros de efluentes en agua, aire y suelo.

### 2.2.2 Regulaciones provinciales

Se pueden citar las siguientes regulaciones de la provincia de Mendoza:

- La Ley N. 3.790, crea la Dirección General de Minería y establece que sus funciones específicas son la administración, control y fomento de la industria minera en todas sus fases y en todo el territorio de la provincia.
- La Ley N. 7.722 prohíbe en el territorio de la Provincia de Mendoza, el uso de sustancias químicas tales como cianuro, mercurio, ácido sulfúrico y otras sustancias tóxicas similares en la minería metalífera, incluyendo la prospección, exploración, explotación e industrialización de minerales metálicos obtenidos por cualquier método de extracción
- La Resolución N. 778/96 de la Dirección General de Irrigación (DGI) reglamentó todas las actividades que puedan afectar la calidad de las aguas superficiales y subterráneas en el territorio de la Provincia de Mendoza.

Por otro lado, para la provincia de Chubut:

- La Ley XVII N.68 prohíbe los métodos a cielo abierto para la actividad minera metálica en la provincia de Chubut, así como el uso de cianuro en los procesos productivos mineros. También menciona la necesidad de zonificación en el territorio de la provincia para la explotación de los recursos minerales con un modelo productivo aprobado para cada caso.

## 2.3 EVALUACIONES ACTUALES DE IMPACTO AMBIENTAL EN ARGENTINA

En Argentina se están realizando estudios ambientales en tres importantes proyectos de producción de uranio:

### 2.3.1 Yacimiento Cerro Solo (Provincia de Chubut)

A pedido de las autoridades provinciales, la CNEA está desarrollando estudios de línea de base ambiental a través de contratos con universidades e institutos. Algunos aspectos de estos estudios (impactos arqueológicos, paleontológicos y socioeconómicos) ya han sido completados y presentados a las autoridades provinciales. Además, la CNEA continúa con las actividades de comunicación, ofreciendo información sobre actividades mineras a los barrios ubicados cerca de los proyectos mineros propuestos y áreas de exploración.

### 2.3.2 Proyecto de descontaminación del Complejo Minero-Molinero San Rafael (Provincia de Mendoza)

Se ha finalizado la construcción del estanque de evaporación “DN 8-9” (5 hectáreas) con geomembrana de polietileno de alta densidad impermeable de doble revestimiento con sistema de detección de fugas y se han realizado con éxito las pruebas hidráulicas. Actualmente se está utilizando para gestionar el agua a cielo abierto.

También se han completado las obras civiles de la estabilización del suelo, para la construcción del estanque de efluentes “DN 5”. El diseño de este complejo de instalaciones de precipitación tiene como objetivo el tratamiento de aguas a cielo abierto. Estos estanques tendrán una capacidad operativa total de aproximadamente 12.000m<sup>3</sup> y contarán con sistemas de drenaje de seguridad y geomembrana HDPE de doble impermeabilización para el

control de fugas. Están diseñadas para brindar las condiciones necesarias (tiempo de residencia) para generar precipitados de As y Ra antes de ser conducidos al estanque de efluentes "DN 8-9".

Además, se están realizando otras actividades relacionadas con la gestión de residuos, como la construcción de cisternas, impermeabilizaciones, diseño de sistemas de tratamiento de aguas residuales, reparación de instalaciones e instalación de tuberías para el bombeo de efluentes entre las canteras y las instalaciones de proceso y tratamiento.

### 2.3.3 Proyecto de descontaminación del Ex Complejo Minero-Molinero Los Gigantes (Provincia de Córdoba)

En noviembre de 2018 se presentó a las autoridades provinciales la ingeniería de detalle del proyecto de restitución ambiental de este sitio. La CNEA está a la espera de la respuesta antes de realizar una audiencia pública y obtener una declaración de impacto ambiental.

### 2.3.4 Programa de monitoreo

La CNEA cuenta actualmente con un intenso programa de monitoreo, que incluye:

- Aguas superficiales: se están realizando muestreos sistemáticos de aguas superficiales, tanto aguas arriba como aguas abajo de las instalaciones, para seguir la evolución de las concentraciones de posibles contaminantes (U, As, Ra, entre otros).
- Aguas subterráneas: se está realizando un muestreo sistemático de aguas subterráneas dentro de una red de pozos rediseñada dentro del complejo.
- Contaminación del aire: las emisiones de material particulado y radón se muestrean periódicamente en ubicaciones clave del complejo.
- Sedimentos: dentro del complejo se están realizando muestreos sistemáticos de sedimentos.

### 2.3.5 Programa de Restauración Ambiental de la Minería de Uranio.

Actualmente, la CNEA está ejecutando el *Programa de Restauración Ambiental de la Minería de Uranio (PRAMU)*. El objetivo de este programa es restaurar el medio ambiente, tanto como sea posible, en todas las áreas donde se han llevado a cabo actividades de extracción y molienda de uranio.

En la provincia de Córdoba, hay proyectos avanzados de ingeniería de detalle en marcha. En la provincia de Mendoza, en el sitio de Malargüe, se finalizaron los trabajos de restauración ambiental en junio de 2017. Se construyó un espacio de recreación para la comunidad y se monitorean las condiciones ambientales y radiológicas desde el cierre. También en la provincia de Mendoza, en el sitio Huemul, así como en el sitio Pichiñán en la provincia de Chubut, el sitio Tonco en la provincia de Salta, el sitio La Estela en la provincia de San Luis y el sitio Los Colorados en la provincia de La Rioja se están realizando estudios de línea de base.

Todos sus sitios son objeto de monitoreo radiológico y ambiental periódico. PRAMU busca mejorar las condiciones actuales de los depósitos de relaves y minas, y garantizar la protección a largo plazo de las personas y el medio ambiente. La CNEA está obligada a cumplir con toda la legislación vigente y bajo el control de diversas instituciones estatales nacionales, provinciales y locales.

## LISTADO DE FIGURAS Y TABLAS

Figura 8. CO2 producido en el ciclo de vida, por tipo de combustible.....	26
Figura 9. Equivalencia energética entre combustibles.....	27
Figura 10. Superficie por tipo de central, cada 1000 MW instalados.....	27

## BIBLIOGRAFÍA

Dave Jones. Global Electricity Review 2021 (translation to Spanish). Ember (coal to clean energy policy).

IAEA (International Atomic Energy Agency), NEA (Nuclear Energy Agency). Uranium 2020, Resources, Production and Demand.

NA-SA (Nucleoelectrica Argentina). Central Nuclear Atucha II [en línea]. Disponible en: <https://www.na-sa.com.ar/es/centrales-nucleares/atucha-2> [Fecha de acceso: 01 de febrero de 2022].

**ASIGNATURA:** Proyecto Final

**AÑO:** 5to

**CURSO:** 41

**CICLO LECTIVO:** 2021

**DOCENTE:** Ing. Carlos Santo

**Coord.:** Ing. Alejandro Gioseffi

***“CENTRAL NUCLEAR ATUCHA II”***

**Tópico N° 3**

***“Descripción de una central nuclear y sus componentes”***

LEGAJO	APELLIDO Y NOMBRES		E-MAIL
104949	Barrera, Lucas Alejandro		lucasbarrera97@gmail.com
106493	Fariñas, Tomás Agustín		tomas_fari@hotmail.com
105400	Martínez, Juan Cruz		juanimartinez14@gmail.com
PRES.	FECHA ENTREGA	FECHA DEVOL.	OBSERVACIONES
1 <sup>RA</sup>	20/02/2022		
2 <sup>DA</sup>			
3 <sup>RA</sup>			
FECHA APROBACIÓN		CALIFICACIÓN	FIRMA
07/03/2022		Aprobado	 Ing. Alejandro G. Gioseffi

**Registro de Modificaciones**

REVISIÓN	FECHA	OBSERVACIONES / CORRECCIONES
00	20/02/2022	Emisión Inicial

## ÍNDICE

<b>3. DESCRIPCIÓN DE UNA CENTRAL NUCLEAR Y SUS COMPONENTES.....</b>	<b>33</b>
3.1 DESCRIPCIÓN GENERAL .....	33
3.2 PARTES PRINCIPALES DE UNA CENTRAL NUCLEAR.....	33
3.2.1 Reactor nuclear .....	33
3.2.2 Generador de vapor.....	34
3.2.3 Turbina de vapor-alternador.....	34
3.2.4 Condensador .....	34
3.2.5 Dispositivo de contención.....	35
3.2.6 Torre de refrigeración.....	35
3.2.7 Bombas.....	35
3.2.8 Transformador-red eléctrica.....	36
<b>LISTADO DE FIGURAS Y TABLAS .....</b>	<b>37</b>
<b>BIBLIOGRAFÍA .....</b>	<b>37</b>



## 3. DESCRIPCIÓN DE UNA CENTRAL NUCLEAR Y SUS COMPONENTES

### 3.1 DESCRIPCIÓN GENERAL

Las centrales “nucleares” se denominan de esta manera debido al combustible que utilizan, son materiales que contienen núcleos fisionables, es decir, que se pueden partir. Uno de los principales combustibles es el uranio 235, que puede ser natural, o enriquecido para aumentar su rendimiento.

En el reactor nuclear, a través del proceso de fisión del átomo de uranio 235, se genera calor, con el cual se produce vapor para alimentar a la turbina que forma parte del sistema generador. El proceso de fisión comienza cuando un neutrón, a gran velocidad, choca contra un núcleo, que no puede albergar un neutrón extra, por lo que se divide en dos núcleos más pequeños, liberando neutrones que impactan en otros núcleos, dando inicio a lo que se conoce como reacción en cadena.

El núcleo de los reactores nucleares se encuentra rodeado por la sustancia moderadora, que se utiliza para frenar la velocidad de los neutrones, lo que aumenta la probabilidad de que impacten a otros núcleos. En el caso de la Central Nacional Atucha II, al utilizar uranio natural como combustible, la sustancia moderadora es agua pesada, la cual está formada por dos átomos de deuterio, que es un isótopo del hidrógeno, y uno de oxígeno.

Para el control de la potencia de fisión se utilizan barras de control, cuyo material es por lo general de cadmio, dado que tiene la capacidad de absorber los neutrones que chocan contra él durante la fisión, posibilitando el control del progreso de la reacción en cadena.

### 3.2 PARTES PRINCIPALES DE UNA CENTRAL NUCLEAR

#### 3.2.1 Reactor nuclear

Los reactores nucleares se clasifican según la velocidad de los neutrones que producen las reacciones de fisión, y pueden ser reactores rápidos, o reactores térmicos, como se mencionó en puntos anteriores. Sin embargo, por lo general, utilizan los siguientes elementos característicos:

- **Combustible:** material fisionable, al cual se lo impacta con neutrones para liberar la reacción en cadena.
- **Moderador:** cumple la función de disminuir la energía cinética de los neutrones, lo que aumenta la probabilidad de interacción con los núcleos del material combustible.
- **Refrigerante:** es el material encargado de transportar la energía producida por la fisión de átomos de uranio hacia los generadores de vapor, refrigerando al reactor.
- **Reflector:** es el material que disminuye la fuga de neutrones, reflejando los que tienen tendencia a escapar cuando chocan contra ellos, obligándolos a volver hacia el material fisionable. Aumenta la eficiencia del reactor.
- **Barras de control:** se utilizan para restringir las reacciones en cadena producidas en los reactores, haciendo posible el control de los procesos de fisión.

### 3.2.2 Generador de vapor

El generador de vapor es un intercambiador de calor, entre el circuito primario donde se genera, a través del proceso de fisión en el reactor, y el circuito secundario, donde se produce vapor de agua a presión, que pasa a la turbina para mover al generador eléctrico.

El agua a presión del circuito primario se conduce a través del interior de los tubos del generador de vapor, que en el caso de la CNA II son en forma de U. Exteriormente, los tubos del generador de vapor se encuentran rodeados por agua del circuito secundario, la cual entra en ebullición generando el vapor. El agua del circuito primario es pesada, mientras que en el circuito secundario tenemos agua liviana.

### 3.2.3 Turbina de vapor-alternador

El conjunto turbina de vapor-alternador aprovecha la energía cinética del fluido producido en el generador de vapor, para transformarlo en energía mecánica en el paso a través de sus álabes, y accionar un generador eléctrico donde se transforma, a su vez, la energía mecánica en eléctrica.

En el caso de la Central Nacional Atucha II, el conjunto turbina de vapor-generator está compuesto con una turbina de condensación, de tres etapas de doble flujo, una de alta presión, y dos de baja, que gira a 1500 rpm, y está acoplada directamente a un generador enfriado por hidrógeno. El generador es de 21 kV, 838 MVA, de excitación estática, y posee cuatro polos.



*Figura 11. Conjunto turbina de vapor-alternador de la CNA II.*

### 3.2.4 Condensador

Una vez que el vapor atraviesa todas las etapas de la turbina, queda con un calor remanente que se lo debe enfriar para hacerlo recircular en fase líquida a través del circuito secundario del generador de vapor, luego de varias etapas de filtrado. Esto se hace a través del condensador, el cual se refrigera a través de un circuito abierto de agua, de lagos o ríos si estuvieran cerca, o desde una torre de refrigeración en caso contrario. En la Central Nacional Atucha II, el agua es tomada del río Paraná de las Palmas, y en su recorrido de regreso, se aprovecha su energía cinética para generar energía eléctrica a través de una turbina hidráulica. El agua natural utilizada en este circuito no sufre ningún tipo de alteración para el medio ambiente.

### 3.2.5 Dispositivo de contención

El Sistema de contención, en la CNA II, está compuesto por la contención de hormigón, la contención de acero, el sistema de aislamiento de contención y el sistema de extracción de aire del espacio anular.

Estructuralmente, se trata de una esfera estanca de acero, con un diámetro interior de 56 m y un espesor de 30 mm, rodeada por una contención exterior de hormigón reforzado. Esta última, es una estructura conformada por un domo semiesférico y una pared cilíndrica, ambas de 600 mm de espesor y con un diámetro de 60 m.



*Figura 12. Domo de contención de la CNA II.*

### 3.2.6 Torre de refrigeración

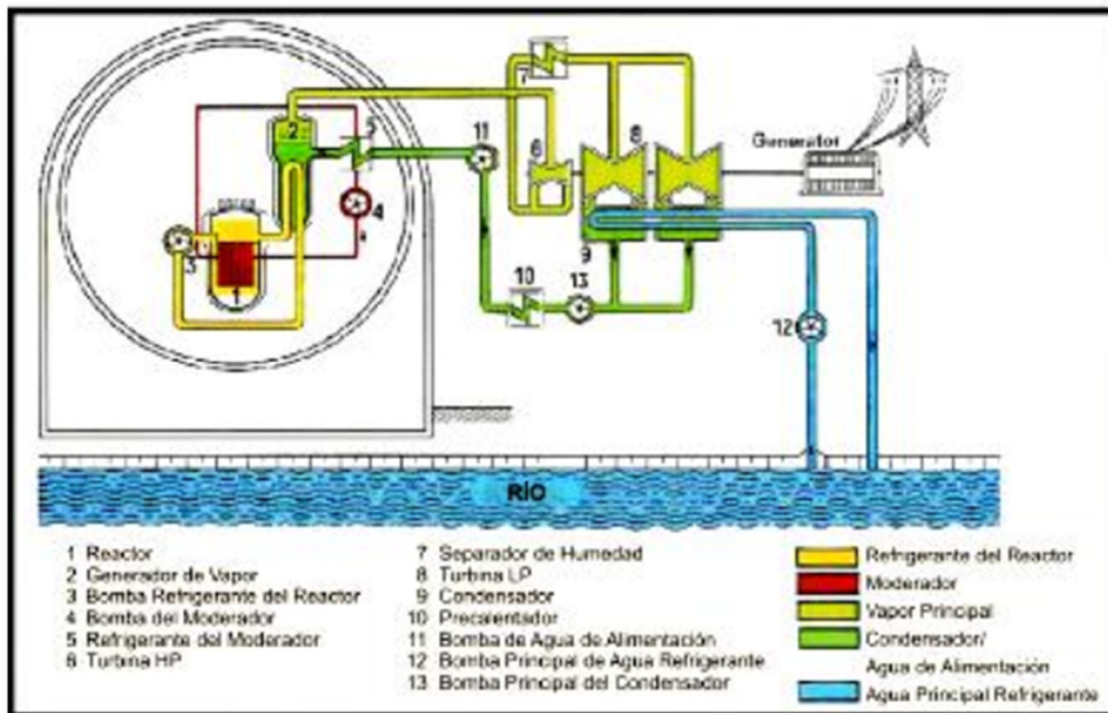
En caso de no contar con una fuente de agua natural, como ríos, lagos o mares, se anexa a la central una torre de enfriamiento. Esta torre, generalmente, es refrigerada por aire para cumplir con la función de fuente de agua segura, la cual es utilizada en todos los circuitos de refrigeración, con la diferencia de que serán del tipo cerrado, y no abierto como en el caso de fuentes naturales.

En la Central Nacional Atucha II, se cuenta con torres de enfriamiento para dominar la condición de pérdida total del suministro de agua de río, lo que dejaría sin refrigeración a los generadores diésel de emergencia, y, en consecuencia, solo se contaría con fuentes de energía eléctrica externas. Por lo tanto, se utilizan estas torres como fuente alternativa de refrigeración de los grupos diésel.

### 3.2.7 Bombas

Las bombas de agua son un órgano fundamental para el funcionamiento de la central, tanto normal como en emergencia. A través de ellas se circulan los fluidos refrigerantes del reactor, la sustancia moderadora, el refrigerante de la sustancia moderadora, el agua del generador de vapor, el agua del condensador.

En el caso de la Central Nacional Atucha II, se puede apreciar en la *Figura 3*, los circuitos de las bombas de agua de alimentación, la bomba principal de agua refrigerante, y la bomba principal del condensador.



*Figura 13. Diagrama de flujo simplificado de CNA II.*

### 3.2.8 Transformador-red eléctrica

En todas las centrales, no solo las nucleares, el generador alimenta a la red de transmisión de energía eléctrica principal a través de transformadores, que pueden ser, dependiendo de la potencia, trifásicos, o un banco trifásico de transformadores monofásicos, como en el caso de la Central Nacional Atucha II.

A través de los transformadores se vincula a la central con el sistema interconectado, no sólo para aportar energía, sino que también se lo utiliza para tomarla, en caso de que no esté disponible la generación propia. Generalmente, las centrales se favorecen de esta disponibilidad para realizar los arranques de los grandes motores y generadores de centrales térmicas, además de cubrir el suministro de todos los circuitos auxiliares para su funcionamiento normal y controlado.

En el caso de la Central Nacional Atucha II, el banco posee tres transformadores monofásicos de bloque de 275 MVA.

## LISTADO DE FIGURAS Y TABLAS

Figura 11. Conjunto turbina de vapor-alternador de la CNA II. ....	34
Figura 12. Domo de contención de la CNA II. ....	35
Figura 13. Diagrama de flujo simplificado de CNA II. ....	36

## BIBLIOGRAFÍA

- L. Mendez, Dos Reis P. Fundamentos de Física Moderna y aplicaciones de la tecnología nuclear. Reactores nucleares de fisión (20A). Argentina. 2020
- L. Mendez, Dos Reis P. Fundamentos de Física Moderna y aplicaciones de la tecnología nuclear. Atucha I (20B). Argentina. 2020
- CNEA (Comisión Nacional de Energía Atómica). Boletín energético 2do semestre 2005. Argentina. 2005.
- Dario Jinchuk, CNEA (Comisión Nacional de Energía Atómica). Energía nucleoelectrica. Argentina. 2003.



**UTN**  
UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA NACIONAL  
FACULTAD REGIONAL AVELLANEDA



**UTN**  
**INGENIERÍA**  
**ELÉCTRICA**

**ASIGNATURA:** Proyecto Final

**AÑO:** 5to

**CURSO:** 41

**CICLO LECTIVO:** 2021

**DOCENTE:** Ing. Carlos Santo

**Coord.:** Ing. Alejandro Gioseffi

***“CENTRAL NUCLEAR ATUCHA II”***

**Tópico N° 4**

***“Descripción de Atucha II”***

LEGAJO	APELLIDO Y NOMBRES		E-MAIL
104949	Barrera, Lucas Alejandro		lucasbarrera97@gmail.com
106493	Fariñas, Tomás Agustín		tomas_fari@hotmail.com
105400	Martínez, Juan Cruz		juaniimartinez14@gmail.com
PRES.	FECHA ENTREGA	FECHA DEVOL.	OBSERVACIONES
1 <sup>RA</sup>	20/02/2022		
2 <sup>DA</sup>			
3 <sup>RA</sup>			
FECHA APROBACIÓN		CALIFICACIÓN	FIRMA
07/03/2022		Aprobado	 Ing. Alejandro G. Gioseffi

**Registro de Modificaciones**

REVISIÓN	FECHA	OBSERVACIONES / CORRECCIONES
00	20/02/2022	Emisión Inicial

## ÍNDICE

<b>4. DESCRIPCIÓN DE ATUCHA II .....</b>	<b>40</b>
4.1 INTRODUCCIÓN .....	40
4.2 CARACTERÍSTICAS ESENCIALES DE LOS REACTORES DE D20 DE KWU .....	40
4.3 DISPOSICIÓN GENERAL DE LA CENTRAL .....	40
4.4 DISPOSICIÓN Y DISEÑO DEL NÚCLEO DEL REACTOR .....	42
4.5 SISTEMA DE REFRIGERACIÓN DEL REACTOR Y MODERADOR .....	42
4.6 RECIPIENTE DE PRESIÓN DEL REACTOR .....	43
4.7 ENVENENAMIENTO POR XENÓN .....	44
4.8 ENRIQUECIMIENTO DE URANIO .....	45
4.8.1 Métodos .....	45
4.8.1.2 Difusión térmica .....	45
4.8.1.3 Difusión gaseosa .....	45
4.8.1.4 Gas centrifugado .....	46
<b>LISTADO DE FIGURAS Y TABLAS .....</b>	<b>47</b>
<b>BIBLIOGRAFÍA .....</b>	<b>47</b>

## 4. DESCRIPCIÓN DE ATUCHA II

### 4.1 INTRODUCCIÓN

La Central Nacional Atucha II fue diseñada por Siemens, con participación de la Empresa Nacional de Energía (ENACE). La licencia de construcción se emitió el 14 de junio de 1981, cuya ejecución se interrumpió durante varios años. En 1994, el proceso de construcción y puesta en marcha pasó a manos de Nucleoeléctrica Argentina S.A. (NA-SA), en carácter de titular de licencia. Posteriormente, se reactivó su construcción en el año 2006, debido a la escasez energética causada por la crisis natural del 2004, y el proceso terminó en 2014, siendo el 27 de junio de ese mismo año el día en que comenzó a entregar energía al sistema.

### 4.2 CARACTERÍSTICAS ESENCIALES DE LOS REACTORES DE D2O DE KWU

Los reactores del tipo agua a presión se caracterizan por tener sistemas separados de refrigeración, de los cuales solo uno, el Circuito Primario de Refrigeración, contiene radiactividad. Este sistema, ubicado dentro del edificio de contención, lo que se denomina zona asegurada, consiste en varios circuitos conectados al reactor, cada uno con su bomba de circulación y su generador de vapor. El reactor calienta el agua a unos 250 °C, que atraviesa en forma ascendente a los elementos combustibles, saliendo del reactor por las toberas principales a una temperatura de aproximadamente 300°C. Aquí se destaca la característica fundamental de este tipo de reactores, ya que el agua no hierve, sino que se mantiene en estado líquido debido a la alta presión con la que trabaja, la cual se mantiene constante a través del dispositivo presurizador. El agua que sale del reactor se bombea al generador de vapor a través de unos tubos dispuestos en forma de U, y luego vuelve a ingresar al reactor.

El Circuito Secundario de Refrigeración bombea agua de refrigeración desde el sistema de alimentación de agua, que pasa por el circuito secundario del generador de vapor y es convertida en vapor. Este vapor es el que pasa a través de la turbina, convirtiendo su energía cinética en mecánica al interactuar con los álabes. Luego, al salir de la turbina, pasa por el condensador y varios filtros, para volver al generador de vapor.

Finalmente, el condensador es enfriado por agua natural, proveniente de la fuente más cercana a la central, como lagos, ríos o mares, o una torre de enfriamiento en caso de que no hubiese fuentes naturales.

### 4.3 DISPOSICIÓN GENERAL DE LA CENTRAL

La Central Nacional Atucha II se encuentra en el Complejo Nuclear Atucha, adyacente a la Central Nuclear Atucha I, y al prototipo de reactor CAREM. Está ubicada a unos 115 km al noroeste de la ciudad de Buenos Aires, en la ribera sur del río Paraná de las Palmas, a 9km de distancia del pueblo de Lima, partido de Zárate, Provincia de Buenos Aires. Esta ubicación permite varias cosas importantes. Por un lado, contar con el río tanto para aprovisionamiento de agua, como también servir de medio de transporte. Además, como el predio se encuentra en la orilla del río Paraná, sobre un acantilado de veintitrés metros de altura sobre el nivel cero del riachuelo, se lo aprovecha para reutilizar el agua del circuito de refrigeración del reactor, y, en su liberación al río Paraná, se le intercala una pequeña turbina hidráulica para cubrir varias de las cargas de la planta. Por otro lado, la posición de



las centrales Atucha I y II, entre la central de San Nicolás y Buenos Aires, permite la interconexión de estas a una red de 132kV, que es una de las conexiones para el sistema de parada de la planta.

Los principales edificios y estructuras de la central son:

- Edificio del reactor, el cual posee una estructura anular de contención, formada por una esfera interna de acero, y una cobertura de hormigón como blindaje externo.
- Edificio auxiliar del reactor, con la torre de enriquecimiento de agua pesada y la chimenea de venteo.
- Edificio de almacenamiento de elementos combustibles, tanto nuevos como usados.
- Edificio de Conmutación, donde se encuentra la Sala de Control de la planta.
- Edificio de la turbina eléctrica.
- Edificio de alimentación eléctrica de emergencia, y de agua de refrigeración de emergencia.
- Compartimiento de válvulas principales de vapor, y de agua de alimentación.

El área nuclear de la planta, está físicamente separada del área convencional. Es decir, el edificio del reactor, el edificio auxiliar del reactor, y el edificio de almacenamiento de combustibles, constituyen lo que se denomina como “área controlada”, donde están instalados todos los sistemas asignados al control nuclear, y cuenta con un solo acceso.

En el edificio del reactor, tenemos los componentes de retención de presión del sistema nuclear, como el sistema de refrigeración del reactor, el sistema moderador y el equipamiento asociado a estos. Además, dentro del mismo edificio contamos con el sistema de recambio de combustibles durante la operación de la planta. Por otro lado, entre el blindaje de hormigón y la esfera de contención, están ubicados sistemas auxiliares, como el sistema de remoción de calor residual, el sistema de inyección de seguridad, el sistema de almacenamiento de agua pesada y componentes del sistema de refrigeración del reactor.

El edificio de la turbina eléctrica se encuentra adyacente al edificio principal del reactor, con el eje de la turbina en dirección a este, asegurando la máxima protección en caso de rotura del rotor de la turbina.

El edificio auxiliar del reactor se encuentra solidario al edificio del reactor, de forma parcialmente circundante, facilitando las conexiones con los equipos ubicados en la esfera de contención.

En el edificio de conmutación se encuentran los siguientes equipos:

- Sala de Control de la planta, sala de computadoras, sistema de ventilación.
- Conductos de ventilación.
- Gabinete de instrumentación y control, y sus canales de cables.
- Conmutador de alto voltaje.
- Baterías, rectificadores, y tableros de corriente continua, con sus canales de cables.
- Sistema de aire de venteo.

El transformador de potencia se encuentra ubicado al frente del lado longitudinal del edificio del reactor, frente al edificio de la turbina.

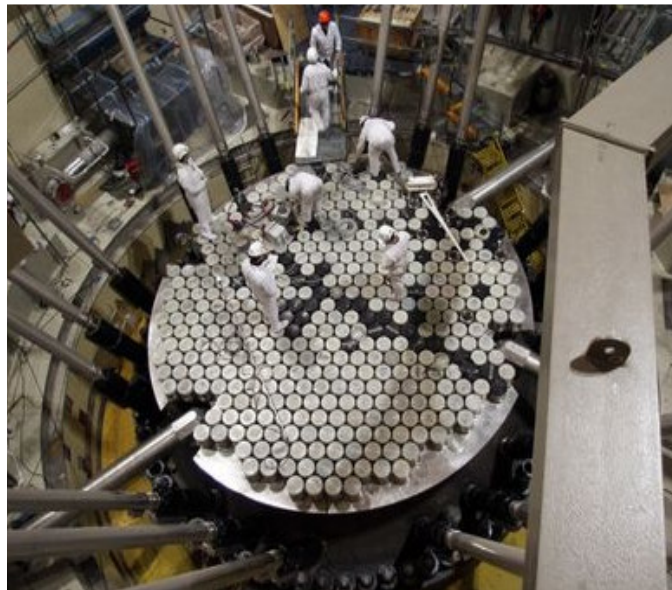
El edificio de alimentación eléctrica de emergencia, y de agua de refrigeración de emergencia posee dos pisos de servicio, dividido en cuatro secciones iguales que albergan a los sistemas y equipos redundantes. En el piso inferior podemos encontrar las bombas, los tanques de almacenamiento de combustible diésel, los intercambiadores de calor de refrigeración de componentes asegurados, las salas de distribución de cables y cañerías, y el sistema de

recirculación de aire. En el piso superior tenemos los generadores de emergencia con su conmutador y las unidades de refrigeración de agua.

#### 4.4 DISPOSICIÓN Y DISEÑO DEL NÚCLEO DEL REACTOR

La Central Nuclear Atucha II fusiona las ideas de PWR convencional (vasija a presión vertical) con un modelo de calandria CANDU, puesto que usa agua pesada como refrigerante, y moderador pero en circuitos independientes. Esto tiene que ver con dos cuestiones: se usa agua pesada porque tiene secciones eficaces de captura más bajas que el agua común, y, por otro lado, el circuito es independiente para mantenerlo refrigerado lo más posible y aumentar la probabilidad de fisión. En definitiva, es del tipo PHWR (Pressurized Heavy Water Reactor), emplea combustible de uranio natural o levemente enriquecido, y es moderada y refrigerada por agua pesada. El reactor entrega una potencia térmica de 2175 MWt, resultando la potencia neta entregada a la red eléctrica próxima a los 750 MWe, más del doble que la entregada por Atucha I.

El núcleo del reactor es de forma aproximadamente cilíndrica, y consta de 451 elementos combustibles de uranio natural, ubicados en el mismo número de canales de refrigeración. Cada elemento combustible consiste en 37 barras dispuestas en tres ciclos concéntricos. Las barras de control y parada se introducen en forma diagonal, lo que garantiza que, ante un terremoto, no quedaran atascadas o podrían caer por gravedad.



*Figura 14. Núcleo de la CNA II.*

#### 4.5 SISTEMA DE REFRIGERACIÓN DEL REACTOR Y MODERADOR

El sistema de refrigeración del reactor cumple la función de remover el calor generado en el núcleo, para transferirlo a través de los generadores de vapor al grupo turbina-generator. Consiste en dos lazos idénticos, cada uno comprendiendo un generador de vapor, una bomba refrigerante de reactor, la cañería de interconexión, un presurizador común y un sistema de alivio del presurizador.

El calor es transportado por el refrigerante, desde la vasija a presión a los generadores de vapor, donde se enfría y recircula a la vasija a través de las bombas del refrigerante. Por otro lado, el sistema presurizador está conectado a un lazo del refrigerante del reactor, y comprende al presurizador, la línea de compensación, las líneas de rociado con válvulas y las válvulas de seguridad. Su función es mantener la presión apropiada en el sistema de refrigeración del reactor, de manera que se evite la ebullición del refrigerante en todas las posibles condiciones de operación, y también limita las variaciones de presión causadas por fluctuaciones de volumen durante los cambios de carga. Las válvulas de seguridad son del tipo independiente con activación automática.

Las funciones del Sistema Moderador dependen del modo de operación del reactor. En el caso de la CNA II, consiste de cuatro lazos idénticos que operan en paralelo, cada uno está compuesto por un intercambiador de calor del moderador, una bomba del moderador y cañerías de interconexión entre válvulas. Durante la operación de la planta, este sistema mantiene la temperatura del moderador por debajo de la temperatura del refrigerante del reactor. El calor que extrae en su circuito, a través de los intercambiadores de calor del moderador, es utilizado para precalentar el agua de alimentación.

Este sistema moderador es el primer enlace de la cadena de remoción de calor residual, puede conmutarse para la remoción del calor residual a través de las válvulas del moderador, donde sus bombas extraen el moderador de la parte inferior del tanque del moderador, y lo vierten en dos puntos, uno en las piernas frías de los lazos del refrigerante del reactor, y por otro lado es aplicado directamente a través de los intercambiadores de calor del moderador en el espacio anular de entrada del refrigerante del reactor. El calor residual extraído se transfiere al sistema de remoción de calor residual, y luego al sistema de agua de refrigeración de servicio.

Todos los sistemas de la cadena de remoción de calor residual son de cuatro lazos, debido a la redundancia necesaria. El sistema de remoción de calor residual actúa como barrera entre el moderador activo y el agua de refrigeración de servicio, previniendo la fuga de radiactividad hacia el agua de refrigeración de servicio en caso de pérdidas en los intercambiadores del moderador.

En estado de emergencia del núcleo, el moderador actúa como sistema de refrigeración y rellenado del núcleo a alta presión. Esta posición es similar a la de remoción de calor residual, pero añadiendo una inyección de agua en los lados del refrigerante del reactor y en la parte superior del recipiente de presión del reactor.

Los generadores de vapor transfieren el calor desde el circuito de refrigeración primario del reactor, al ciclo de vapor en el lado secundario, generando vapor saturado, con el cual se acciona a la unidad turbogeneradora.

## 4.6 RECIPIENTE DE PRESIÓN DEL REACTOR

El recipiente de presión del reactor contiene los componentes del núcleo y los internos de sí mismo, y constituye la barrera de presión del núcleo del reactor. Consiste en una parte inferior y una tapa, y los elementos que conectan ambas secciones.

La parte inferior del recipiente de presión del reactor consta de una sección hemisférica, dos carcasas y una brida de la carcasa que contiene las toberas de ingreso y egreso de refrigerante, dispuestas en un mismo plano. El núcleo del reactor se aloja debajo del plano de las toberas de ingreso y egreso. Por otro lado, la tapa consiste en una brida y un domo superior, que contiene las toberas para los canales refrigerantes, las cañerías del moderador, los accionamientos de los elementos de control y la instrumentación interna del núcleo.

El tanque del moderador aloja a todos los componentes del núcleo, separa al moderador del refrigerante, y, junto con el recipiente de presión del reactor, forma el espacio anular para la circulación interna de refrigerante. La tapa del tanque del moderador forma el plenum superior para el refrigerante del reactor que egresa de los canales refrigerantes. Junto al tanque del moderador, forman una unidad que mantiene los canales del refrigerante y los tubos guía de los elementos combustibles firmemente en su posición y sin desplazamiento durante todos los modos de operación, así como también en los accidentes de diseño. Tanto el tanque del moderador como su tapa se encuentran suspendidos de la brida del recipiente de presión y son sostenidos firmemente en su posición por la tapa del recipiente de presión.

Por otro lado, tenemos también en el recipiente de presión del reactor, los canales refrigerantes y su tapa. Consisten en tubos colocados verticalmente que contienen las columnas de elementos combustibles, dirigen el flujo de refrigerante del reactor de manera ascendente, y separan el mismo del moderador circundante. La tapa del canal forma, junto al tapón de cierre, la cápsula hermética del canal del refrigerante. La máquina de recambio de combustible puede abrirla durante la operación normal del reactor para cambiar una columna de elementos combustibles, ubicada siempre en el centro de cada canal refrigerante.

#### 4.7 ENVENENAMIENTO POR XENÓN

En los reactores nucleares, una de las secuencias en su operación, es la producción de yodo-135 como un producto de fisión, y su posterior descomposición en xenón-135. El yodo es un producto bastante común, con una probabilidad muy pequeña de absorción de neutrones, por lo que no constituye por sí mismo un factor significativo en el control de la velocidad de la reacción, pero, transcurrido su período de semi-vida, se descompone en xenón, que tiene una sección transversal muy grande para la absorción de neutrones.

La presencia de xenón en los reactores nucleares está relacionada con el equilibrio de la velocidad de reacción. El yodo producido en la fisión se desintegra en xenón, que absorbe neutrones, y por consiguiente es quemado en el equilibrio establecido por las condiciones de funcionamiento. Sin embargo, cuando la potencia de un reactor se reduce drásticamente, la concentración de xenón puede aumentar, debido a que el yodo se encuentra cerca de la concentración de equilibrio, pero se reduce el flujo de neutrones para quemar al xenón, envenenando la reacción.

En la Central Nacional Atucha II, para el control de la reactividad se utilizan varios métodos. El reactor cuenta con nueve barras negras, absorbentes de hafnio con sección eficaz elevada, y nueve barras grises, de acero con sección eficaz intermedia, dispuestas en tres grupos. Estos elementos de control se utilizan para controlar la reactividad y la distribución de potencia, para compensar el aumento de envenenamiento por xenón luego de la reducción de potencia del reactor, para proveer amortiguación de oscilaciones de xenón acimutal, y para sacar al reactor de servicio. Además, se cuenta con un sistema de dosificación de ácido bórico, para compensar los cambios lentos de reactividad debido al quemado durante el primer período de operación y para mantener al reactor en una condición segura subcrítica a potencia cero. Finalmente, también se dispone de un sistema de inyección de boro como sistema de parada de emergencia, que inyecta ácido bórico en el moderador.

## 4.8 ENRIQUECIMIENTO DE URANIO

El uranio enriquecido es aquel que ha pasado por un proceso tecnológico para aumentar la proporción del isótopo uranio-235.

El uranio contiene tres tipos de isótopos:

- Uranio-238 (99,2745%).
- Uranio-235 (0,72%).
- Uranio-234 (0,0055%).

El primero es un isótopo relativamente estable, incapaz de generar una reacción en cadena independiente. El segundo, en cambio, sí tiene esta propiedad, es conocido como fisionable y es el que se utiliza en las centrales nucleares y en el área armamentística.

Por este motivo es que se busca enriquecer el material combustible, con el fin de aumentar la proporción de U-235 y aumentar la probabilidad de impacto y fisión de otro átomo.

Podemos destacar cuatro tipos de enriquecimiento:

- a) Natural: Se utiliza en algunos reactores de potencia por ejemplo en el CANDU canadiense. Contiene 0,72% de U-235
- b) Poco enriquecido: Es aquel que posee hasta un 20% de U-235. El uranio enriquecido entre el 2 y el 5 % suele utilizarse ampliamente en los reactores de potencia de todo el mundo, mientras que el enriquecido al 20% se utiliza para investigaciones y experimentos.
- c) Altamente enriquecido: Es el que posee más del 20% de U-235, este tipo de enriquecimiento se usa en armas nucleares y en reactores que no utilizan recambio como los reactores espaciales.
- d) Empobrecido: El uranio empobrecido suele ser un residuo del proceso de enriquecimiento y posee entre 0,1 y 0,3% de U-235, se usa en núcleo de proyectiles.

### 4.8.1 Métodos

Para lograr los enriquecimientos se utilizan diversos métodos de los cuales se explicarán algunos.

#### 4.8.1.2 Difusión térmica

La difusión térmica utiliza el intercambio de calor a través de una delgada capa de líquido o gas para conseguir la separación de isótopos. El proceso se beneficia del hecho de que las más ligeras moléculas de gas del U-235, se difundirán hacia la superficie caliente, mientras que las más pesadas del u-238, lo harán hacia la superficie más fría. Fue utilizado en la Segunda Guerra Mundial. El proceso fue abandonado en favor del uso de la difusión gaseosa.

#### 4.8.1.3 Difusión gaseosa

La difusión gaseosa es una tecnología utilizada para producir uranio enriquecido que consiste en forzar al gas de hexafluoruro de uranio a través de una membrana semi-permeable, lo que produce una ligera separación entre las

moléculas que contienen U-235 y las que contienen U-238. Esta técnica se utilizó fuertemente durante la Guerra Fría, hoy en día está casi en desuso debido a los nuevos métodos.

#### 4.8.1.4 Gas centrifugado

En la actualidad, el enriquecimiento se consigue mediante una centrifugadora especial llamada centrifugadora de gases. El proceso de separación se basa en la diferencia de masa de las moléculas (véase la difusión gaseosa más arriba). Aquí, el hexafluoruro de uranio se introduce en un cilindro evacuado que contiene un rotor. Cuando estos rotores giran a gran velocidad, el U-238, más pesado, se acumula cerca de las paredes del cilindro, mientras que el U-235, un poco más liviano, se acumula cerca del eje central. A continuación, se extrae el producto enriquecido. Este método es preferible a la difusión gaseosa, ya que sólo requiere un 3% de la energía para separar el uranio. Un método de separación centrífuga es mucho más eficiente energéticamente que la difusión, ya que sólo requiere unos 50-60 kWh por SWU (unidad de trabajo de separación, que es la cantidad de separación realizada por un proceso de enriquecimiento). Además, estas plantas pueden ser más pequeñas, ya que no requieren una tubería extremadamente larga. Para que la separación sea eficaz, estas centrifugadoras deben girar rápidamente, generalmente a 50000-70000 rpm.

Aunque las centrifugadoras contienen menos uranio que una etapa de difusión, son capaces de separar los isótopos de forma mucho más eficiente. Las etapas de centrifugación suelen estar compuestas por un gran número de centrifugadoras en paralelo, formando una cascada.

## LISTADO DE FIGURAS Y TABLAS

Figura 14. Núcleo de la CNA II.....	42
-------------------------------------	----

## BIBLIOGRAFÍA

L. Mendez, Dos Reis P. Fundamentos de Física Moderna y aplicaciones de la tecnología nuclear. Reactores nucleares de fisión (20A). Argentina. 2020

L. Mendez, Dos Reis P. Fundamentos de Física Moderna y aplicaciones de la tecnología nuclear. Atucha I (20B). Argentina. 2020

ARN (Autoridad Regulatoria Nuclear). Informe de evaluación de resistencia realizada a las centrales nucleares argentinas. Argentina. 2012.

Ing. Alejandro Gustavo Gioseffi. Introducción a centrales nucleares. Cátedra Centrales y protecciones eléctricas. Argentina. 2021.

**ASIGNATURA:** Proyecto Final

**AÑO:** 5to

**CURSO:** 41

**CICLO LECTIVO:** 2021

**DOCENTE:** Ing. Carlos Santo

**Coord.:** Ing. Alejandro Gioseffi

***“CENTRAL NUCLEAR ATUCHA II”***

**Tópico N° 5**

***“Sistemas que componen la central”***

LEGAJO		APELLIDO Y NOMBRES		E-MAIL
104949		Barrera, Lucas Alejandro		lucasbarrera97@gmail.com
106493		Fariñas, Tomás Agustín		tomas_fari@hotmail.com
105400		Martínez, Juan Cruz		juaniimartinez14@gmail.com
PRES.	FECHA ENTREGA	FECHA DEVOL.	OBSERVACIONES	
1 <sup>RA</sup>	20/02/2022			
2 <sup>DA</sup>				
3 <sup>RA</sup>				
FECHA APROBACIÓN		CALIFICACIÓN		FIRMA
07/03/2022		Aprobado		 Ing. Alejandro G. Gioseffi

**Registro de Modificaciones**

REVISIÓN	FECHA	OBSERVACIONES / CORRECCIONES
00	20/02/2022	Emisión Inicial



## ÍNDICE

<b>5. SISTEMAS QUE COMPONEN LA CENTRAL</b> .....	<b>50</b>
5.1 REDES EXTERIORES CONECTADAS A LA CENTRAL Y GENERACIÓN PROPIA.....	50
5.2 ALIMENTACIÓN NORMAL DE CONSUMO PROPIO.....	50
5.3 COMPONENTES PRINCIPALES DEL SISTEMA DE ALIMENTACIÓN NORMAL DE CONSUMO PROPIO .....	51
5.4 TURBINA HIDRÁULICA .....	51
<b>LISTADO DE FIGURAS Y TABLAS</b> .....	<b>52</b>
<b>BIBLIOGRAFÍA</b> .....	<b>52</b>

## 5. SISTEMAS QUE COMPONEN LA CENTRAL

### 5.1 REDES EXTERIORES CONECTADAS A LA CENTRAL Y GENERACIÓN PROPIA

La Central Nacional Atucha II posee dos conexiones al Sistema Nacional de Interconexión (SADI), independientes entre sí. Una de ellas es la conexión a red de 500kV, y la otra es la conexión a red de 132kV. La conexión a la red de transmisión en 500kV es a través de las subestaciones eléctricas Ramallo (113 km) y General Rodríguez (67,5 km), en la playa de maniobras del tipo doble barra con interruptor y medio. Por otro lado, la conexión a red de transmisión de 132 kV es a través de la subestación eléctrica Zárate (23 km). Existe, además, una conexión a la playa de 220 kV de la Central Nacional Atucha I, a través de un autotransformador de acople de 150 MVA.

Por otro lado, la CNA II cuenta con un suministro de energía auxiliar desde su generador en caso de una perturbación de la red luego de un rechazo de carga. El generador, de 838 MVA y 21 kV de tensión de salida, alimenta a la red de 500 kV a través de un transformador, y además suministra energía a los servicios auxiliares de la central, a través de dos transformadores auxiliares de tres devanados.

Sólo en caso de que los tres sistemas de alimentación estén indisponibles, es decir, tanto las conexiones a las redes de 500 kV y 132 kV, y la conexión al propio generador de la planta, se implementará el sistema de energía de emergencia, el cual está conformado por cuatro trenes redundantes independientes, cada uno capaz de proveer el 50% de la energía que se requiere para llevar a cabo las funciones de seguridad.

Finalmente, y para aquellas cargas que no pueden sufrir una interrupción de suministro bajo ningún concepto, la CNA II está equipada con un banco de baterías de 220 Vcc y 24 Vcc, conectado directamente a las cargas en corriente continua, y a través de un inversor para las cargas en corriente alterna.

### 5.2 ALIMENTACIÓN NORMAL DE CONSUMO PROPIO

La alimentación normal del consumo propio de la Central Nacional Atucha II se hace a través del Sistema de Energía Auxiliar. Las cargas conectadas a este sistema son las necesarias durante el funcionamiento normal, emergencia, arranque y parada de la planta.

El Sistema de Energía Auxiliar se subdivide también en cuatro trenes, alimentados por los transformadores auxiliares de tres devanados conectados tanto al generador como a la red principal de 500 kV, a través de sus bobinados de 13,2 kV y 6,6 kV. Además, cuenta con cuatro transformadores auxiliares de baja tensión de tres devanados, de los cuales dos están conectados a las secciones de 13,2 kV, y los dos restantes conectados a las secciones de 6,6 kV, siendo los secundarios de cada transformador de 0,4 kV.

### 5.3 COMPONENTES PRINCIPALES DEL SISTEMA DE ALIMENTACIÓN NORMAL DE CONSUMO PROPIO

Los componentes principales del sistema de alimentación normal de consumo propio son:

- Generador principal de 838 MVA, 21 kV,  $\cos\phi=0,89$  a potencia nominal, con sistema de excitación estática, conectado a través de un interruptor a tres transformadores monofásicos y dos transformadores auxiliares.
- Banco trifásico de transformadores monofásicos de 275 MVA cada uno, con relación de transformación  $515/\sqrt{3}/21$  kV.
- Dos transformadores auxiliares de triple devanado de 56/34/22 MVA y relación de transformación 21/13,98/6,95 kV.
- Un transformador externo de triple devanado de 56/34/22 MVA y relación de transformación 132/13,8/6,95 kV.
- Dos barras de 13,2 kV y dos barras de 6,6 kV.
- Cuatro transformadores de triple devanado de 3200/1600/1600 kVA, con relación de transformación 13,2/0,4/0,4 kV, y 6,6/0,4/0,4 kV.
- Ocho barras de 0,4/0,24 kV.
- Generador de turbina hidráulica de 13,2 kV, 10 MVA,  $\cos\phi=0,80$ .

### 5.4 TURBINA HIDRÁULICA

La turbina hidráulica aprovecha la descarga de agua al río Paraná del circuito de refrigeración del reactor, siendo capaz de generar 10 MVA a 13,2 kV, y su generador está conectado a la barra BBC. Durante la operación normal de la planta, suministra energía a varias de las cargas conectadas a esta barra.

---

## LISTADO DE FIGURAS Y TABLAS

No se encuentran elementos de tabla de ilustraciones.

## BIBLIOGRAFÍA

L. Mendez, Dos Reis P. Fundamentos de Física Moderna y aplicaciones de la tecnología nuclear. Atucha I (20B). Argentina. 2020

ARN (Autoridad Regulatoria Nuclear). Informe de evaluación de resistencia realizada a las centrales nucleares argentinas. Argentina. 2012.

Ing. Alejandro Gustavo Gioseffi. Introducción a centrales nucleares. Cátedra Centrales y protecciones eléctricas. Argentina. 2021.



**UTN**  
UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA NACIONAL  
FACULTAD REGIONAL AVELLANEDA



**UTN**  
**INGENIERÍA**  
**ELÉCTRICA**

**ASIGNATURA:** Proyecto Final

**AÑO:** 5to

**CURSO:** 41

**CICLO LECTIVO:** 2021

**DOCENTE:** Ing. Carlos Santo

**Coord.:** Ing. Alejandro Gioseffi

***“CENTRAL NUCLEAR ATUCHA II”***

**Tópico N° 6**

***“Operación de los sistemas”***

LEGAJO	APELLIDO Y NOMBRES		E-MAIL
104949	Barrera, Lucas Alejandro		lucasbarrera97@gmail.com
106493	Fariñas, Tomás Agustín		tomas_fari@hotmail.com
105400	Martínez, Juan Cruz		juaniimartinez14@gmail.com
PRES.	FECHA ENTREGA	FECHA DEVOL.	OBSERVACIONES
1 <sup>RA</sup>	20/02/2022		
2 <sup>DA</sup>			
3 <sup>RA</sup>			
FECHA APROBACIÓN		CALIFICACIÓN	FIRMA
07/03/2022		Aprobado	 Ing. Alejandro G. Gioseffi

**Registro de Modificaciones**

REVISIÓN	FECHA	OBSERVACIONES / CORRECCIONES
00	20/02/2022	Emisión Inicial

## ÍNDICE

<b>6. OPERACIÓN DE LOS SISTEMAS.....</b>	<b>55</b>
6.1 CONMUTACIÓN DE LA POTENCIA AUXILIAR.....	55
6.1.1 <i>Conmutación corta</i> .....	55
6.1.2 <i>Conmutación larga</i> .....	56
6.1.3 <i>Falla de la conmutación</i> .....	57
6.1.4 <i>Falla del sistema de emergencia diésel</i> .....	57
6.1.5 <i>Cargas principales y capacidad sistemas ininterrumpibles</i> .....	58
6.1.6 <i>Principales cargas MT barras normales de 13.2 kV (BBA y BBC)</i> .....	59
6.1.7 <i>Principales cargas MT barras normales de 6.6 kV (BBB y BBD)</i> .....	60
6.1.8 <i>Principales cargas MT barras de emergencia 6.6 kV (BDA, BDB, BDC y BDD)</i> .....	61
6.2 DESCRIPCIÓN FUNCIONAL DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE CONSUMO PROPIO. SISTEMA DE ALIMENTACIÓN DE EMERGENCIA.....	61
6.2.1 <i>Sistema de seguridad. Criterios de redundancia</i> .....	61
6.2.2 <i>Clasificación de los sistemas de emergencia</i> .....	62
6.2.3 <i>Sistema de emergencia de corta interrupción</i> .....	62
6.2.4 <i>Sistemas de energía ininterrumpible. Baterías y rectificadores</i> .....	63
6.3 CARACTERÍSTICAS DEL EQUIPAMIENTO ELÉCTRICO DE CONSUMO PROPIO.....	63
6.3.1 <i>Motores. Características generales</i> .....	63
<b>LISTADO DE FIGURAS Y TABLAS .....</b>	<b>64</b>
<b>BIBLIOGRAFÍA .....</b>	<b>64</b>

## 6. OPERACIÓN DE LOS SISTEMAS

### 6.1 CONMUTACIÓN DE LA POTENCIA AUXILIAR

El sistema de energía auxiliar provee energía para las cargas necesarias de la central nuclear durante la operación normal, y las operaciones de arranque y parada. Este sistema se subdivide en cuatro trenes que son alimentados por los bobinados de 13,2 kV y 6,6 kV de las dos unidades de transformadores auxiliares (BBT 01/02). Los transformadores son alimentados a través de una fase única totalmente cerrada ya sea desde el generador en 21 kV (*conmutación corta*) o desde la red eléctrica de 132 kV mediante el transformador externo (BCT 01) del generador (*conmutación larga*).

La capacidad de cada una de las líneas es suficiente para cubrir los requerimientos de energía de CNA II para efectuar una parada segura del reactor, removiendo el calor residual y previniendo la liberación de radiactividad en las condiciones de accidente con mayor demanda de energía eléctrica

#### 6.1.1 Conmutación corta

Asumiendo que la central está generando a máxima potencia, si se pierden las dos líneas de suministro eléctrico de 500 kV, el relé de salto de carga detectará el rechazo de carga, reduciendo la potencia del reactor y la turbina, conservando la turbina y el generador en servicio, abasteciendo las necesidades de consumo propio de CNA II hasta que se decida detener el generador. En condiciones de diseño, la reactividad en exceso del reactor permite operarlo al 80% de la potencia, evacuando el vapor excedente al condensador.

**Tabla 3. Modo de falla y análisis de los efectos para el sistema de energía eléctrica en CA. Conmutación corta.**

Ítem	Descripción	Función	Efectos de fallas	Detección de fallas	Efectos sobre el servicio de la estación o planta de energía de emergencia
1	Conexión red 500 Kv	Suministro de energía a los transformadores auxiliares BBT01 y BBT02	Pérdida de energía de la red de 500 Kv	Relés de Protección Anunciación en sala de control	Fuente de alimentación de la unidad generadora o fuente de energía externa en 132 kV
2	Transformador del generador BAT01/02/03	Transformando la energía de la unidad generadora	Pérdida de energía de la red de 500 Kv	Relés de Protección Anunciación en sala de control	Fuente de alimentación de la unidad generadora o fuente de energía externa en 132 kV

Como puede observarse en la *Tabla 3*, en caso de pérdida de energía de la red de 500kV, ya sea por falta de alimentación, o por falla en el transformador principal del generador (BAT01/02/03), el suministro de energía a los transformadores auxiliares (BBT 01/02), se realiza inicialmente a través de la fuente de alimentación de la unidad generadora en 21 kV (*conmutación corta*).

### 6.1.2 Conmutación larga

Si el rechazo de carga no es exitoso, se pierde la alimentación a las barras normales de la central desde las barras del generador de 21 kV. La falta de tensión en la barra de 21 kV, transcurridos 500 ms inician el proceso de conmutación de las cuatro barras normales BBA/B/C/D, abriendo los interruptores que la vinculan a los transformadores BBT01/02 y cerrando los interruptores de vinculación al transformador de red de reserva de 132 Kv restableciendo el suministro de energía a las barras normales de media tensión.

La potencia del transformador de red de reserva (BCT) es suficiente para mantener el reactor subcrítico, removiendo el calor residual, tanto del reactor como de los elementos combustibles gastados almacenados en pileta.

**Tabla 4. Modo de falla y análisis de los efectos para el sistema de energía eléctrica en CA. Conmutación larga.**

Ítem	Descripción	Función	Efectos de fallas	Detección de fallas	Efectos sobre el servicio de la estación o planta de energía de emergencia
3	Interruptor del generador BAC01	Desconexión o sincronización de unidad generadora	Pérdida de energía de la red de 500 Kv	Relés de Protección Anunciación en sala de control	Alimentación mediante fuente de alimentación externa en 132 kV
4	Barras del generador	Conexión entre unidad generadora, transformador del generador y transformadores auxiliares	Pérdida de energía de la red de 500 Kv y pérdida de potencia de la unidad generadora	Detección visual de juntas roscadas. Relés de protección. Anunciación en sala de control.	Alimentación mediante fuente de alimentación externa en 132 kV
5	Unidad generadora	Generación de energía eléctrica	Pérdida de potencia de unidad generadora	Relés de Protección Anunciación en sala de control	Alimentación mediante fuente de alimentación externa en 132 kV
6	Transformador auxiliar BBT01	Suministro de alimentación a 13,2/6,6 kV Tableros BBA y BBB	Pérdida de unidad de potencia del generador, pérdida de energía desde la red	Relés de Protección Anunciación en sala de control	Alimentación mediante fuente de alimentación externa en 132 kV
7	Transformador auxiliar BBT02	Suministro de alimentación a 13,2/6,6 kV Tableros BBC y BBD	Pérdida de unidad de potencia del generador, pérdida de energía desde la red	Relés de Protección Anunciación en sala de control	Alimentación mediante fuente de alimentación externa en 132 kV



Como puede observarse en la *Tabla 4*, en caso de que además de la pérdida de energía de 500 kV, no sea posible alimentar los servicios auxiliares por medio del generador principal en 21 kV (por pérdida de unidad de potencia del generador), el suministro de energía a los transformadores auxiliares (BBT 01/02), se realiza a través de la fuente de alimentación externa en 132 kV.

### 6.1.3 Falla de la conmutación

En caso de pérdida de las líneas de suministro eléctrico de 132 kV que llegan a la estación correspondiente, y suponiendo que la CNA I se encuentra en servicio, debido a un rechazo de carga exitoso es factible conservar la alimentación de las barras normales de CNA II, a través del transformador de reserva, hasta la salida de CNA I. Esta circunstancia, debido al envenenamiento del reactor de CNA I por Xenón, puede ocurrir en un período de 20 minutos aproximadamente.

Ante una situación de CNA I fuera de servicio, o por falla en el transformador BCT, las barras normales y de emergencia de CNA II se quedarán sin tensión. Transcurridos dos segundos de esta situación, la actuación del sistema de protección del reactor iniciará la apertura de los interruptores que vinculan las barras de emergencia con las barras de consumo propio y la desconexión de todas las cargas del sistema de emergencia con corta interrupción. Simultáneamente iniciará el arranque de los cuatro GD de emergencia.

Después de un tiempo de arranque de aproximadamente 10 segundos, los interruptores de los GD de cada tren estarán cerrados y las cargas volverán a conectarse en grupos de acuerdo con una secuencia preestablecida.

### 6.1.4 Falla del sistema de emergencia diésel

En caso de que se produzca la falla del sistema de emergencia Diésel, se puede conectar en forma manual las barras normales de 6,6 kV (BBB y BBD) de CNA II, a las barras normales (BA y BB) de CNA I, restableciendo el suministro de energía eléctrica en CNA II.

Este suministro de energía resulta suficiente para mantener en CNA II la refrigeración del reactor mediante venteo de vapor. Adicionalmente, se garantiza la energía suficiente para la refrigeración de los EC en pileta, por cuanto los sistemas relacionados reciben suministro de las mencionadas barras.

Si no hay tensión en las barras normales de CNA I, o la disponibilidad de energía es insuficiente, existe la posibilidad de restablecer el suministro de energía al sistema de emergencia de CNA II mediante el aporte de los GD del sistema EPS de CNA I.

Como mínimo, el funcionamiento de la instrumentación y control de tres trenes está asegurado para las funciones de monitoreo de estado de la planta, en base al suministro desde las baterías.

El tiempo disponible para controlar este evento iniciante, sin necesidad de suministro eléctrico alternativo, se ha estimado en 30 horas.

Considerando la pérdida de todas las alternativas de suministro externo, es decir, la pérdida de los suministros eléctricos de respaldo y la pérdida de cualquier suministro eléctrico alternativo, se tendrá como única fuente de energía eléctrica disponible a las baterías de +24 V y de -24 V, y las de 220 V organizadas en cuatro redundancias para las funciones de seguridad.

La disponibilidad de corriente alterna en 380/220 V está dada por cuatro grupos convertidores rotativos (uno por redundancia) formados por un motor de 220 VCC y un generador de corriente alterna auto excitado (moto-generador). Los cuatro grupos moto-generadores se encuentran físicamente separados. Existe un quinto grupo stand by, que se puede alinear con cualquiera de las redundancias reemplazando a un equipo que eventualmente necesite mantenimiento, o en caso de falla.

### 6.1.5 Cargas principales y capacidad sistemas ininterrumpibles

El sistema de suministro de energía ininterrumpido de CA consta de convertidores rotativos de CC/CA para las siguientes cargas:

- Válvulas de aislamiento de la contención.
- Iluminación de seguridad.
- Sistemas de comunicación.
- Computadoras de Supervisión (Sistema de Monitoreo OM).
- Cargas relevantes para la disponibilidad de la planta.

En la *Tabla 5*, se pueden observar algunas de ellas:

**Tabla 5. Cargas principales sistema ininterrumpible CA.**

Descripción	Tensión
PERS. REGUL. Y CIERRE INYECC. BAJO CAUD TR1	220
PERS. REGUL. Y CIERRE RECIRC. TREN 1	220
COMPRES. MEDIC. GAS	380
VÁLV. ENTR. AGUA SELLO	380
VÁLV. AISLAC. BYPASS	380
VÁLV. ESCLUSA BB	380
VÁLV VENTEO MC	380
VÁLV ALIMENT. AGUA SELLO DE EMERGENCIA	380
ILUM. RUTA ESCAPE	380
CONTR. GENERADOR AUX	380

### 6.1.6 Principales cargas MT barras normales de 13.2 kV (BBA y BBC)

En las *Tablas 6 y 7*, se pueden observar las principales cargas en 13,2kV de las barras BBA y BBC, respectivamente:

**Tabla 6. Principales cargas MT barra normal 13,2 kV BBA.**

Descripción	Sistema	Pot	In
BOMBA PRINCIPAL REFRIGERACIÓN REACTOR	BOMBA PRINCIPAL	12250	616,00
BOMBA PRINCIPAL AGUA DE ALIMENTACIÓN	BOMBAS DE AGUA DE ALIMENTACIÓN	6000	306,00
BOMBA PRINCIPAL AGUA DE REFRIGERACIÓN	BOMBAS DE AGUA DE RÍO	5750	295,00
BOMBA PRINCIPAL AGUA DE REFRIGERACIÓN	BOMBAS DE AGUA DE RÍO	5750	295

**Tabla 7. Principales cargas MT barra normal 13,2 kV BBC.**

Descripción	Sistema	Pot	In
BOMBA PRINCIPAL REFRIGERANTE	BOMBA PRINCIPAL	12250	616,00
BOMBA 1 AGUA DE ALIMENTACIÓN	BOMBAS DE AGUA DE ALIMENTACIÓN	6000	306,00
BOMBA 2 AGUA DE ALIMENTACIÓN	BOMBAS DE AGUA DE ALIMENTACIÓN	6000	306,00
BOMBA AGUA REFRI PRINCIPAL	BOMBAS DE AGUA DE RÍO	5750	295,00
TURBINA HIDRÁULICA	GENERADOR ELÉCTRICO	10810	473,00

### 6.1.7 Principales cargas MT barras normales de 6.6 kV (BBB y BBD)

En las *Tablas 8 y 9*, se pueden observar las principales cargas en 6,6 kV de las barras BBB y BBD, respectivamente:

**Tabla 8. Principales cargas MT barra normal 6,6 kV BBB.**

Descripción	Sistema	Pot	In
BOMBA DE REFRIGERACIÓN DE COMPONENTE	REFRIG.COMPONENTES DE SEGURIDAD	260	28,00
BOMBA DE REFRIGERACIÓN DE COMPONENTE	REFRIG.COMPONENTES DE SEGURIDAD	260	28,00
BOMBA DE REFRIGERACIÓN DE COMPONENTE	REFRIG.COMPONENTES DE SEGURIDAD	260	28,00
VENTILADOR 1 TOMA DE AIRE	VENTILADOR UKA	400	45,00
BOMBA CONDENSADO PRINCIPAL	BOMBAS DE CONDENSADO	815	87,00
UNIDAD REFRIGERACIÓN 2	AGUA FRÍA CONVENCIONAL CENTRAL	680	70,00
UNIDAD REFRIGERACIÓN 4	AGUA FRÍA CONVENCIONAL CENTRAL	680	70,00

**Tabla 9. Principales cargas MT barra normal 6,6 kV BBD.**

Descripción	Sistema	Pot	In
VENTILADOR 2 TOMA DE AIRE	VENTILADOR UKA	400	45,00
BOMBA 2 CONDENSADO PRINCIPAL	BOMBAS DE CONDENSADO	815	87,00
BOMBA 3 CONDENSADO PRINCIPAL	BOMBAS DE CONDENSADO	815	87,00
UNIDAD REFRIGERACIÓN 1	AGUA FRÍA CONVENCIONAL CENTRAL	680	70,00
UNIDAD REFRIGERACIÓN 3	AGUA FRÍA CONVENCIONAL CENTRAL	680	70,00

### 6.1.8 Principales cargas MT barras de emergencia 6.6 kV (BDA, BDB, BDC y BDD)

En la *Tabla 10*, se pueden observar las principales cargas en 6.6kV de las barras de emergencia BDB,BDB,BDC y BDD:

**Tabla 10. Principales cargas MT barras de emergencia 6,6 kV BDA, BDB, BDC, BDD.**

Descripción	Sistema	Pot	In
BOMBA INYECCIÓN SEGURIDAD PRINCIPAL	INYECCIÓN DE SEGURIDAD	1530	154,00
BOMBA REFRIGERACIÓN DE COMPONENTES	REFRIG.COMONENTES DE SEGURIDAD	260	28,00
BOMBA REFRIGERACIÓN INTERM. KAG	SISTEMA INTERMEDIO DE REMOCIÓN DE CALOR RESIDUAL	265	28,00
BOMBA 1 ARRANQUE/PARADA	BOMBAS DE ARRANQUE Y PARADA	333	34,00
BOMBA AGUA REFRIGERACIÓN ASEGUR.	BOMBAS DE AGUA DE RÍO ASEGURADA	1070	119,00
MÁQUINA FRIGORÍFICA	SISTEMA CENTRAL DE AGUA FRÍA ASEGURADA	560	58,00

## 6.2 DESCRIPCIÓN FUNCIONAL DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE CONSUMO PROPIO. SISTEMA DE ALIMENTACIÓN DE EMERGENCIA

### 6.2.1 Sistema de seguridad. Criterios de redundancia

La energía requerida para la parada segura del reactor, y mantenerlo en la condición de parada, para la implementación del Sistema de Remoción de Calor Residual, y la prevención de liberación de radiactividad, tanto en funcionamiento normal como en condición de accidente debido a fallas en sistemas, así como también, algunas cargas importantes para la disponibilidad de la central, es suministrada por el Sistema de Energía Eléctrica de Emergencia CA.

El criterio de redundancia es tal, que los sistemas relacionados con la seguridad se dividen en cuatro trenes independientes, cada uno capaz de suministrar el 50% de la energía necesaria para llevar a cabo las funciones necesarias para el control de la planta.

Por otro lado, como el Sistema de Energía de Emergencia está siempre en funcionamiento, con excepción de los equipos diésel, se asegura la operatividad del sistema, con interruptores y equipamientos extraíbles para su mantenimiento, y la inmediata detección de fallas o perturbaciones en sus componentes, enunciadas a través de alarmas.

### 6.2.2 Clasificación de los sistemas de emergencia

El Sistema de Energía de Emergencia CA está dividido en dos subsistemas, uno de corta interrupción, compuesto por trenes independientes con grupos diésel de arranque rápido, y otro sin interrupción, el cual es alimentado directamente desde baterías de 220 Vcc o 24 Vcc.

### 6.2.3 Sistema de emergencia de corta interrupción

Como se mencionó en los puntos anteriores, en caso de que falle el Sistema de Energía Auxiliar, se cuenta con el Sistema de Energía de Emergencia CA, a través de cuatro grupos electrógenos diésel de 6500 kVA, cuya capacidad y redundancia es tal, que cada uno de ellos puede suministrar el 50% de la energía necesaria para la parada de la planta y la mitigación de accidentes. Los principales componentes de este sistema son:

- Cuatro grupos electrógenos diésel de 6500 kVA, 6,6 kV cada uno.
- Cuatro barras de 6,6 kV BDA, BDB, BDC, BDD.
- Ocho transformadores de 1600 kVA, secos, con relación de transformación 6,6/0,4 kV.
- Ocho barras de 0,4 kV.

Este sistema está conectado a las secciones de barras de 6,6 kV BBB y BBD del Sistema de Energía Auxiliar de la planta. En condiciones normales, el Sistema de Energía Auxiliar alimenta al Sistema de Energía de Emergencia, tanto con generación propia como a través de las conexiones externas. En caso de que estos sistemas fallen, cada uno de los trenes independientes del Sistema de Energía Auxiliar cuenta con equipos diésel de arranque rápido, que pueden tomar carga entre 20 y 30 segundos después del encendido, por lo que se denomina a este sistema de corta interrupción. Todas las conmutaciones entre alimentadores propios, externos o a través de grupos diésel se realizan dentro del sistema de energía auxiliar.

La orden de puesta en marcha y parada de los equipos diésel está comandada por el Sistema de Protección del Reactor, con un retraso de dos segundos luego de la pérdida de energía en el Sistema de Energía Auxiliar para evitar arranques innecesarios de los equipos por operaciones de conmutación en el Sistema de Energía Auxiliar. Una vez que los grupos entran en régimen, la carga se hace de manera secuencial con un orden preestablecido, también a través del Sistema de Protección del Reactor.

El monitoreo y control del Sistema Diésel de Emergencia se hace a través de la sala de control principal, donde se dispone de información como posición de todos los interruptores, tensión en todas las barras, frecuencia del sistema, posición de los arrancadores de motor, y alarmas de protecciones con registro de protocolos.

Los trenes de grupos diésel son independientes entre sí, y cada uno cuenta con sus propios sistemas auxiliares:

- Sistema de combustible.
- Sistema de aceite lubricante.
- Sistema de arranque con aire comprimido.
- Sistema de refrigeración de agua.
- Sistema de admisión de aire.
- Sistema de escape de gases.

#### 6.2.4 Sistemas de energía ininterrumpible. Baterías y rectificadores

El Sistema de Energía de Emergencia de corta duración demora menos de un minuto en tomar la totalidad de las cargas, como se mencionó en el punto 6.2.3. Sin embargo, algunas cargas deben mantenerse operativas en todo momento, por lo que son alimentadas directamente desde el Sistema de Energía Ininterrumpible en CA, independiente del Sistema de Energía de corta interrupción. Este sistema también está dispuesto por cuatro trenes independientes, cada uno alimentado por un convertidor rotativo que consta de un motor de CC alimentado desde el mismo tren, y un generador de CA. Si bien la redundancia está en función de los procesos relacionados con la seguridad y los sistemas eléctricos, también se dispone de un convertidor adicional stand-by que puede ser alimentado desde cualquiera de los trenes, de manera que sustituya a cualquiera de los cuatro convertidores propios de cada sección en caso de que tenga una falla. Los convertidores rotativos de cada tren están continuamente en funcionamiento, proporcionando la energía para las cargas que cada uno tiene conectadas, por lo que una falla en el Sistema de Energía Auxiliar no tiene influencia sobre el Suministro de Energía Ininterrumpido.

Los principales componentes del Sistema de Energía de Emergencia Ininterrumpido son:

- Cinco convertidores rotativos de 220 Vcc / 380 Vca, siendo uno de reserva.
- Cuatro barras 380/220 Vca de suministro ininterrumpible.
- Un convertidor estático de 220 V.
- Una barra de 220 Vca, alimentada desde el convertidor estático.
- Una barra de 380/220 Vca para la conmutación del convertidor de reserva a la barra con falla.

Las barras de distribución de los convertidores, ante la falla de alguno de estos, puede conmutarse a una barra de distribución en CA del sistema de emergencia diésel, con un tiempo de interrupción extremadamente corto, de aproximadamente 0,3 s.

### 6.3 CARACTERÍSTICAS DEL EQUIPAMIENTO ELÉCTRICO DE CONSUMO PROPIO

#### 6.3.1 Motores. Características generales.

Para el caso de los motores de media tensión, la tensión nominal para potencias entre 200 kW y 1500 kW es de 6,6 kV, 50 Hz, y para los motores superiores a 1500 kW es 13,2 kV, 50 Hz. Los motores son capaces de proporcionar potencia nominal ante desviaciones de  $\pm 5\%$  de tensión y/o frecuencias nominales. Son del tipo inducción de CA con rotor de jaula de ardilla y con arranque directo. Tres arranques en frío y dos arranques en caliente. Siempre se dimensionan de forma tal que el par motor sea siempre mayor al par resistente de la máquina accionada. La temperatura de los bobinados del estator se controla con termómetros de resistencia. Los motores con intercambiadores de calor aire/agua poseen termómetros de resistencia dobles para monitoreo en frío y caliente.

Por otro lado, para los motores de baja tensión, son normalmente refrigerados por aire o enfriados por intercambiadores de calor aire/agua. Los motores de baja tensión se utilizan hasta 200kW. La tensión nominal es de 380 V, 50Hz. Los motores pueden funcionar continuamente con una potencia nominal, ante desviaciones de  $\pm 5\%$  de tensión y  $\pm 10\%$  en frecuencia. Mismas consideraciones para el par de arranque, y para la cantidad de arranques en frío y caliente. No se proporcionan dispositivos de monitoreo de temperatura para los motores en baja tensión. Fusibles para protección contra cortocircuitos, y protección por sobrecarga se proporcionan en los interruptores de baja tensión.

## LISTADO DE FIGURAS Y TABLAS

<b>Tabla 3. Modo de falla y análisis de los efectos para el sistema de energía eléctrica en CA. Conmutación corta.</b> .....	55
<b>Tabla 4. Modo de falla y análisis de los efectos para el sistema de energía eléctrica en CA. Conmutación larga.</b> .....	56
<b>Tabla 5. Cargas principales sistema ininterrumpible CA.</b> .....	58
<b>Tabla 6. Principales cargas MT barra normal 13,2 kV BBA.</b> .....	59
<b>Tabla 7. Principales cargas MT barra normal 13,2 kV BBC.</b> .....	59
<b>Tabla 8. Principales cargas MT barra normal 6,6 kV BBB.</b> .....	60
<b>Tabla 9. Principales cargas MT barra normal 6,6 kV BBD.</b> .....	60
<b>Tabla 10. Principales cargas MT barras de emergencia 6,6 kV BDA, BDB, BDC, BDD.</b> .....	61

## BIBLIOGRAFÍA

- L. Mendez, Dos Reis P. Fundamentos de Física Moderna y aplicaciones de la tecnología nuclear. Atucha I (20B). Argentina. 2020
- Ing. Alejandro Gustavo Gioseffi. Introducción a centrales nucleares. Cátedra Centrales y protecciones eléctricas. Argentina. 2021.





**UTN**  
UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA NACIONAL  
FACULTAD REGIONAL AVELLANEDA



**UTN**  
**INGENIERÍA**  
**ELÉCTRICA**

**ASIGNATURA:** Proyecto Final

**AÑO:** 5to

**CURSO:** 41

**CICLO LECTIVO:** 2021

**DOCENTE:** Ing. Carlos Santo

**Coord.:** Ing. Alejandro Gioseffi

***“CENTRAL NUCLEAR ATUCHA II”***

**Tópico N° 7**

***“Unifilar simplificado”***

LEGAJO		APELLIDO Y NOMBRES		E-MAIL
104949		Barrera, Lucas Alejandro		lucasbarrera97@gmail.com
106493		Fariñas, Tomás Agustín		tomas_fari@hotmail.com
105400		Martínez, Juan Cruz		juaniimartinez14@gmail.com
PRES.	FECHA ENTREGA	FECHA DEVOL.	OBSERVACIONES	
1 <sup>RA</sup>	20/02/2022			
2 <sup>DA</sup>				
3 <sup>RA</sup>				
FECHA APROBACIÓN		CALIFICACIÓN		FIRMA
07/03/2022		Aprobado		 Ing. Alejandro G. Gioseffi

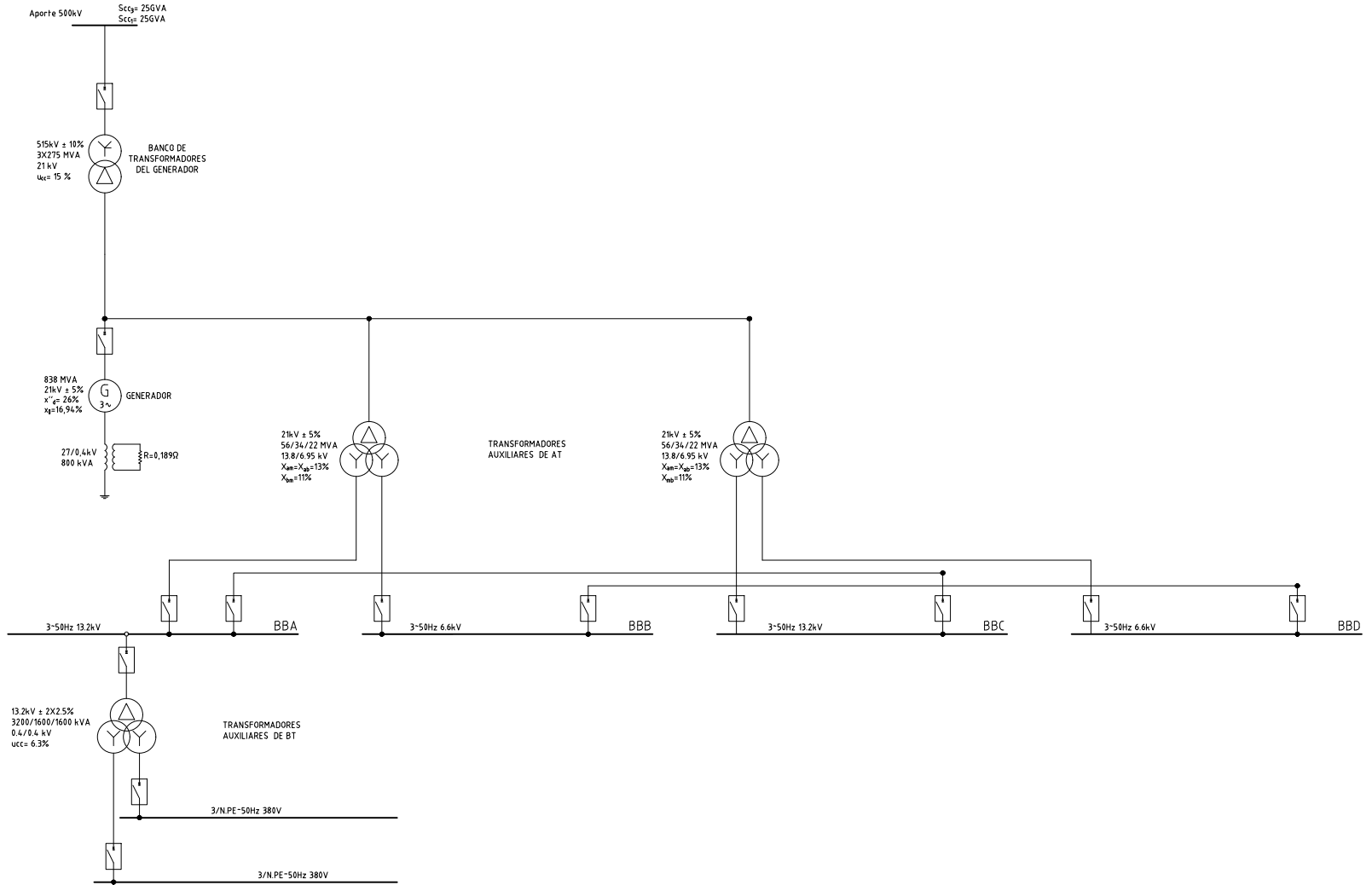
**Registro de Modificaciones**

REVISIÓN	FECHA	OBSERVACIONES / CORRECCIONES
00	20/02/2022	Emisión Inicial

## ÍNDICE

7. UNIFILAR SIMPLIFICADO .....	67
--------------------------------	----

# UNIFILAR SIMPLIFICADO





**UTN**  
UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA NACIONAL  
FACULTAD REGIONAL AVELLANEDA



**UTN**  
**INGENIERÍA**  
**ELÉCTRICA**

**ASIGNATURA:** Proyecto Final

**AÑO:** 5to

**CURSO:** 41

**CICLO LECTIVO:** 2021

**DOCENTE:** Ing. Carlos Santo

**Coord.:** Ing. Alejandro Gioseffi

***“CENTRAL NUCLEAR ATUCHA II”***

**Tópico N° 8**

***“Cálculo de cortocircuito”***

LEGAJO		APELLIDO Y NOMBRES		E-MAIL
104949		Barrera, Lucas Alejandro		lucasbarrera97@gmail.com
106493		Fariñas, Tomás Agustín		tomas_fari@hotmail.com
105400		Martínez, Juan Cruz		juaniimartinez14@gmail.com
PRES.	FECHA ENTREGA	FECHA DEVOL.	OBSERVACIONES	
1 <sup>RA</sup>	20/02/2022			
2 <sup>DA</sup>				
3 <sup>RA</sup>				
FECHA APROBACIÓN		CALIFICACIÓN		FIRMA
07/03/2022		Aprobado		 Ing. Alejandro G. Gioseffi

**Registro de Modificaciones**

REVISIÓN	FECHA	OBSERVACIONES / CORRECCIONES
00	20/02/2022	Emisión Inicial

## ÍNDICE

<b>8. CÁLCULO DE CORTOCIRCUITO .....</b>	<b>71</b>
8.1 CÁLCULO DEL RESISTOR DE NEUTRO DEL GENERADOR .....	73
8.1.1 Puesta a tierra de generadores .....	73
8.1.2 Factores que influyen en la selección de un sistema de puesta a tierra .....	74
8.1.3 Sobrevoltajes en los sistemas de potencia .....	75
8.1.4 Dimensionamiento de “R” para el secundario del transformador de puesta a tierra .....	75
8.1.5 Cálculo del resistor de neutro .....	75
8.2 CÁLCULO DE CORTOCIRCUITO TRIFÁSICO .....	76
8.2.1 Diagrama de secuencia de cortocircuito trifásico en 21 kV .....	76
8.2.2 Diagrama de secuencia de cortocircuito trifásico en 13,2 kV .....	77
8.2.3 Diagrama de secuencia de cortocircuito trifásico en 6.6 kV .....	78
8.2.4 Diagrama de secuencia de cortocircuito trifásico en 0.38 kV .....	79
8.3 CÁLCULO DE CORTOCIRCUITO MONOFÁSICO .....	80
8.3.1 Diagrama de secuencia de cortocircuito monofásico en 21 kV .....	80
8.3.2 Diagrama de secuencia de cortocircuito monofásico en 13,2 Kv .....	81
8.3.3 Diagrama de secuencia de cortocircuito monofásico en 6.6 kV .....	82
8.3.4 Diagrama de secuencia de cortocircuito monofásico en 0.38 kV .....	83
8.4 CÁLCULO DE CORTOCIRCUITO BIFÁSICO AISLADO .....	84
8.4.1 Diagrama de secuencia de cortocircuito bifásico aislado en 21 kV .....	84
8.4.2 Diagrama de secuencia de cortocircuito bifásico aislado en 13,2 Kv .....	85
8.4.3 Diagrama de secuencia de cortocircuito bifásico aislado en 6.6 kV .....	86
8.4.4 Diagrama de secuencia de cortocircuito bifásico aislado en 0.38 kV .....	87
8.5 CÁLCULO DE CORTOCIRCUITO BIFÁSICO A TIERRA .....	88
8.5.1 Diagrama de secuencia de cortocircuito bifásico a tierra en 21 kV .....	89
8.5.2 Diagrama de secuencia de cortocircuito bifásico a tierra en 13,2 Kv .....	90
8.5.3 Diagrama de secuencia de cortocircuito bifásico a tierra en 6.6 kV .....	92
8.5.4 Diagrama de secuencia de cortocircuito bifásico a tierra en 0.38 Kv .....	93
8.6 CÁLCULO DE $I_s$ .....	94
8.6.1 Para barra de 21 kV .....	95
8.6.2 Para barra de 13,2 kV .....	96
8.6.3 Para barra de 6,6 kV .....	97
8.6.4 Para barra de 0,38 kV .....	97
8.7 CÁLCULO DE $I_A$ .....	98
8.7.1 Para barra de 21 kV .....	98
8.7.2 Para barra de 13,2 kV .....	99

---

8.7.3 Para barra de 6,6 Kv .....	100
8.7.4 Para barra de 0,38 kV .....	100
<b>8.8 CÁLCULO DE <math>I_{th}</math>.....</b>	<b>101</b>
8.8.1 Para barra de 21 kV.....	103
8.8.2 Para barra de 13,2 kV .....	103
8.8.3 Para barra de 6,6 kV .....	103
8.8.4 Para barra de 0,38 kV .....	103
8.9 TABLA RESUMEN DE RESULTADOS OBTENIDOS .....	104
8.10 VERIFICACIÓN DE RESULTADOS OBTENIDOS MEDIANTE SOFTWARE “POWERWORLD” .....	105
<b>LISTADO DE FIGURAS Y TABLAS .....</b>	<b>107</b>
<b>BIBLIOGRAFÍA .....</b>	<b>108</b>

## 8. CÁLCULO DE CORTOCIRCUITO

En términos generales, se puede definir al cortocircuito como una conexión de baja impedancia, entre dos o más puntos de un sistema, que normalmente están a diferente potencial. De aquí se desprende que las corrientes originadas por los cortocircuitos son muy superiores a las nominales del sistema, y traen aparejados inconvenientes como esfuerzos térmicos y dinámicos en todos los componentes por los que atraviesa, y, si no son limitadas y eliminadas, pueden provocarles daños irreparables.

Por los motivos explicados en el párrafo anterior, todos los componentes integrantes de un sistema eléctrico se seleccionan de forma que sean capaces de soportar todos los esfuerzos derivados de las corrientes de cortocircuito, durante el tiempo que persista, en función de la actuación de las protecciones.

Los factores determinantes de la magnitud de la corriente de cortocircuito son:

- Tipo de cortocircuito: monofásico, bifásico, trifásico, aislados o a tierra.
- Tipo de fuente: generador, red de potencia infinita.
- Instante en que se produce el cortocircuito, respecto de la onda de tensión.
- Aporte de las cargas, como motores sincrónicos, o asíncrónicos.
- Configuración del sistema.

Con las corrientes máximas se determinarán los poderes de corte y de cierre de los interruptores, las solicitaciones térmicas y electrodinámicas de los componentes.

Estadísticamente, la probabilidad de ocurrencia de cortocircuitos por tipo es la siguiente:

- Trifásico: 5%.
- Bifásico aislado o a tierra: 15%.
- Monofásico: 80%.

Los generadores presentan un comportamiento particular frente a un cortocircuito, que se hace más notorio cuanto más cerca de sus bornes se produce la falla, e influye en la forma de onda de la corriente. Esto es debido a la reacción de inducido, que provoca durante el desarrollo del cortocircuito, un debilitamiento en el campo de excitación del generador, disminuyendo, en consecuencia, la tensión en sus bornes. Esta disminución se asimila a un proceso en el cual la tensión se mantiene constante, y lo que varía en el tiempo es la impedancia del generador, incrementando su valor, por lo que la corriente de cortocircuito disminuirá su valor hasta un régimen permanente determinado.

En consecuencia, la forma de onda de la corriente tendrá un valor pico, que se irá amortiguando hasta un valor estático, como se muestra en la siguiente figura:

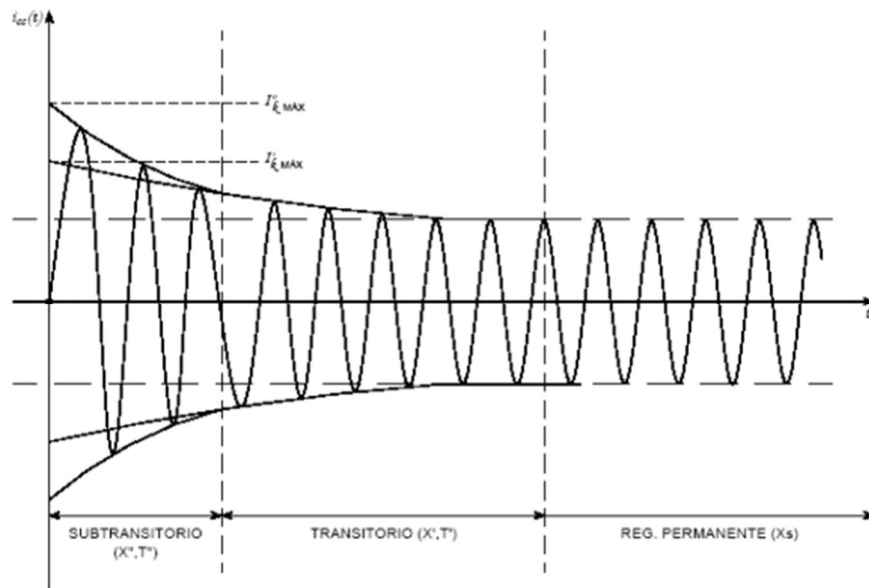


Figura 15. Forma de onda de la corriente para una falla cercana al generador. Apunte Instalaciones eléctricas y luminotecnia. Ing. Daniel A. Vecchio.

Se destacan en la *Figura 15* los tres períodos característicos de la forma de onda de la corriente de falla cercana al generador, donde se presentan también tres valores de impedancia, en correspondencia con la disminución de la corriente a través del tiempo, provocando, cada una de ellas, la circulación de la corriente subtransitoria ( $I''_k$ ), la corriente transitoria ( $I'_k$ ), y la corriente permanente ( $I_k$ ). Los valores de impedancia correspondientes a cada tramo son los siguientes:

- Reactancia subtransitoria  $X_d''$ : abarca la reactancia de dispersión de los arrollamientos estáticos y rotóricos del generador, incluyendo, en la dispersión rotórica, la influencia del arrollamiento de amortiguación de las piezas macizas del rotor.
- Reactancia transitoria  $X_d'$ : incluye la reactancia de dispersión de los arrollamientos estáticos y de excitación del generador.
- Reactancia permanente  $X_d$ : es la reactancia de dispersión estática, más la reactancia del inducido.

En los cálculos de cortocircuito realizados, en todos los casos, se empleó el teorema de Fortescue (componentes simétricas), para la obtención de la corriente inicial simétrica de cortocircuito (subtransitoria  $I''_k$ ). Luego, para calcular las corrientes que efectivamente se utilizan en el dimensionamiento de las instalaciones ( $I_{th}$ ,  $I_s$ ,  $I_a$ ) se tuvieron en cuenta las recomendaciones y simplificaciones indicadas en la normativa IEC 60699 (VDE 102), partiendo de la  $I''_k$ .



## 8.1 CÁLCULO DEL RESISTOR DE NEUTRO DEL GENERADOR

### 8.1.1 Puesta a tierra de generadores

Se utilizan principalmente dos métodos en los bobinados estatóricos. Uno de ellos es el de alta impedancia, y el otro de baja impedancia. A continuación, se detallará cada uno

#### Puesta a tierra de baja impedancia

Este tipo de puesta a tierra se suele usar en pequeños generadores, y se hace a través de una pequeña impedancia, resistencia o reactancia, que se utiliza para limitar las corrientes de falla.

Al utilizar una reactancia, la corriente de falla podrá tomar valores desde 100 A hasta el 100% de la corriente de falla trifásica en bornes del generador, disminuyendo los esfuerzos dinámicos y las sobretensiones.

Si en cambio se utiliza una resistencia, se dimensionará de modo que la falla tome valores de 100 A hasta el 150% del valor de la corriente del generador.

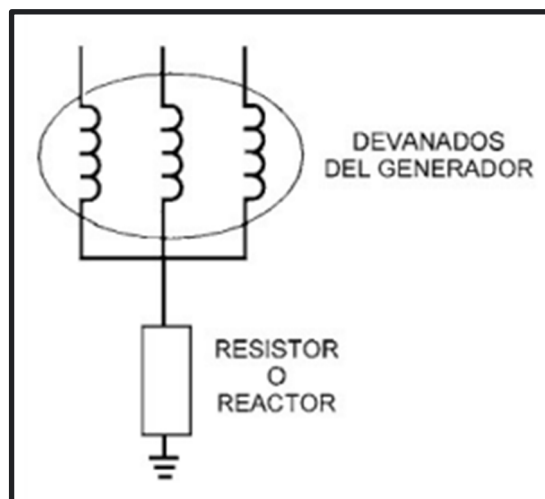


Figura 16. Puesta a tierra de baja impedancia en generadores.

En el caso de tener varios generadores de baja potencia en paralelo, se suele referirlos a una barra común y realizar la vinculación a tierra a través de un transformador.

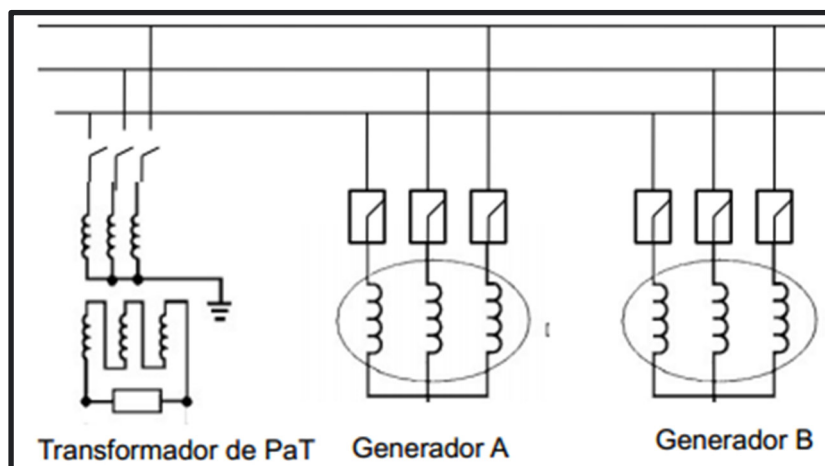


Figura 17. Puesta a tierra de generadores en paralelo a través de transformador.

### Puesta a tierra de alta impedancia

Este tipo de puesta a tierra se suele utilizar en generadores con potencias mayores a 10 MVA, y consta de conectar el resistor de puesta a tierra a través de un transformador. Este método permite limitar las corrientes a pocos amperes, comúnmente entre 5 y 25 A.

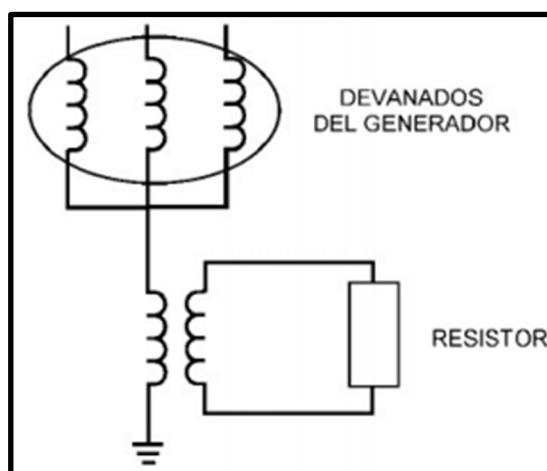


Figura 18. Puesta a tierra de alta impedancia a través de generador.

### 8.1.2 Factores que influyen en la selección de un sistema de puesta a tierra

El principal factor que influye en la selección de un sistema de puesta a tierra, es la potencia de la máquina generadora, y de las corrientes de falla monofásica que se admitan. La puesta a tierra sólida, sin impedancia intercalada, sólo se aplica a generadores pequeños de baja tensión. En el caso de generadores en alta tensión, se inserta usualmente una impedancia para limitar la corriente de falla a tierra a los siguientes valores:

- Corriente nominal del generador.
- 200-150% de la corriente nominal del generador (puesta a tierra de baja impedancia).
- 5-25 Amperes (puesta a tierra de alta impedancia).

### 8.1.3 Sobrevoltajes en los sistemas de potencia

La elección de la corriente de falla, no responde solo a la necesidad de preservar las láminas del núcleo magnético, sino también a las sobretensiones transitorias que aparecerán a través del arco que produzca la falla. Estas sobretensiones, tienen lugar por la descarga de las capacidades contenidas en todos los componentes vinculados galvánicamente (capacidad de las tres fases del estator, cables de vinculación con el transformador principal, cables de vinculación con el transformador auxiliar, capacidad de los bobinados primarios de los transformadores).

Para limitar estas sobretensiones a valores que soporten la aislación, la resistencia total del circuito estático, incluyendo la resistencia de puesta a tierra del núcleo, no debe exceder la impedancia a frecuencia del sistema de la capacidad acumulada.

### 8.1.4 Dimensionamiento de "R" para el secundario del transformador de puesta a tierra

Cuando se selecciona la resistencia que se colocará en el secundario del transformador se debe velar que, ante una falla monofásica a tierra en terminales del generador, la corriente circulante sea igual o mayor a la corriente capacitiva (ICF) que aporta a la falla, la cual considera la capacitancia de secuencia cero de los devanados del estator y de los elementos asociados al mismo, ya sean transformadores de tensión, conductores, transformadores de servicios auxiliares, etc.

Al conectar la resistencia a través de un transformador de relación de transformación "N":

$$R_{PAT} = \frac{1}{3 \cdot \omega \cdot C \cdot N^2}$$

Donde:

$C$ : capacidad acumulada del sistema de generación.

$\omega$ : pulsación angular.

El transformador en donde se conectará la resistencia, debe cumplir con ciertos requisitos. En primer lugar, no debe saturarse, para evitar condiciones de ferro-resonancia. Para ello, se considera que la f.e.m. del codo de saturación del bobinado primario, se sitúe en 1,3 veces la tensión nominal del generador. Por otro lado, hay que tener en consideración la aislación del bobinado primario.

### 8.1.5 Cálculo del resistor de neutro

Se empleará un sistema de puesta a tierra por medio de un transformador 1,3\*21/0,4 kV. Como dato, se tienen los valores de capacidad:

$C_{gen} = 1,2 \mu F$  (capacidad dispersa generador).

$C_{trafo} = 0,02 \mu F$  (capacidad dispersa transformador).

$C_{barra} = 0,014 \mu F$  (capacidad dispersa barra).

Por lo tanto, la capacidad equivalente será:

$$C_{eqv} = C_{gen} + C_{trafo} + C_{barra} = 1,234 \mu F$$

El resistor de puesta a tierra en el secundario del transformador, calculado a partir de la impedancia capacitiva:

$$R_{PAT} = \frac{1}{2\pi \cdot f \cdot C_{eqv} \cdot N^2} = 0,554 \Omega$$

Sin embargo, luego de realizar los cálculos de cortocircuito, se obtenían valores de corriente de falla monofásica que eran muy bajos. A fin de lograr una sensibilidad adecuada en las protecciones 51G y 51GN, se buscó obtener un valor de resistencia de puesta a tierra, que modifique el valor de corriente de falla monofásica a 25A. Considerando esto, se obtuvo:

$$R_{PAT} = 0,187 \Omega$$

## 8.2 CÁLCULO DE CORTOCIRCUITO TRIFÁSICO

Según el análisis matemático del teorema de Fortescue, para el cálculo del cortocircuito trifásico se emplea el diagrama de secuencia directa.

### 8.2.1 Diagrama de secuencia de cortocircuito trifásico en 21 kV

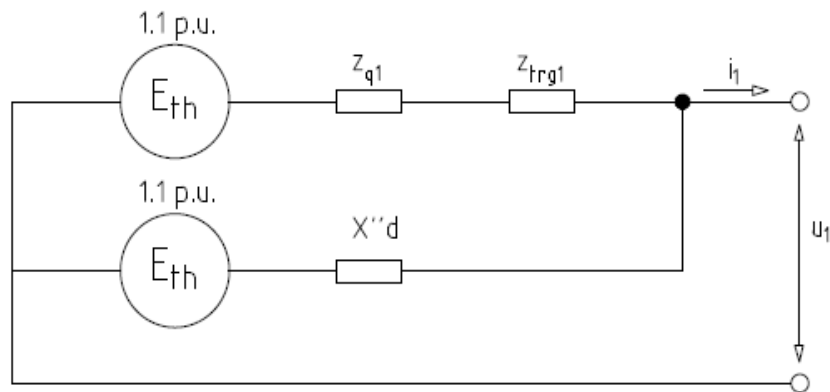


Figura 19. Diagrama de secuencia cortocircuito trifásico en 21 kV

#### Referencias:

$E_{th}$ : fuente equivalente Thevenin

$Z_{q1}$ : impedancia equivalente de aporte de la red (secuencia directa).

$Z_{trg1}$ : impedancia del transformador del generador (secuencia directa).

$X''_d$ : reactancia subtransitoria del generador.

La impedancia equivalente de cortocircuito trifásico, en la barra de 21 kV, es:

$$Z_{eqv} = \frac{(Z_{q1} + Z_{trg1}) \cdot (X''_d)}{Z_{q1} + Z_{trg1} + X''_d}$$

Resultando en una corriente subtransitoria:

$$I''_k(3\phi, 21kV) = \frac{1,1}{Z_{eqv}} \cdot I_{base} = 231,4 \text{ kA}$$

Realizando el pasaje al sistema R-S-T:

$$|I_R| = |I_S| = |I_T| = 231,4 \text{ kA}$$

### 8.2.2 Diagrama de secuencia de cortocircuito trifásico en 13,2 kV

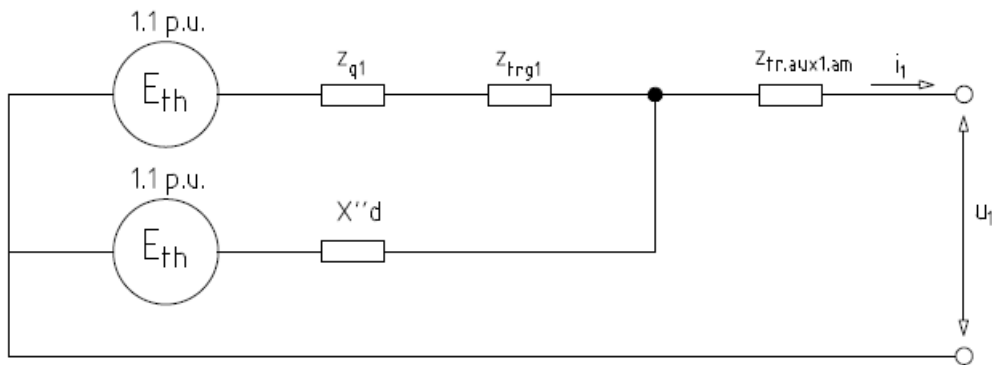


Figura 20. Diagrama de secuencia cortocircuito trifásico en 13,2 kV.

#### Referencias:

$E_{th}$ : fuente equivalente Thevenin

$Z_{q1}$ : impedancia equivalente de aporte de la red (secuencia directa).

$Z_{trg1}$ : impedancia del transformador del generador (secuencia directa).

$X''_d$ : reactancia subtransitoria del generador.

$Z_{tr.aux1.am}$ : impedancia alta-media del transformador AT de servicios auxiliares (secuencia directa).

La impedancia equivalente de cortocircuito trifásico, en la barra de 13,2 kV, es:

$$Z_{eqv} = \frac{(Z_{q1} + Z_{trg1}) \cdot (X''_d)}{Z_{q1} + Z_{trg1} + X''_d} + Z_{tr.aux1.am}$$

Resultando en una corriente subtransitoria:

$$I''_k(3\phi, 13,2kV) = \frac{1,1}{Z_{eqv}} \cdot I_{base} = 19,6 \text{ kA}$$

Realizando el pasaje al sistema R-S-T:

$$|I_R| = |I_S| = |I_T| = 19,6 \text{ kA}$$

### 8.2.3 Diagrama de secuencia de cortocircuito trifásico en 6.6 kV

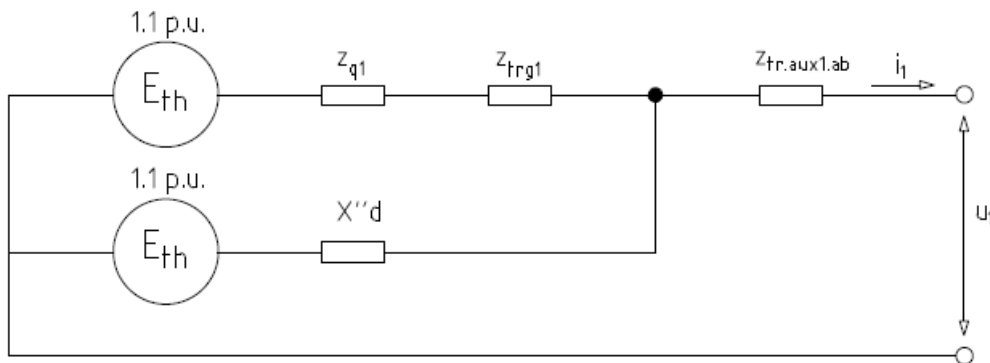


Figura 21. Diagrama de secuencia cortocircuito trifásico en 6,6 kV.

#### Referencias:

$E_{th}$ : fuente equivalente Thevenin

$Z_{q1}$ : impedancia equivalente de aporte de la red (secuencia directa).

$Z_{trg1}$ : impedancia del transformador del generador (secuencia directa).

$X''_d$ : reactancia subtransitoria del generador.

$Z_{tr.aux1.ab}$ : impedancia alta-baja del transformador AT de servicios auxiliares (secuencia directa).

La impedancia equivalente de cortocircuito trifásico, en la barra de 6,6 kV, es:

$$Z_{eqv} = \frac{(Z_{q1} + Z_{trg1}) \cdot (X''_d)}{Z_{q1} + Z_{trg1} + X''_d} + Z_{tr.aux1.ab}$$

Resultando en una corriente subtransitoria:

$$I''_k(3\phi, 6,6kV) = \frac{1,1}{Z_{eqv}} \cdot I_{base} = 39,2 \text{ kA}$$

Realizando el pasaje al sistema R-S-T:

$$|I_R| = |I_S| = |I_T| = 39,2 \text{ kA}$$

#### 8.2.4 Diagrama de secuencia de cortocircuito trifásico en 0.38 kV

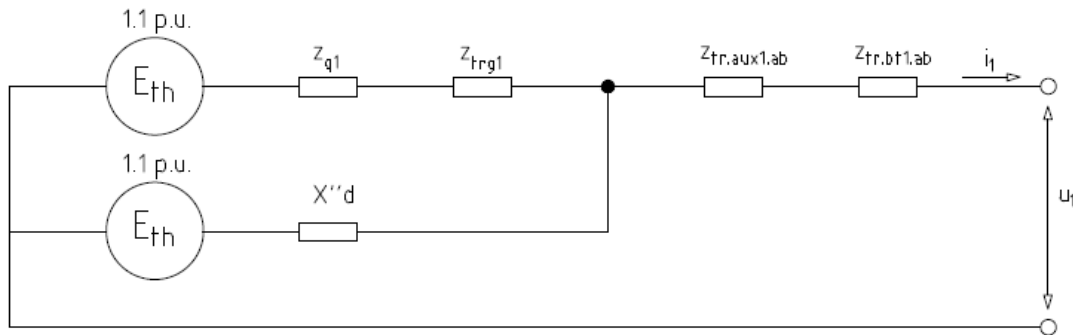


Figura 22. Diagrama de secuencia cortocircuito trifásico en 0,38 kV.

#### Referencias:

$E_{th}$ : fuente equivalente Thevenin

$Z_{q1}$ : impedancia equivalente de aporte de la red (secuencia directa).

$Z_{trg1}$ : impedancia del transformador del generador (secuencia directa).

$X''_d$ : reactancia subtransitoria del generador.

$Z_{tr.aux1.ab}$ : impedancia alta-baja del transformador AT de servicios auxiliares (secuencia directa).

$Z_{tr.bt1.ab}$ : impedancia del transformador BT de servicios auxiliares (secuencia directa).

La impedancia equivalente de cortocircuito trifásico, en la barra de 0,38kV, es:

$$Z_{eqv} = \frac{(Z_{q1} + Z_{trg1}) \cdot (X''_d)}{Z_{q1} + Z_{trg1} + X''_d} + Z_{tr.aux1.ab} + Z_{tr.bt1.ab}$$

Resultando en una corriente subtransitoria:

$$I''_{k(3\phi, 0,38kV)} = \frac{1,1}{Z_{eqv}} \cdot I_{base} = 74,8 \text{ kA}$$

Realizando el pasaje al sistema R-S-T:

$$|I_R| = |I_S| = |I_T| = 74,8 \text{ kA}$$

### 8.3 CÁLCULO DE CORTOCIRCUITO MONOFÁSICO

Según el análisis matemático del teorema de Fortescue, para el cálculo del cortocircuito monofásico se emplean los diagramas de secuencia directa, inversa y homopolar, conectados en serie.

#### 8.3.1 Diagrama de secuencia de cortocircuito monofásico en 21 kV

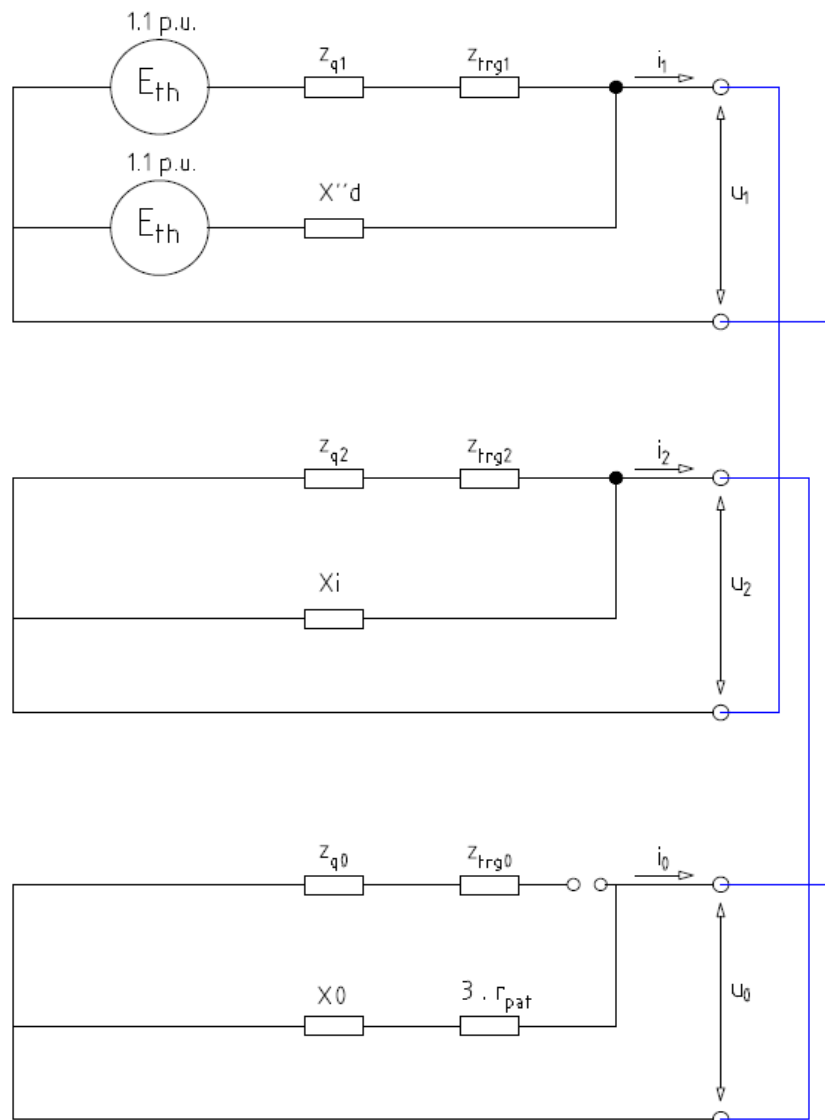


Figura 23. Diagrama de secuencia cortocircuito monofásico en 21 kV.

#### Referencias:

$E_{th}$ : fuente equivalente Thevenin

$Z_{q1}, Z_{q2}, Z_{q0}$ : impedancias equivalentes de aporte de la red (secuencias directa, inversa y homopolar).

$Z_{trg1}, Z_{trg2}, Z_{trg0}$ : impedancias del transformador del generador (secuencias directa, inversa y homopolar).

$X''_d, X_i, X_0$ : reactancias subtransitoria, inversa y homopolar del generador.



$r_{PAT}$ : resistor de puesta a tierra.

La impedancia equivalente de cortocircuito monofásico, en la barra de 21kV, es:

$$Z_{eqv} = \left[ \frac{(Z_{q1} + Z_{trg1}) \cdot (X''_d)}{Z_{q1} + Z_{trg1} + X''_d} \right] + \left[ \frac{(Z_{q2} + Z_{trg2}) \cdot (X_i)}{Z_{q2} + Z_{trg2} + X_i} \right] + (X_0 + r_{PAT})$$

Resultando en una corriente subtransitoria:

$$I''_{k(1\phi, 21kV)} = \frac{3,3}{Z_{eqv}} \cdot I_{base} = 25,8 \text{ A}$$

Realizando el pasaje al sistema R-S-T:

$$|I_R| = 25,8 \text{ A}$$

$$|I_S| = |I_T| = 0 \text{ A}$$

### 8.3.2 Diagrama de secuencia de cortocircuito monofásico en 13,2 Kv

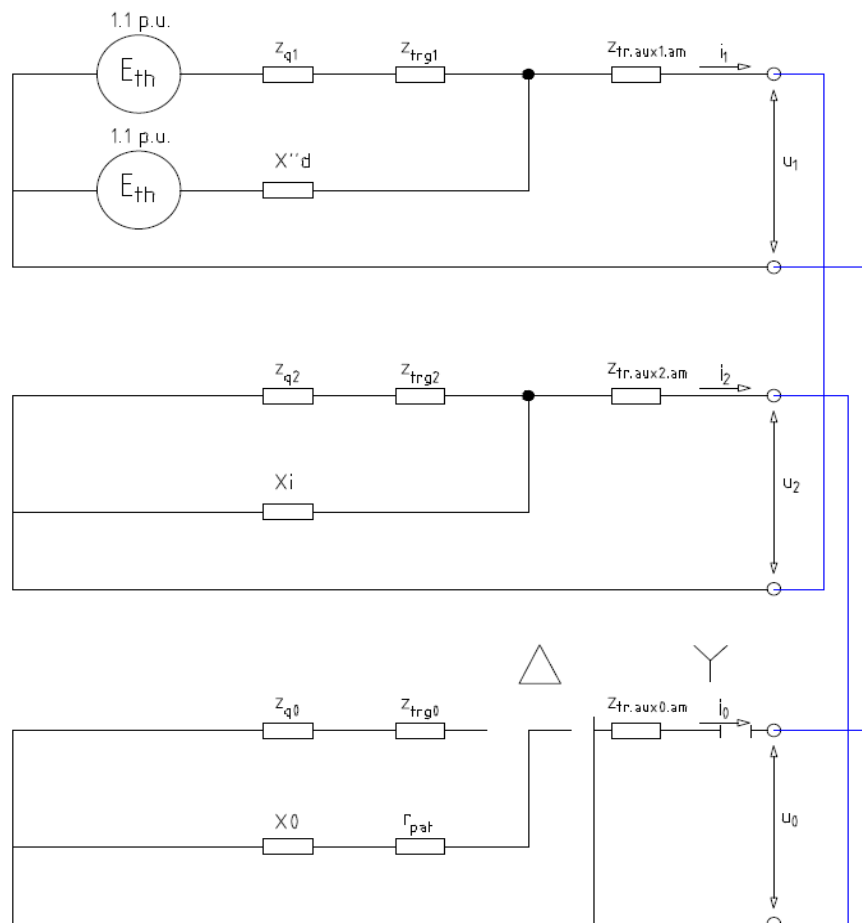


Figura 24. Diagrama de secuencia cortocircuito monofásico en 13,2 kV.

**Referencias:**

$E_{th}$ : fuente equivalente Thevenin

$Z_{q1}, Z_{q2}, Z_{q0}$ : impedancias equivalentes de aporte de la red (secuencias directa, inversa y homopolar).

$Z_{trg1}, Z_{trg2}, Z_{trg0}$ : impedancias del transformador del generador (secuencias directa, inversa y homopolar).

$X''_d, X_i, X_0$ : reactancias subtransitoria, inversa y homopolar del generador.

$Z_{tr.aux1.am}, Z_{tr.aux2.am}, Z_{tr.aux0.am}$ : impedancias alta-media del transformador AT de servicios auxiliares (secuencias directa, inversa y homopolar).

$r_{PAT}$ : resistor de puesta a tierra.

Debido a los grupos de conexión del transformador, el circuito de secuencia homopolar se encuentra abierto. Por lo tanto, la corriente subtransitoria equivalente de cortocircuito monofásico en la barra de 13,2 kV es nula:

$$I''_k(1\phi, 13,2kV) = 0 A \quad |I_R| = |I_S| = |I_T| = 0 A$$

**8.3.3 Diagrama de secuencia de cortocircuito monofásico en 6.6 kV**

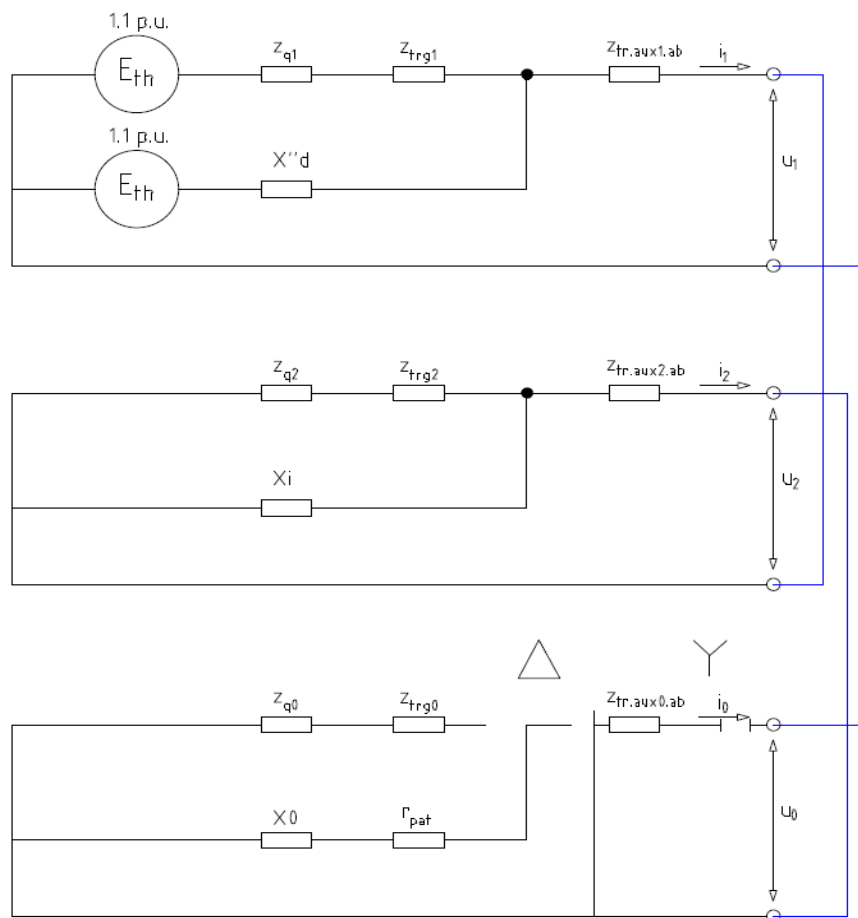


Figura 25. Diagrama de secuencia cortocircuito monofásico en 6,6 kV.

**Referencias:**

$E_{th}$ : fuente equivalente Thevenin

$Z_{q1}, Z_{q2}, Z_{q0}$ : impedancias equivalentes de aporte de la red (secuencias directa, inversa y homopolar).

$Z_{trg1}, Z_{trg2}, Z_{trg0}$ : impedancias del transformador del generador (secuencias directa, inversa y homopolar).

$X''_d, X_i, X_0$ : reactancias subtransitoria, inversa y homopolar del generador.

$Z_{tr.aux1.ab}, Z_{tr.aux2.ab}, Z_{tr.aux0.ab}$ : impedancias alta-baja del transformador AT de servicios auxiliares (secuencias directa, inversa y homopolar).

$r_{PAT}$ : resistor de puesta a tierra.

Debido a los grupos de conexión del transformador, el circuito de secuencia homopolar se encuentra abierto. Por lo tanto, la corriente subtransitoria equivalente de cortocircuito monofásico en la barra de 6,6 kV es nula:

$$I''_k(1\phi, 6,6kV) = 0 A \quad |I_R| = |I_S| = |I_T| = 0 A$$

**8.3.4 Diagrama de secuencia de cortocircuito monofásico en 0.38 kV**

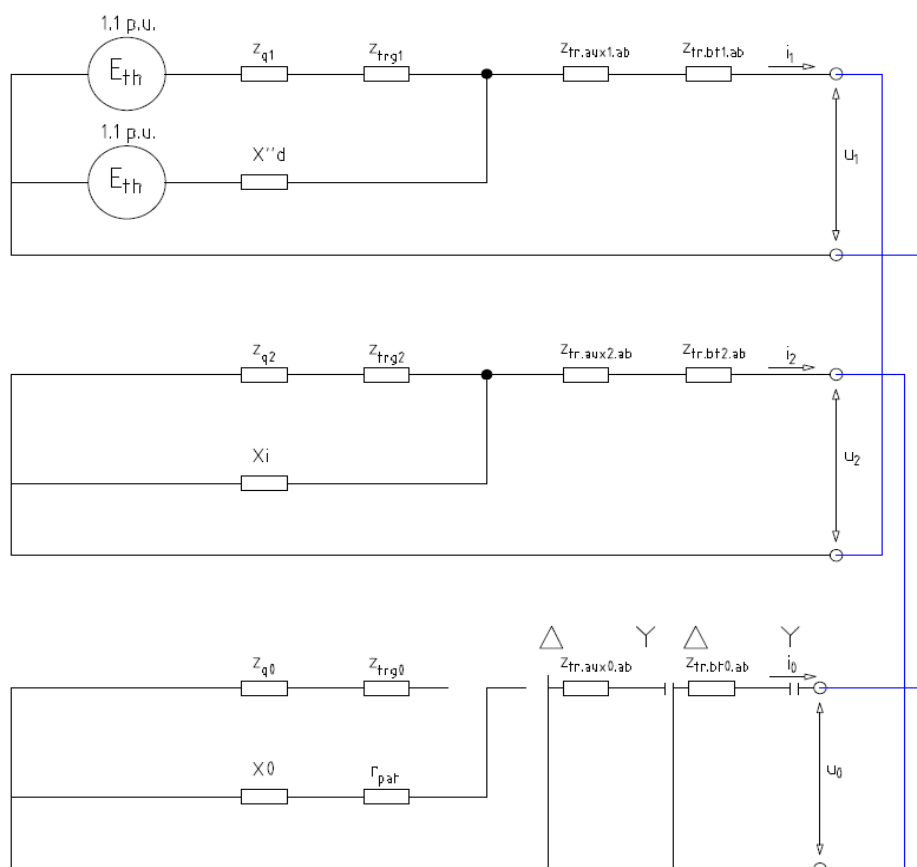


Figura 26. Diagrama de secuencia cortocircuito monofásico en 0,38 kV.

**Referencias:**

$E_{th}$ : fuente equivalente Thevenin

$Z_{q1}, Z_{q2}, Z_{q0}$ : impedancias equivalentes de aporte de la red (secuencias directa, inversa y homopolar).

$Z_{trg1}, Z_{trg2}, Z_{trg0}$ : impedancias del transformador del generador (secuencias directa, inversa y homopolar).

$X''_d, X_i, X_0$ : reactancias subtransitoria, inversa y homopolar del generador.

$Z_{tr.aux1.ab}, Z_{tr.aux2.ab}, Z_{tr.aux0.ab}$ : impedancias alta-baja del transformador AT de servicios auxiliares (secuencias directa, inversa y homopolar).

$Z_{tr.bt1.ab}, Z_{tr.bt2.ab}, Z_{tr.bt0.ab}$ : impedancias del transformador BT de servicios auxiliares (secuencias directa, inversa y homopolar).

$r_{PAT}$ : resistor de puesta a tierra.

Debido a los grupos de conexión del transformador, el circuito de secuencia homopolar se encuentra abierto. Por lo tanto, la corriente subtransitoria equivalente de cortocircuito monofásico en la barra de 0,38 kV es nula:

$$I''_k(1\phi, 0,38kV) = 0 A \quad |I_R| = |I_S| = |I_T| = 0 A$$

**8.4 CÁLCULO DE CORTOCIRCUITO BIFÁSICO AISLADO**

Según el análisis matemático del teorema de Fortescue, para el cálculo del cortocircuito bifásico aislado se emplean los diagramas de secuencia directa e inversa, conectados en serie.

**8.4.1 Diagrama de secuencia de cortocircuito bifásico aislado en 21 kV**

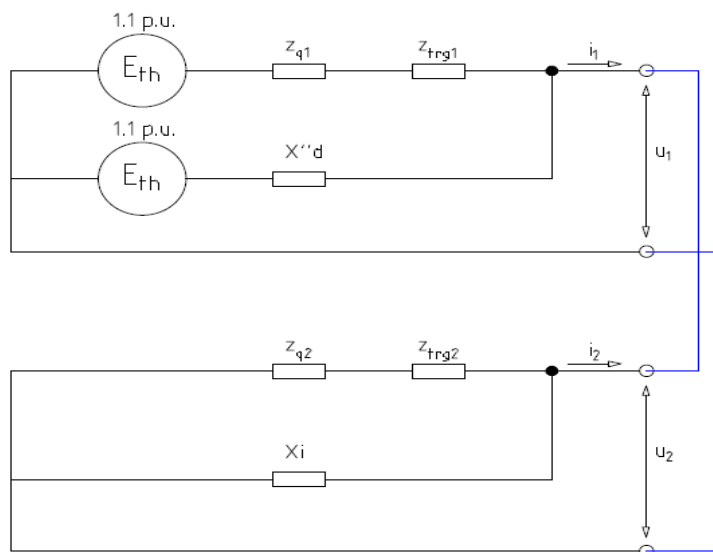


Figura 27. Diagrama de secuencia cortocircuito bifásico aislado en 21 kV.

**Referencias:**

$E_{th}$ : fuente equivalente Thevenin

$Z_{q1}, Z_{q2}$ : impedancias equivalentes de aporte de la red (secuencias directa e inversa).

$Z_{trg1}, Z_{trg2}, Z_{trg0}$ : impedancias del transformador del generador (secuencias directa e inversa).

$X''_d, X_i$ : reactancias subtransitoria e inversa del generador.

La impedancia equivalente de cortocircuito bifásico aislado, en la barra de 21kV, es:

$$Z_{eqv} = \left[ \frac{(Z_{q1} + Z_{trg1}) \cdot (X''_d)}{Z_{q1} + Z_{trg1} + X''_d} \right] + \left[ \frac{(Z_{q2} + Z_{trg2}) \cdot (X_i)}{Z_{q2} + Z_{trg2} + X_i} \right]$$

Resultando en una corriente subtransitoria:

$$I''_{k(2\phi, 21kV)} = \frac{1,1}{Z_{eqv}} \cdot I_{base} = 115,7 \text{ kA}$$

Realizando el pasaje al sistema R-S-T:

$$|I_R| = 0 \text{ A}$$

$$|I_S| = |I_T| = 200,4 \text{ kA}$$

**8.4.2 Diagrama de secuencia de cortocircuito bifásico aislado en 13,2 Kv**

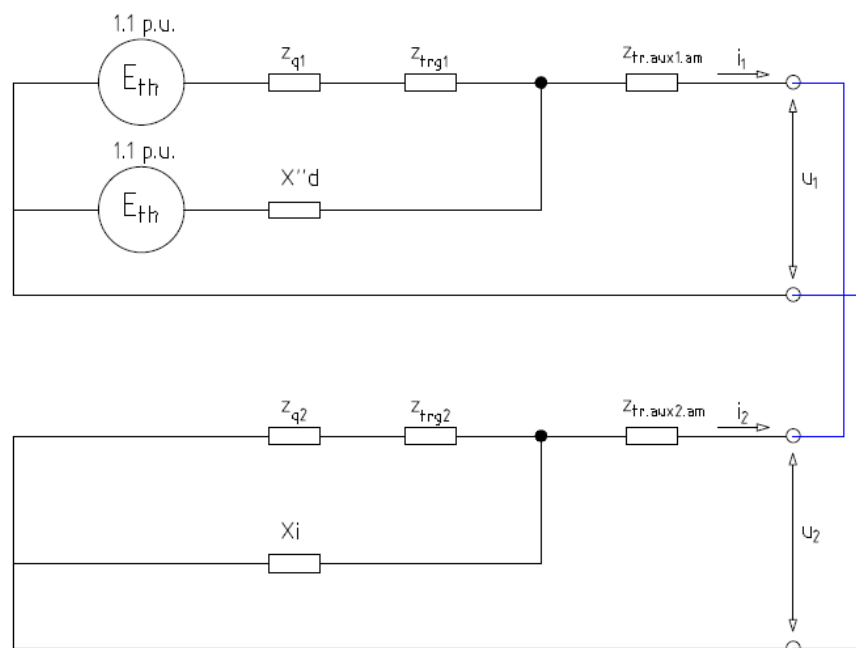


Figura 28. Diagrama de secuencia cortocircuito bifásico aislado en 13,2 kV.

Referencias:

$E_{th}$ : fuente equivalente Thevenin

$Z_{q1}, Z_{q2}$ : impedancias equivalentes de aporte de la red (secuencias directa e inversa).

$Z_{trg1}, Z_{trg2}, Z_{trg0}$ : impedancias del transformador del generador (secuencias directa e inversa).

$X''_d, X_i$ : reactancias subtransitoria e inversa del generador.

$Z_{tr.aux1.am}, Z_{tr.aux2.am}$ : impedancias alta-media del transformador AT de servicios auxiliares (secuencias directa e inversa).

La impedancia equivalente de cortocircuito bifásico aislado, en la barra de 13.2kV, es:

$$Z_{eqv} = \left[ \frac{(Z_{q1} + Z_{trg1}) \cdot (X''_d)}{Z_{q1} + Z_{trg1} + X''_d} + Z_{tr.aux1.am} \right] + \left[ \frac{(Z_{q2} + Z_{trg2}) \cdot (X_i)}{Z_{q2} + Z_{trg2} + X_i} + Z_{tr.aux2.am} \right]$$

Resultando en una corriente subtransitoria:

$$I''_k(2\phi, 13,2kV) = \frac{1,1}{Z_{eqv}} \cdot I_{base} = 9,81 \text{ kA}$$

Realizando el pasaje al sistema R-S-T:

$$|I_R| = 0 \text{ A}$$

$$|I_S| = |I_T| = 16,9 \text{ kA}$$

8.4.3 Diagrama de secuencia de cortocircuito bifásico aislado en 6.6 kV

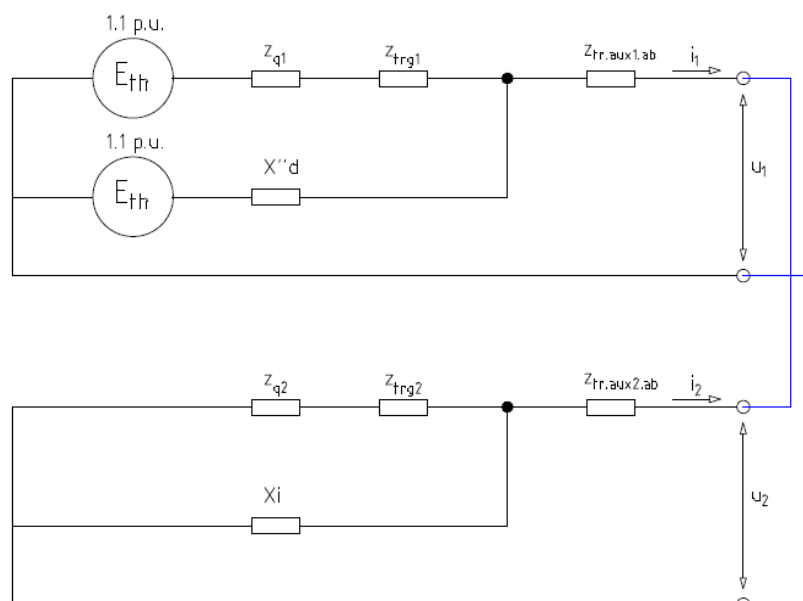


Figura 29. Diagrama de secuencia cortocircuito bifásico aislado en 6,6 kV.

**Referencias:**

$E_{th}$ : fuente equivalente Thevenin

$Z_{q1}, Z_{q2}$ : impedancias equivalentes de aporte de la red (secuencias directa e inversa).

$Z_{trg1}, Z_{trg2}, Z_{trg0}$ : impedancias del transformador del generador (secuencias directa e inversa).

$X''_d, X_i$ : reactancias subtransitoria e inversa del generador.

$Z_{tr.aux1.ab}, Z_{tr.aux2.ab}$ : impedancias alta-baja del transformador AT de servicios auxiliares (secuencias directa e inversa).

La impedancia equivalente de cortocircuito bifásico aislado, en la barra de 6,6 kV, es:

$$Z_{eqv} = \left[ \frac{(Z_{q1} + Z_{trg1}) \cdot (X''_d)}{Z_{q1} + Z_{trg1} + X''_d} + Z_{tr.aux1.ab} \right] + \left[ \frac{(Z_{q2} + Z_{trg2}) \cdot (X_i)}{Z_{q2} + Z_{trg2} + X_i} + Z_{tr.aux2.ab} \right]$$

Resultando en una corriente subtransitoria:

$$I''_k(2\phi, 6,6kV) = \frac{1,1}{Z_{eqv}} \cdot I_{base} = 19,6 \text{ kA}$$

Realizando el pasaje al sistema R-S-T:

$$|I_R| = 0 \text{ A}$$

$$|I_S| = |I_T| = 34 \text{ kA}$$

**8.4.4 Diagrama de secuencia de cortocircuito bifásico aislado en 0,38 kV**

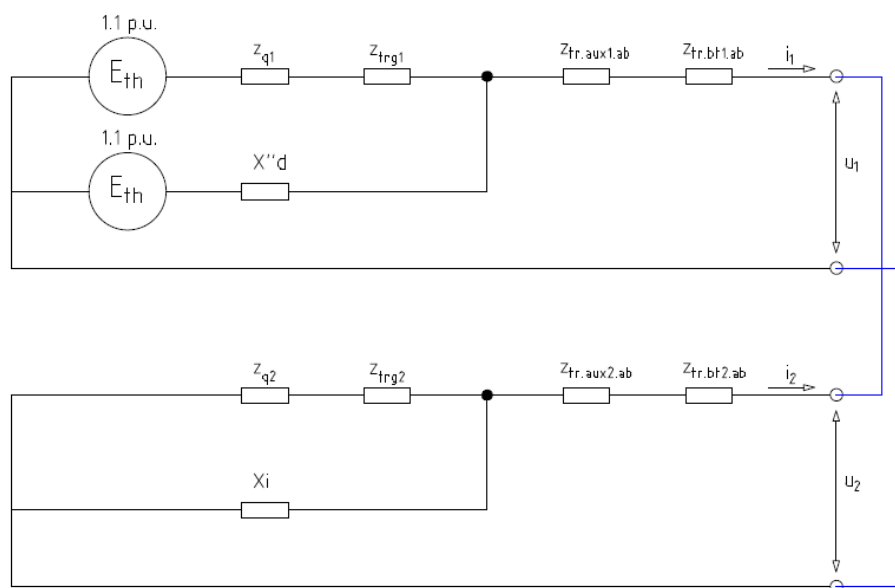


Figura 30. Diagrama de secuencia cortocircuito bifásico aislado en 0,38 kV.

### Referencias:

$E_{th}$ : fuente equivalente Thevenin

$Z_{q1}, Z_{q2}$ : impedancias equivalentes de aporte de la red (secuencias directa e inversa).

$Z_{trg1}, Z_{trg2}, Z_{trg0}$ : impedancias del transformador del generador (secuencias directa e inversa).

$X''_d, X_i$ : reactancias subtransitoria e inversa del generador.

$Z_{tr.aux1.ab}, Z_{tr.aux2.ab}$ : impedancias alta-baja del transformador AT de servicios auxiliares (secuencias directa e inversa).

$Z_{tr.bt1.ab}, Z_{tr.bt2.ab}$ : impedancias del transformador BT de servicios auxiliares (secuencias directa e inversa).

La impedancia equivalente de cortocircuito bifásico aislado, en la barra de 0,38 kV, es:

$$Z_{eqv} = \left[ \frac{(Z_{q1} + Z_{trg1}) \cdot (X''_d)}{Z_{q1} + Z_{trg1} + X''_d} + Z_{tr.aux1.ab} + Z_{tr.bt1.ab} \right] + \left[ \frac{(Z_{q2} + Z_{trg2}) \cdot (X_i)}{Z_{q2} + Z_{trg2} + X_i} + Z_{tr.aux2.ab} + Z_{tr.bt2.ab} \right]$$

Resultando en una corriente subtransitoria:

$$I''_k(2\phi, 0,38kV) = \frac{1,1}{Z_{eqv}} \cdot I_{base} = 37,4 \text{ kA}$$

Realizando el pasaje al sistema R-S-T:

$$|I_R| = 0 \text{ A}$$

$$|I_S| = |I_T| = 64,8 \text{ kA}$$

## 8.5 CÁLCULO DE CORTOCIRCUITO BIFÁSICO A TIERRA

Según el análisis matemático del teorema de Fortescue, para el cálculo del cortocircuito bifásico a tierra se emplean los diagramas de secuencia directa, inversa y homopolar. En este caso, los diagramas de secuencia inversa y homopolar se conectan en paralelo, y ambos en serie con el diagrama de secuencia directa.



### 8.5.1 Diagrama de secuencia de cortocircuito bifásico a tierra en 21 kV

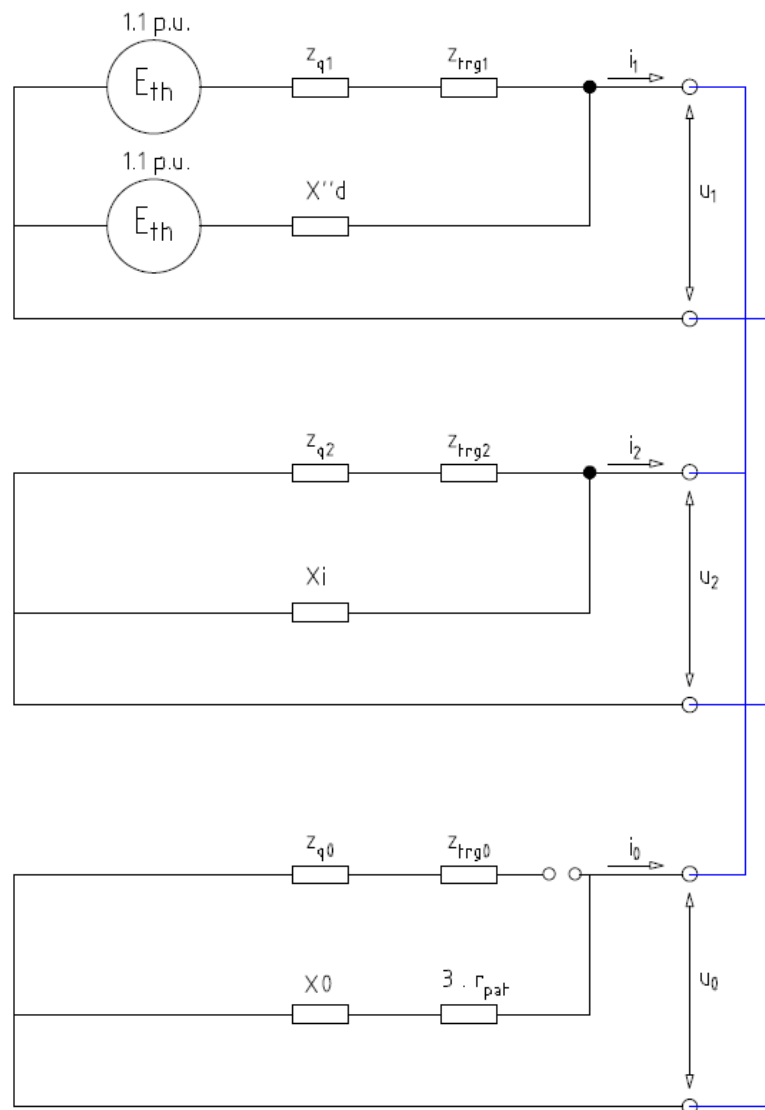


Figura 31. Diagrama de secuencia cortocircuito bifásico a tierra en 21 kV.

#### Referencias:

$E_{th}$ : fuente equivalente Thevenin

$Z_{q1}, Z_{q2}, Z_{q0}$ : impedancias equivalentes de aporte de la red (secuencias directa, inversa y homopolar).

$Z_{trg1}, Z_{trg2}, Z_{trg0}$ : impedancias del transformador del generador (secuencias directa, inversa y homopolar).

$X''_d, X_i, X_0$ : reactancias subtransitoria, inversa y homopolar del generador.

$r_{PAT}$ : resistor de puesta a tierra.

La impedancia equivalente de cortocircuito bifásico a tierra, en la barra de 21 kV, es:

$$Z_{eqv} = \left[ \frac{(Z_{q1} + Z_{trg1}) \cdot (X''_d)}{Z_{q1} + Z_{trg1} + X''_d} \right] + \left\{ \frac{\left[ \frac{(Z_{q2} + Z_{trg2}) \cdot (X_i)}{Z_{q2} + Z_{trg2} + X_i} \right] \cdot (X_0 + r_{PAT})}{\left[ \frac{(Z_{q2} + Z_{trg2}) \cdot (X_i)}{Z_{q2} + Z_{trg2} + X_i} \right] + (X_0 + r_{PAT})} \right\}$$

Resultando en una corriente subtransitoria:

$$I''_k(2\phi + T, 21kV) = \frac{1,1}{Z_{eqv}} \cdot I_{base} = 115,7 \text{ kA}$$

Realizando el pasaje al sistema R-S-T:

$$|I_R| = 0 \text{ A}$$

$$|I_S| = |I_T| = 200,4 \text{ kA}$$

### 8.5.2 Diagrama de secuencia de cortocircuito bifásico a tierra en 13,2 Kv

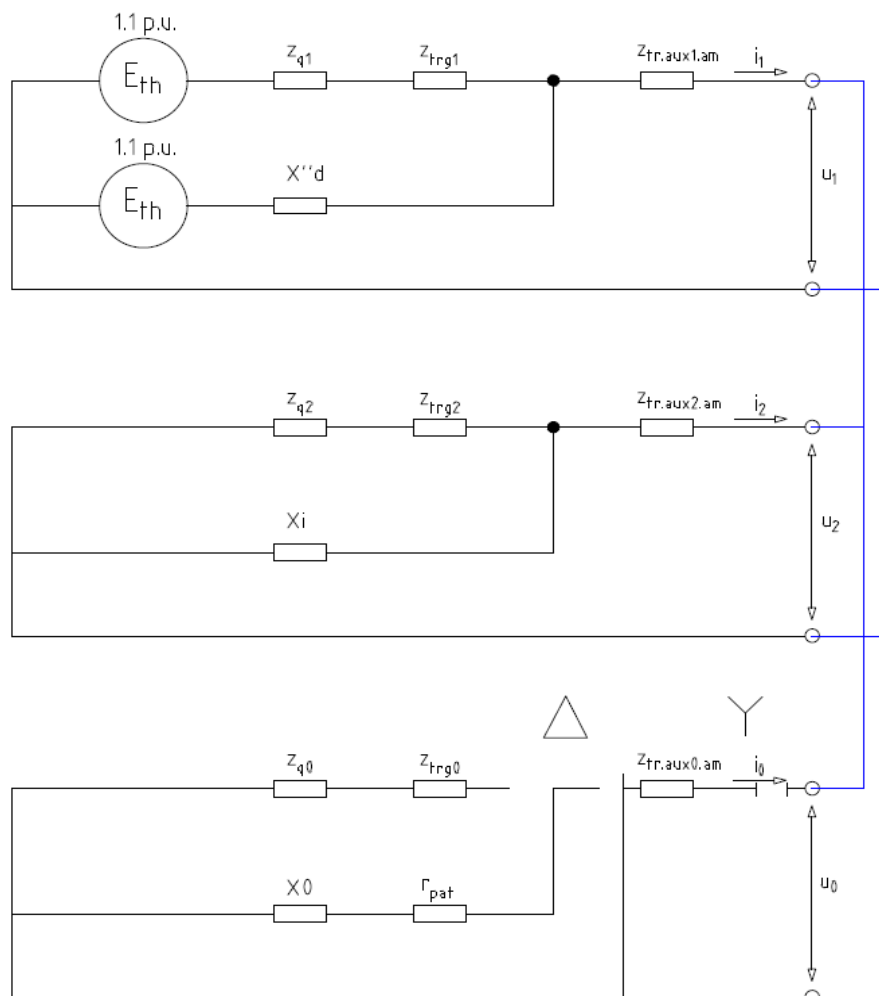


Figura 32. Diagrama de secuencia cortocircuito bifásico a tierra en 13,2 kV.

### Referencias:

$E_{th}$ : fuente equivalente Thevenin

$Z_{q1}, Z_{q2}, Z_{q0}$ : impedancias equivalentes de aporte de la red (secuencias directa, inversa y homopolar).

$Z_{trg1}, Z_{trg2}, Z_{trg0}$ : impedancias del transformador del generador (secuencias directa, inversa y homopolar).

$X''_d, X_i, X_0$ : reactancias subtransitoria, inversa y homopolar del generador.

$Z_{tr.aux1.am}, Z_{tr.aux2.am}, Z_{tr.aux0.am}$ : impedancias alta-media del transformador AT de servicios auxiliares (secuencias directa, inversa y homopolar).

$r_{PAT}$ : resistor de puesta a tierra.

Teniendo en cuenta que el circuito de secuencia homopolar se encuentra abierto, la impedancia equivalente de cortocircuito bifásico a tierra, en la barra de 13,2 kV, es:

$$Z_{eqv} = \left[ \frac{(Z_{q1} + Z_{trg1}) \cdot (X''_d)}{Z_{q1} + Z_{trg1} + X''_d} + Z_{tr.aux1.am} \right] + \left[ \frac{(Z_{q2} + Z_{trg2}) \cdot (X_i)}{Z_{q2} + Z_{trg2} + X_i} + Z_{tr.aux2.am} \right]$$

Resultando en una corriente subtransitoria:

$$I''_k(2\phi + T, 13,2kV) = \frac{1,1}{Z_{eqv}} \cdot I_{base} = 9,81 \text{ kA}$$

Realizando el pasaje al sistema R-S-T:

$$|I_R| = 0 \text{ A}$$

$$|I_S| = |I_T| = 16,9 \text{ kA}$$

### 8.5.3 Diagrama de secuencia de cortocircuito bifásico a tierra en 6.6 kV

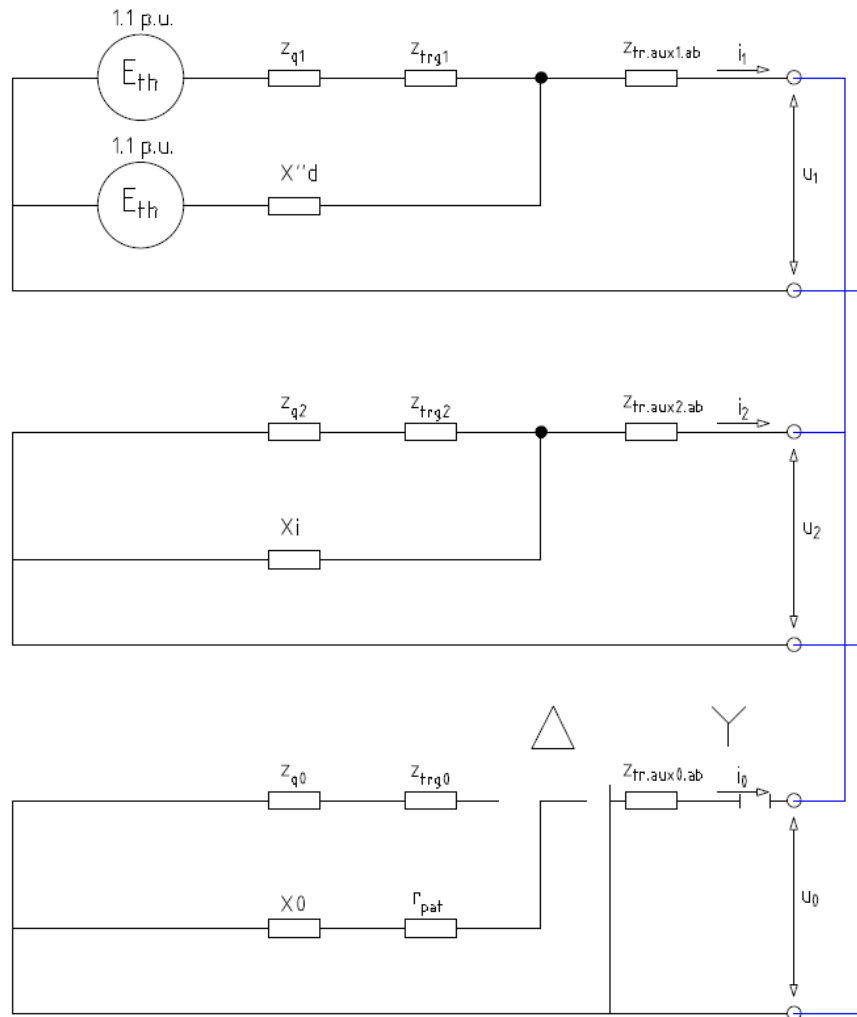


Figura 33. Diagrama de secuencia cortocircuito bifásico a tierra en 6,6 kV

#### Referencias:

$E_{th}$ : fuente equivalente Thevenin

$Z_{q1}, Z_{q2}, Z_{q0}$ : impedancias equivalentes de aporte de la red (secuencias directa, inversa y homopolar).

$Z_{trg1}, Z_{trg2}, Z_{trg0}$ : impedancias del transformador del generador (secuencias directa, inversa y homopolar).

$X''_d, X_i, X_0$ : reactancias subtransitoria, inversa y homopolar del generador.

$Z_{tr.aux1.ab}, Z_{tr.aux2.ab}, Z_{tr.aux0.ab}$ : impedancias alta-baja del transformador AT de servicios auxiliares (secuencias directa, inversa y homopolar).

$r_{PAT}$ : resistor de puesta a tierra.

Teniendo en cuenta que el circuito de secuencia homopolar se encuentra abierto, la impedancia equivalente de cortocircuito bifásico a tierra, en la barra de 6,6 kV, es:

$$Z_{eqv} = \left[ \frac{(Z_{q1} + Z_{trg1}) \cdot (X''_d)}{Z_{q1} + Z_{trg1} + X''_d} + Z_{tr.aux1.ab} \right] + \left[ \frac{(Z_{q2} + Z_{trg2}) \cdot (X_i)}{Z_{q2} + Z_{trg2} + X_i} + Z_{tr.aux2.ab} \right]$$

Resultando en una corriente subtransitoria:

$$I''_{k(2\phi + T, 6,6kV)} = \frac{1,1}{Z_{eqv}} \cdot I_{base} = 19,6 \text{ kA}$$

Realizando el pasaje al sistema R-S-T:

$$|I_R| = 0 \text{ A}$$

$$|I_S| = |I_T| = 34 \text{ kA}$$

#### 8.5.4 Diagrama de secuencia de cortocircuito bifásico a tierra en 0.38 Kv

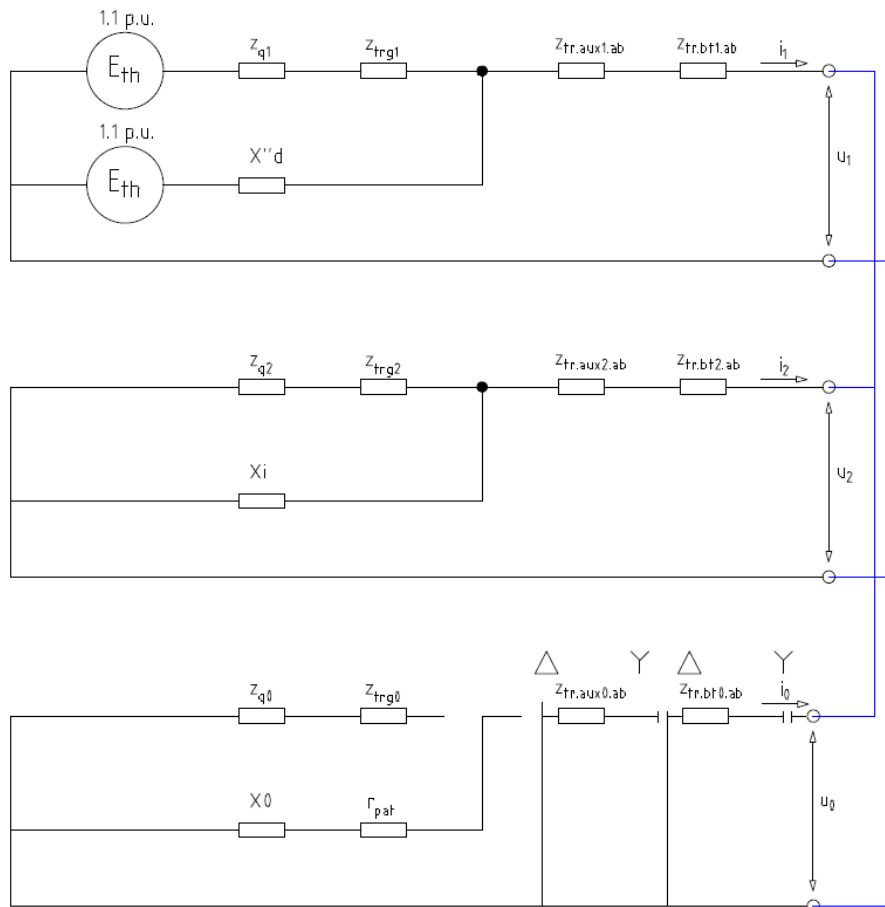


Figura 34. Diagrama de secuencia cortocircuito bifásico a tierra en 0,38 kV.

### Referencias:

$E_{th}$ : fuente equivalente Thevenin

$Z_{q1}, Z_{q2}, Z_{q0}$ : impedancias equivalentes de aporte de la red (secuencias directa, inversa y homopolar).

$Z_{trg1}, Z_{trg2}, Z_{trg0}$ : impedancias del transformador del generador (secuencias directa, inversa y homopolar).

$X''_d, X_i, X_0$ : reactancias subtransitoria, inversa y homopolar del generador.

$Z_{tr.aux1.ab}, Z_{tr.aux2.ab}, Z_{tr.aux0.ab}$ : impedancias alta-baja del transformador AT de servicios auxiliares (secuencias directa, inversa y homopolar).

$Z_{tr.bt1.ab}, Z_{tr.bt2.ab}, Z_{tr.bt0.ab}$ : impedancias del transformador BT de servicios auxiliares (secuencias directa, inversa y homopolar).

$r_{PAT}$ : resistor de puesta a tierra.

Teniendo en cuenta que el circuito de secuencia homopolar se encuentra abierto, la impedancia equivalente de cortocircuito bifásico a tierra, en la barra de 6,6 kV, es:

$$Z_{eqv} = \left[ \frac{(Z_{q1} + Z_{trg1}) \cdot (X''_d)}{Z_{q1} + Z_{trg1} + X''_d} + Z_{tr.aux1.ab} + Z_{tr.bt1.ab} \right] + \left[ \frac{(Z_{q2} + Z_{trg2}) \cdot (X_i)}{Z_{q2} + Z_{trg2} + X_i} + Z_{tr.aux2.ab} + Z_{tr.bt2.ab} \right]$$

Resultando en una corriente subtransitoria:

$$I''_k(2\phi + T, 0,38kV) = \frac{1,1}{Z_{eqv}} \cdot I_{base} = 37,4 \text{ kA}$$

Realizando el pasaje al sistema R-S-T:

$$|I_R| = 0 \text{ A}$$

$$|I_S| = |I_T| = 64,8 \text{ kA}$$

## 8.6 CÁLCULO DE $I_S$

Corresponde a la corriente máxima simétrica de cortocircuito, y es el máximo valor instantáneo de la corriente que se presenta después de producirse el cortocircuito. Se indica como valor de cresta (*kApico*).

La corriente de impulso se utiliza para verificar los esfuerzos dinámicos de los componentes del sistema y el poder de cierre de algunos elementos de la red tales como interruptores o seccionadores bajo carga. Para la corriente máxima asimétrica de cortocircuito se utiliza la siguiente expresión:

$$I_S = \chi \cdot \sqrt{2} \cdot I''_k$$

Donde:

$\chi$ : depende de la relación R/X correspondiente a las componentes resistivas y reactivas de la impedancia equivalente que surge de considerar los distintos elementos que existen entre la fuente y el punto de falla.

Para obtener  $\chi$  se recurre al gráfico dado por la norma IEC 60909 o VDE 102 que se muestra a continuación (Figura 35):

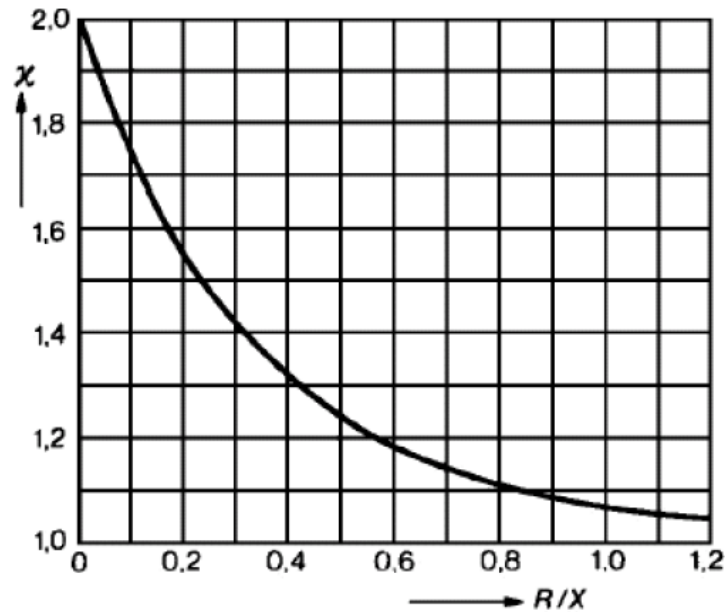


Figura 35. Obtención gráfica del coeficiente  $\chi$ . Corriente de Impulso. IEC 60909/VDE 102.

El gráfico responde a la ecuación:

$$\chi = 1,02 + 0,98 e^{-\frac{3R}{X}}$$

Siendo:

R: componente real de la impedancia equivalente del sistema en el punto de falla

X: componente imaginaria de la impedancia equivalente del sistema en el punto de falla

### 8.6.1 Para barra de 21 kV

Cortocircuito monofásico:

$$Z_{eqv}(1\phi, 21kV) = 1754 + i 0,046$$

$$\frac{R}{X}(1\phi, 21kV) = 3815$$

$$\chi(1\phi, 21kV) = 1,02 + 0,98 e^{-3 \cdot 3815} = 1,02$$

$$I_s(1\phi, 21kV) = \chi \cdot \sqrt{2} \cdot I''_{k(1\phi, 21kV)} = 1,02 \cdot \sqrt{2} \cdot 25,85A = 37,3 \text{ kA}_{pico}$$

Cortocircuito bifásico:

$$Z_{eqv}(2\phi, 21kV) = i 0,026$$

$$\frac{R}{X}(2\phi, 21kV) = 0$$

$$\chi(2\phi, 21kV) = 1,02 + 0,98 e^{-3.0} = 2$$

$$I_s(2\phi, 21kV) = \chi \cdot \sqrt{2} \cdot I''_{k(2\phi, 21kV)} = 2 \cdot \sqrt{2} \cdot 115,7kA = 327,2 kA_{pico}$$

Cortocircuito trifásico:

$$Z_{eqv}(3\phi, 21kV) = i 0,013$$

$$\frac{R}{X}(3\phi, 21kV) = 0$$

$$\chi(3\phi, 21kV) = 1,02 + 0,98 e^{-3.0} = 2$$

$$I_s(3\phi, 21kV) = \chi \cdot \sqrt{2} \cdot I''_{k(3\phi, 21kV)} = 2 \cdot \sqrt{2} \cdot 231,4kA = 654,5 kA_{pico}$$

8.6.2 Para barra de 13,2 kVCortocircuito monofásico:

En este caso, dado que el circuito de secuencia homopolar se encuentra abierto:

$$I_s(1\phi, 13,2kV) = 0 kA_{pico}$$

Cortocircuito bifásico:

$$Z_{eqv}(2\phi, 13,2kV) = i 0,49$$

$$\frac{R}{X}(2\phi, 13,2kV) = 0$$

$$\chi(2\phi, 13,2kV) = 1,02 + 0,98 e^{-3.0} = 2$$

$$I_s(2\phi, 13,2kV) = \chi \cdot \sqrt{2} \cdot I''_{k(2\phi, 13,2kV)} = 2 \cdot \sqrt{2} \cdot 9,8kA = 27,7 kA_{pico}$$

Cortocircuito trifásico:

$$Z_{eqv}(3\phi, 13,2kV) = i 0,245$$

$$\frac{R}{X}(3\phi, 13,2kV) = 0$$



$$\chi(3\emptyset, 13,2kV) = 1,02 + 0,98 e^{-3.0} = 2$$

$$I_s(3\emptyset, 13,2kV) = \chi \cdot \sqrt{2} \cdot I''_{k(3\emptyset,13,2kV)} = 2 \cdot \sqrt{2} \cdot 19,6kA = 55,5 kA_{pico}$$

### 8.6.3 Para barra de 6,6 kV

#### Cortocircuito monofásico:

En este caso, dado que el circuito de secuencia homopolar se encuentra abierto:

$$I_s(1\emptyset, 6,6kV) = 0 kA_{pico}$$

#### Cortocircuito bifásico:

$$Z_{eqv}(2\emptyset, 6,6kV) = i 0,49$$

$$\frac{R}{X}(2\emptyset, 6,6kV) = 0$$

$$\chi(2\emptyset, 6,6kV) = 1,02 + 0,98 e^{-3.0} = 2$$

$$I_s(2\emptyset, 6,6kV) = \chi \cdot \sqrt{2} \cdot I''_{k(2\emptyset,6,6kV)} = 2 \cdot \sqrt{2} \cdot 19,6kA = 55,5 kA_{pico}$$

#### Cortocircuito trifásico:

$$Z_{eqv}(3\emptyset, 6,6kV) = i 0,245$$

$$\frac{R}{X}(3\emptyset, 6,6kV) = 0$$

$$\chi(3\emptyset, 6,6kV) = 1,02 + 0,98 e^{-3.0} = 2$$

$$I_s(3\emptyset, 6,6kV) = \chi \cdot \sqrt{2} \cdot I''_{k(3\emptyset,6,6kV)} = 2 \cdot \sqrt{2} \cdot 39,2kA = 111 kA_{pico}$$

### 8.6.4 Para barra de 0,38 kV

#### Cortocircuito monofásico:

En este caso, dado que el circuito de secuencia homopolar se encuentra abierto:

$$I_s(1\emptyset, 0,38kV) = 0 kA_{pico}$$

### Cortocircuito bifásico:

$$Z_{eqv}(2\phi, 0,38kV) = i 4,24$$

$$\frac{R}{X}(2\phi, 0,38kV) = 0$$

$$\chi(2\phi, 0,38kV) = 1,02 + 0,98 e^{-3.0} = 2$$

$$I_s(2\phi, 0,38kV) = \chi \cdot \sqrt{2} \cdot I''_{k(2\phi, 0,38kV)} = 2 \cdot \sqrt{2} \cdot 37,4kA = 105,9 kA_{pico}$$

### Cortocircuito trifásico:

$$Z_{eqv}(3\phi, 0,38kV) = i 2,12$$

$$\frac{R}{X}(3\phi, 0,38kV) = 0$$

$$\chi(3\phi, 0,38kV) = 1,02 + 0,98 e^{-3.0} = 2$$

$$I_s(3\phi, 0,38kV) = \chi \cdot \sqrt{2} \cdot I''_{k(3\phi, 0,38kV)} = 2 \cdot \sqrt{2} \cdot 74,8kA = 211,8 kA_{pico}$$

## 8.7 CÁLCULO DE $I_A$

Es la corriente simétrica de apertura, que circula por un interruptor al momento que se inicia la desconexión de la rama donde se presentó la falla. Se calcula según la expresión:

$$I_a = \mu * I''_k$$

El coeficiente  $\mu$  depende de la relación  $I''_k/I_n$  de las distintas fuentes de corriente de cortocircuito, y del retardo mínimo del interruptor de potencia. Consideraremos, para nuestro caso, que el tiempo de acción del interruptor es el mínimo, lo que nos dará la peor condición de apertura en cada caso.

Si la relación de corrientes es menor a 2, entonces, según la norma IEC 60909, se adopta  $\mu = 1$ .

A continuación, se calculan todas las corrientes de apertura.

### 8.7.1 Para barra de 21 kV

#### Cortocircuito monofásico:

$$\frac{I''_{k(1\phi, 21kV)}}{I_{ng}} = 0,001$$

$$\mu = 1$$

$$I_a(1\phi, 21kV) = \mu \cdot I''_{k(1\phi, 21kV)} = 1 \cdot 25,85A = 25,85 A$$

Cortocircuito bifásico:

$$\frac{I''_{k(2\emptyset, 21kV)}}{I_{ng}} = 5,022$$

$$\mu = 0,84 + 0,26 \cdot e^{-26 \cdot \frac{I''_{k(2\emptyset, 21kV)}}{I_{ng}}} = 0,91$$

$$I_a(2\emptyset, 21kV) = \mu \cdot I''_{k(2\emptyset, 21kV)} = 0,91 \cdot 115,7kA = 105,3 kA$$

Cortocircuito trifásico:

$$\frac{I''_{k(3\emptyset, 21kV)}}{I_{ng}} = 10,044$$

$$\mu = 0,84 + 0,26 \cdot e^{-26 \cdot \frac{I''_{k(3\emptyset, 21kV)}}{I_{ng}}} = 0,859$$

$$I_a(3\emptyset, 21kV) = \mu \cdot I''_{k(3\emptyset, 21kV)} = 0,859 \cdot 231,4kA = 198,8 kA$$

8.7.2 Para barra de 13,2 kVCortocircuito monofásico:

En este caso, dado que el circuito de secuencia homopolar se encuentra abierto:

$$I_a(1\emptyset, 13,2kV) = 0 A$$

Cortocircuito bifásico:

$$\frac{I''_{k(2\emptyset, 13,2kV)}}{I_{ng}} = 0,426$$

$$\mu = 0,84 + 0,26 \cdot e^{-26 \cdot \frac{I''_{k(2\emptyset, 13,2kV)}}{I_{ng}}} = 1$$

$$I_a(2\emptyset, 13,2kV) = \mu \cdot I''_{k(2\emptyset, 13,2kV)} = 1 \cdot 9,81kA = 9,81 kA$$

Cortocircuito trifásico:

$$\frac{I''_{k(3\emptyset, 13,2kV)}}{I_{ng}} = 0,852$$

$$\mu = 0,84 + 0,26 \cdot e^{-26 \cdot \frac{I''_{k(3\emptyset, 13,2kV)}}{I_{ng}}} = 1$$

$$I_a(3\emptyset, 13,2kV) = \mu \cdot I''_{k(3\emptyset, 13,2kV)} = 1 \cdot 19,6kA = 19,6 kA$$

### 8.7.3 Para barra de 6,6 Kv

#### Cortocircuito monofásico:

En este caso, dado que el circuito de secuencia homopolar se encuentra abierto:

$$I_a(1\emptyset, 6,6kV) = 0 A$$

#### Cortocircuito bifásico:

$$\frac{I''_k(2\emptyset, 6,6kV)}{I_{ng}} = 0,852$$

$$\mu = 0,84 + 0,26 \cdot e^{-26 \cdot \frac{I''_k(2\emptyset, 6,6kV)}{I_{ng}}} = 1$$

$$I_a(2\emptyset, 6,6kV) = \mu \cdot I''_k(2\emptyset, 6,6kV) = 1 \cdot 19,6kA = 19,6 kA$$

#### Cortocircuito trifásico:

$$\frac{I''_k(3\emptyset, 6,6kV)}{I_{ng}} = 1,703$$

$$\mu = 0,84 + 0,26 \cdot e^{-26 \cdot \frac{I''_k(3\emptyset, 6,6kV)}{I_{ng}}} = 1$$

$$I_a(3\emptyset, 6,6kV) = \mu \cdot I''_k(3\emptyset, 6,6kV) = 1 \cdot 39,2kA = 39,2 kA$$

### 8.7.4 Para barra de 0,38 kV

#### Cortocircuito monofásico:

En este caso, dado que el circuito de secuencia homopolar se encuentra abierto:

$$I_a(1\emptyset, 0,38kV) = 0 A$$

#### Cortocircuito bifásico:

$$\frac{I''_k(2\emptyset, 0,38kV)}{I_{ng}} = 1,625$$

$$\mu = 0,84 + 0,26 \cdot e^{-26 \cdot \frac{I''_k(2\emptyset, 0,38kV)}{I_{ng}}} = 1$$

$$I_a(2\emptyset, 0,38kV) = \mu \cdot I''_k(2\emptyset, 0,38kV) = 1 \cdot 37,4kA = 37,4kA$$

### Cortocircuito trifásico:

$$\frac{I''_k(3\phi, 0,38kV)}{I_{ng}} = 3,25$$

$$\mu = 0,84 + 0,26 \cdot e^{-26 \cdot \frac{I''_k(3\phi, 0,38kV)}{I_{ng}}} = 0,95$$

$I_d(3\phi, 0,38kV) = \mu \cdot I''_k(3\phi, 0,38kV) = 0,95 \cdot 74,8kA = 71,2 kA$
---

### 8.8 CÁLCULO DE $I_{th}$

La corriente breve efectiva térmica es un equivalente mediante el cual se evalúa o cuantifica la energía térmica generada por la corriente de cortocircuito real.

La integral de Joule  $\int i^2 dt$  es la medida de la energía generada por la componente resistiva del sistema al ser atravesada por la corriente de cortocircuito.

$$\int_0^{T_k} i^2 dt = I''_k{}^2 \cdot (m + n) \cdot T_k = I_{th}{}^2 \cdot T_k$$

La corriente breve efectiva térmica se calcula según la siguiente expresión:

$$I_{th} = I''_k{}^2 \cdot (m + n)$$

Donde:

$I''_k$ : es la corriente de cortocircuito trifásica simétrica inicial.

$I_{th}$ : es la corriente de cortocircuito breve efectiva térmica.

$m$ : es el factor que corresponde al efecto térmico debido a la componente de corriente continua de cada corriente de cortocircuito.

$n$ : es el factor que corresponde al efecto térmico debido a la componente de corriente alterna de cada corriente de cortocircuito

$T_k$ : es la duración del cortocircuito.

Los valores de  $m$  y  $n$  se obtienen de los gráficos siguientes:

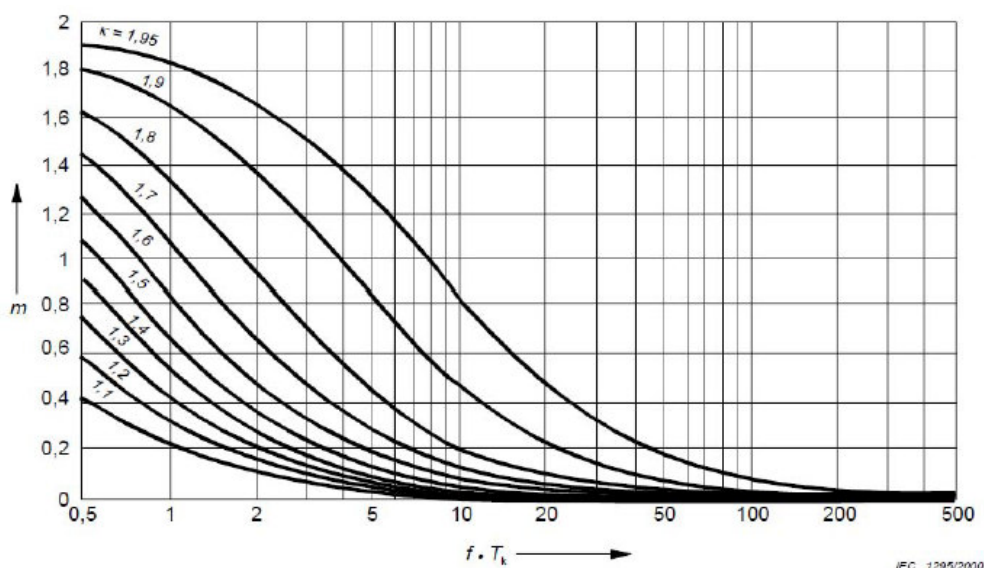


Figura 36. Obtención gráfica del coeficiente  $m$ . Corriente breve efectiva térmica. IEC 60909/VDE 102.

Para el caso del factor "m", considerando una duración  $T_k = 1 \text{ seg}$ , y  $f = 50 \text{ Hz}$ , se puede observar que el valor de "m" tiende a 0. Se definirá  $m = 0,2$  a los fines prácticos

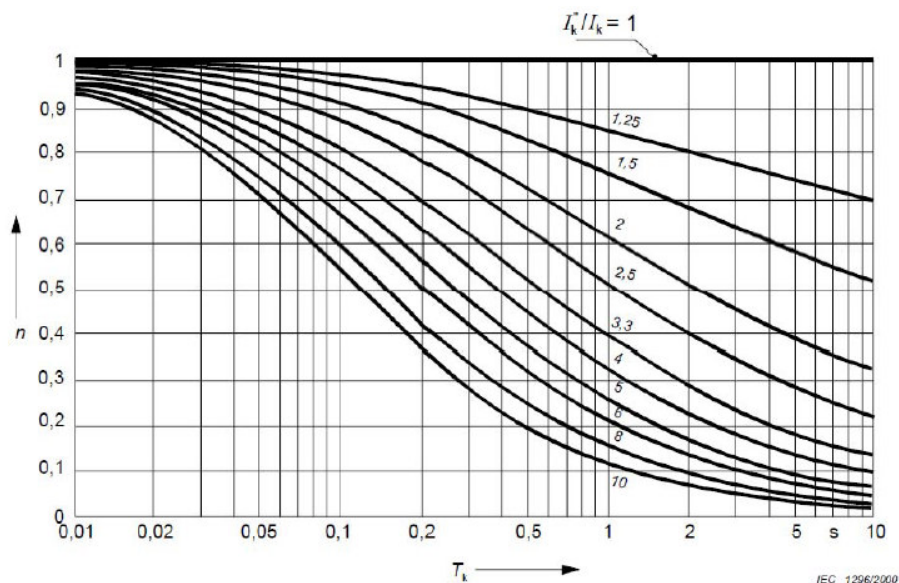


Figura 37. Obtención gráfica del coeficiente  $n$ . Corriente breve efectiva térmica. IEC 60909/VDE 102.

Si bien la relación  $\frac{I_k''}{I_k}$  puede resultar mayor a la unidad para cortocircuitos cercanos al generador, se considerará el mayor valor posible ( $n = 1$ ), ya que el objetivo del cálculo es realizar el posterior dimensionamiento del aparataje, y representa la situación más desfavorable.

### 8.8.1 Para barra de 21 kV

$$I_{th}(21 \text{ kV}) = I''_{k(3\phi,21\text{kV})} \cdot \sqrt{m+n} = 231,4\text{kA} \cdot \sqrt{0,2+1} = 253,5\text{kA}_{ef}$$

### 8.8.2 Para barra de 13,2 Kv

$$I_{th}(13,2 \text{ kV}) = I''_{k(3\phi,13,2\text{kV})} \cdot \sqrt{m+n} = 19,6\text{kA} \cdot \sqrt{0,2+1} = 21,5\text{kA}_{ef}$$

### 8.8.3 Para barra de 6,6 kV

$$I_{th}(6,6 \text{ kV}) = I''_{k(3\phi,6,6\text{kV})} \cdot \sqrt{m+n} = 39,2\text{kA} \cdot \sqrt{0,2+1} = 43\text{kA}_{ef}$$

### 8.8.4 Para barra de 0,38 kV

$$I_{th}(0,38 \text{ kV}) = I''_{k(3\phi,0,38\text{kV})} \cdot \sqrt{m+n} = 74,8\text{kA} \cdot \sqrt{0,2+1} = 82\text{kA}_{ef}$$

## 8.9 TABLA RESUMEN DE RESULTADOS OBTENIDOS

Tabla 11. Resumen de resultados obtenidos en barra de 21 kV.

Tensión	21 kV							
Barras	BAA							
Corto	I''k	IR	IS	IT	In	Is	Ia	Ith
3fφ [kA]	231,40	231,40	231,40	231,40	23,04	654,50	198,79	253,49
2fφ [kA]	115,70	0,00	200,40	200,40	23,04	327,25	105,34	
2fφ+T[kA]	115,70	0,00	200,40	200,38	23,04	327,25	-	
1fφ [A]	0,0259	0,0259	0,00	0,00	23,04	0,07	0,026	

Tabla 12. Resumen de resultados obtenidos en barra de 13,2 kV.

Tensión	13,2 kV							
Barras	BBA-BBC							
Corto	I''k	IR	IS	IT	In	Is	Ia	Ith
3fφ [kA]	19,62	19,62	19,62	19,62	1,49	55,49	19,62	21,49
2fφ [kA]	9,81	0,00	16,90	16,90	1,49	27,75	9,81	
2fφ+T[kA]	9,81	0,00	16,90	16,90	1,49	27,75	-	
1fφ [A]	0,00	0,00	0,00	0,00	1,49	0,00	0,00	

Tabla 13. Resumen de resultados obtenidos en barra de 6,6 kV.

Tensión	6,6 kV							
Barras	BBB-BBD							
Corto	I''k	IR	IS	IT	In	Is	Ia	Ith
3fφ [kA]	39,24	39,24	39,24	39,24	1,93	110,99	39,24	42,99
2fφ [kA]	19,62	0,00	33,98	33,98	1,93	55,49	19,62	
2fφ+T[kA]	19,62	0,00	33,98	33,98	1,93	55,49	-	
1fφ [A]	0,00	0,00	0,00	0,00	1,93	0,00	0,00	



Tabla 14. Resumen de resultados obtenidos en barra de 0,4 kV.

Tensión	0,4 kV							
Barras	BFE-BFF-BFG-BFH-BHA-BHB-BHC-BHD							
Corto	I" k	IR	IS	IT	In	Is	Ia	Ith
3fφ [kA]	74,88	74,88	74,88	74,88	2,31	211,79	71,27	82,03
2fφ [kA]	37,44	0,00	64,85	64,85	2,31	105,90	37,44	
2fφ+T[kA]	37,44	0,00	64,85	64,85	2,31	105,90	-	
1fφ [A]	0,00	0,00	0,00	0,00	2,31	0,00	0,00	

### 8.10 VERIFICACIÓN DE RESULTADOS OBTENIDOS MEDIANTE SOFTWARE “POWERWORLD”

Adicionalmente a la resolución matemática, se comprobó la validez de los resultados obtenidos anteriormente a través del software PowerWorld, un simulador gratuito para evaluación de sistemas de generación y potencia.

En la *Figura 38*, se puede observar el modelado del unifilar simplificado, en el software.

## CENTRAL NUCLEAR ATUCHA II

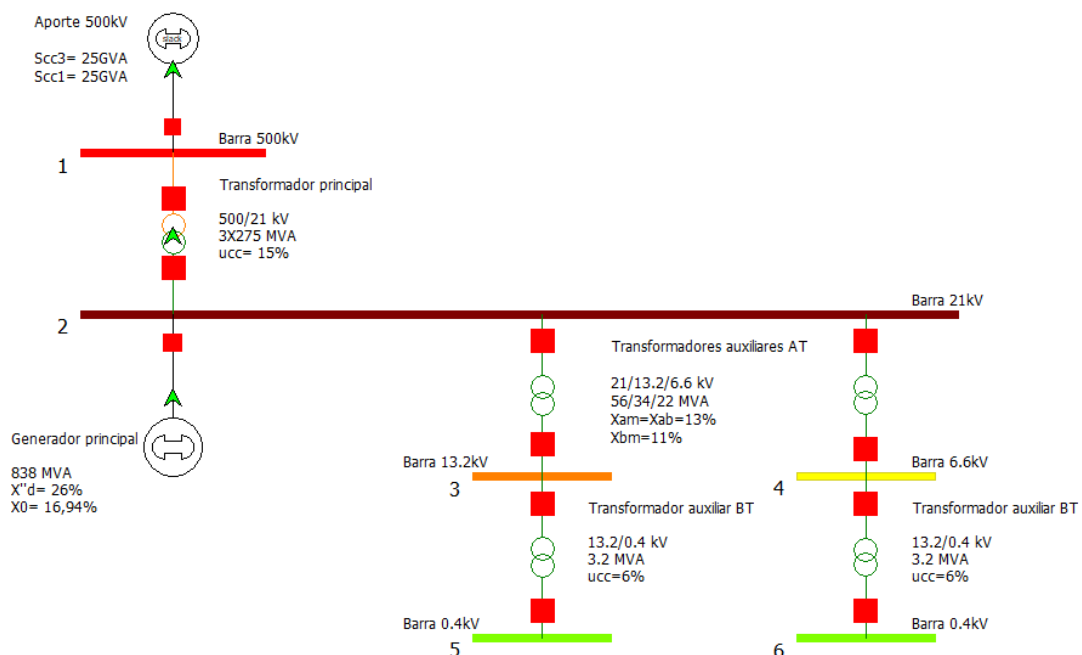


Figura 38. Modelado Unifilar simplificado CNA II. Software PowerWorld.

A continuación, puede observarse el cálculo de la corriente subtransitoria de cortocircuito, en barra de 21 kV:

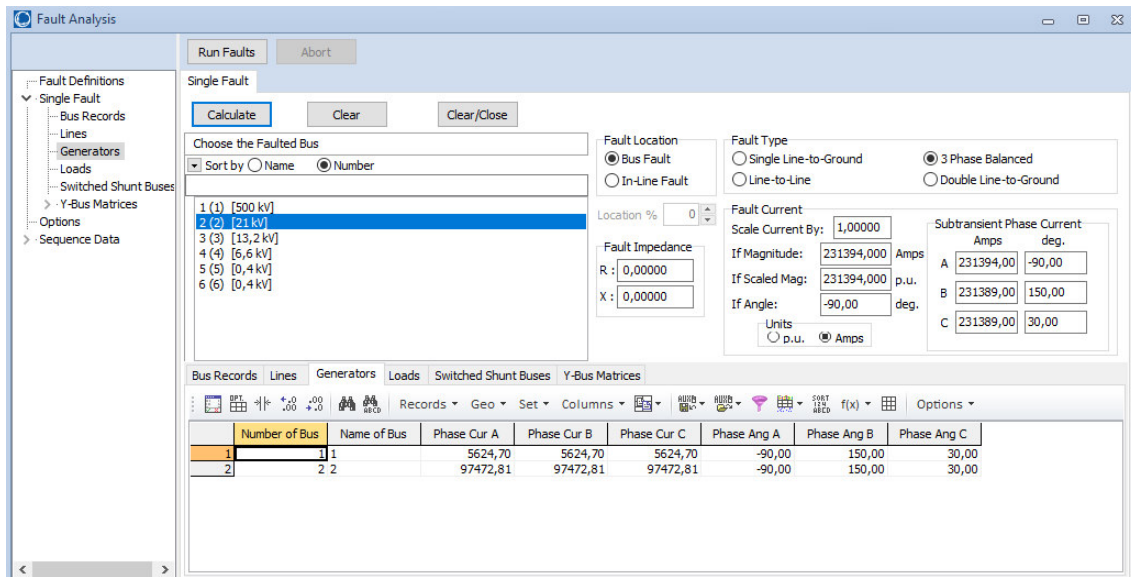


Figura 39. Comparación resultados de cortocircuito en barra 21kV. Software PowerWorld.

## LISTADO DE FIGURAS Y TABLAS

Figura 15. Forma de onda de la corriente para una falla cercana al generador. Apunte Instalaciones eléctricas y luminotecnia. Ing. Daniel A. Vecchio.....	72
Figura 16. Puesta a tierra de baja impedancia en generadores.....	73
Figura 17. Puesta a tierra de generadores en paralelo a través de transformador.....	74
Figura 18. Puesta a tierra de alta impedancia a través de generador.....	74
Figura 19. Diagrama de secuencia cortocircuito trifásico en 21 kV.....	76
Figura 20. Diagrama de secuencia cortocircuito trifásico en 13,2 kV.....	77
Figura 21. Diagrama de secuencia cortocircuito trifásico en 6,6 kV.....	78
Figura 22. Diagrama de secuencia cortocircuito trifásico en 0,38 kV.....	79
Figura 23. Diagrama de secuencia cortocircuito monofásico en 21 kV.....	80
Figura 24. Diagrama de secuencia cortocircuito monofásico en 13,2 kV.....	81
Figura 25. Diagrama de secuencia cortocircuito monofásico en 6,6 kV.....	82
Figura 26. Diagrama de secuencia cortocircuito monofásico en 0,38 kV.....	83
Figura 27. Diagrama de secuencia cortocircuito bifásico aislado en 21 kV.....	84
Figura 28. Diagrama de secuencia cortocircuito bifásico aislado en 13,2 kV.....	85
Figura 29. Diagrama de secuencia cortocircuito bifásico aislado en 6,6 kV.....	86
Figura 30. Diagrama de secuencia cortocircuito bifásico aislado en 0,38 kV.....	87
Figura 31. Diagrama de secuencia cortocircuito bifásico a tierra en 21 kV.....	89
Figura 32. Diagrama de secuencia cortocircuito bifásico a tierra en 13,2 kV.....	90
Figura 33. Diagrama de secuencia cortocircuito bifásico a tierra en 6,6 kV.....	92
Figura 34. Diagrama de secuencia cortocircuito bifásico a tierra en 0,38 kV.....	93
Figura 35. Obtención gráfica del coeficiente $\chi$ . Corriente de Impulso. IEC 60909/VDE 102.....	95
Figura 36. Obtención gráfica del coeficiente $m$ . Corriente breve efectiva térmica. IEC 60909/VDE 102.....	102
Figura 37. Obtención gráfica del coeficiente $n$ . Corriente breve efectiva térmica. IEC 60909/VDE 102.....	102
<b>Tabla 11. Resumen de resultados obtenidos en barra de 21 kV.....</b>	<b>104</b>
<b>Tabla 12. Resumen de resultados obtenidos en barra de 13,2 kV.....</b>	<b>104</b>
<b>Tabla 13. Resumen de resultados obtenidos en barra de 6,6 kV.....</b>	<b>104</b>
<b>Tabla 14. Resumen de resultados obtenidos en barra de 0,4 kV.....</b>	<b>105</b>
Figura 38. Modelado Unifilar simplificado CNA II. Software PowerWorld.....	105
Figura 39. Comparación resultados de cortocircuito en barra 21kV. Software PowerWorld.....	106

## BIBLIOGRAFÍA

Ing. Daniel A. Vecchio, Ing. Fabian Cabana. Teoría de corto circuito. Instalaciones eléctricas y luminotecnia. Argentina. 2013.

IEC (International Electrotechnical Commission). IEC 60909:2016. Short-circuit currents in three phase a.c. systems. 2016.

Ing. Alejandro Gustavo Gioseffi. Protecciones de generador 1° parte. Cátedra Centrales y protecciones eléctricas. Argentina. 2021.

PowerWorld Simulator. Instruction manual. Estados Unidos. 2016.



**UTN**  
UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA NACIONAL  
FACULTAD REGIONAL AVELLANEDA



**UTN**  
**INGENIERÍA**  
**ELÉCTRICA**

**ASIGNATURA:** Proyecto Final

**AÑO:** 5to

**CURSO:** 41

**CICLO LECTIVO:** 2021

**DOCENTE:** Ing. Carlos Santo

**Coord.:** Ing. Alejandro Gioseffi

***“CENTRAL NUCLEAR ATUCHA II”***

**Tópico N° 9**

***“Selección de equipos”***

LEGAJO		APELLIDO Y NOMBRES		E-MAIL
104949		Barrera, Lucas Alejandro		lucasbarrera97@gmail.com
106493		Fariñas, Tomás Agustín		tomas_fari@hotmail.com
105400		Martínez, Juan Cruz		juaniimartinez14@gmail.com
PRES.	FECHA ENTREGA	FECHA DEVOL.	OBSERVACIONES	
1 <sup>RA</sup>	20/02/2022			
2 <sup>DA</sup>				
3 <sup>RA</sup>				
FECHA APROBACIÓN		CALIFICACIÓN		FIRMA
07/03/2022		Aprobado		 Ing. Alejandro G. Gioseffi

**Registro de Modificaciones**

REVISIÓN	FECHA	OBSERVACIONES / CORRECCIONES
00	20/02/2022	Emisión Inicial

## ÍNDICE

<b>9. SELECCIÓN DE EQUIPOS</b> .....	<b>111</b>
9.1 ESPECIFICACIÓN DEL INTERRUPTOR PRINCIPAL .....	111
9.2 ESPECIFICACIÓN DEL TRANSFORMADOR PRINCIPAL .....	113
9.3 ESPECIFICACIÓN DEL INTERRUPTOR PARA 13,2 kV .....	114
9.4 ESPECIFICACIÓN DEL INTERRUPTOR PARA 6,6 kV .....	116
9.5 ESPECIFICACIÓN DE TRANSFORMADORES DE CORRIENTE (PARA MEDICIÓN Y PROTECCIÓN) EN MEDIA TENSIÓN .....	118
9.6 ESPECIFICACIÓN DE TRANSFORMADORES DE TENSIÓN EN MEDIA TENSIÓN. ....	120
<b>LISTADO DE FIGURAS Y TABLAS</b> .....	<b>122</b>
<b>BIBLIOGRAFÍA</b> .....	<b>122</b>

## 9. SELECCIÓN DE EQUIPOS

### 9.1 ESPECIFICACIÓN DEL INTERRUPTOR PRINCIPAL

En cuanto a la especificación del interruptor principal del generador, teniendo en cuenta las prestaciones que este exige en cuanto a corrientes nominales y de falla, se seleccionó el modelo HEC 7 del fabricante ABB, cuyos datos técnicos se pueden ver a continuación:



*Figura 40. Generator Circuit-Braker System. HEC 7/8. ABB*

Generator circuit-breaker system type		HEC 7A/8A	
<b>General</b>			
Rated maximum voltage	kV	30	
Rated frequency	Hz	50/60	
Rated continuous current 50 Hz	HEC 7 naturally cooled	A rms	up to 25000
	HEC 8 naturally cooled (enhanced convection)	A rms	up to 28000
Rated continuous current 60 Hz	HEC 7 naturally cooled	A rms	up to 22000
	HEC 8 naturally cooled (enhanced convection)	A rms	up to 26500
<b>Rated insulation level</b>			
Rated power frequency withstand voltage			
to earth and across circuit-breaker/switch contacts	kV rms	80	
across isolating distance of disconnecter	kV rms	88	
Rated lightning impulse withstand voltage			
to earth and across circuit-breaker/switch contacts	kV peak	150	
across isolating distance of disconnecter	kV peak	165	
<b>Circuit-breaker</b>			
Rated peak withstand current	kA peak	466	
Rated short-time withstand current	kA, 3s	170	
Rated short-circuit making current	kA peak	466	
Rated short-circuit breaking current	kA rms	170	
Rated operating sequence			
Opening time	ms	33 ± 3	
Rated interrupting time	ms	58	
Mechanical endurance life	CO	10000	
<b>Disconnecter</b>			
Rated peak withstand current	kA peak	466	
Rated short-time withstand current	kA, 3s	170	
Operating time	s	2	
<b>Earthing Switch</b>			
Rated peak withstand current	kA peak	466	
Rated short-time withstand current	kA, 1s	170	
Operating time	s	2	

Figura 41. Datos técnicos Interruptor Generador HEC 7A/8A. ABB

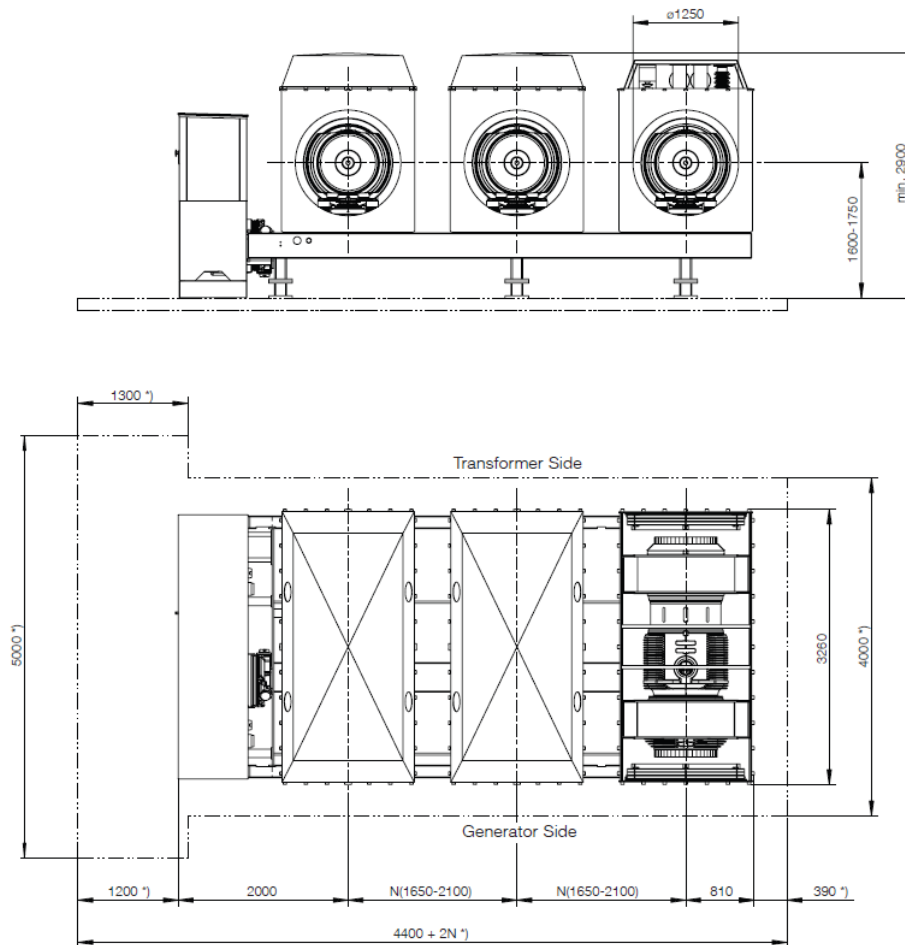
Se verifica que los valores garantizados por el fabricante, resulten superiores a los calculados en el tópico de cortocircuito:

Tabla 15. Verificación valores calculados y garantizados. Interruptor 21kV

Tensión	21 kV			
	Generator Switch HEC 7 ABB [kA]			
	In	Is	Ia	Ith
<b>Calculados</b>	23,04	378,79	120,18	146,71
<b>Garantizados</b>	25,00	466,00	170,00	170,00



Las dimensiones del interruptor de generador HEC7ABB, se pueden observar en la *Figura 42*:



*Figura 42. Dimensiones Interruptor Generador HEC 7. ABB*

## 9.2 ESPECIFICACIÓN DEL TRANSFORMADOR PRINCIPAL

El generador alimenta a la red principal de 500kV a través de tres transformadores monofásicos, cuyas características principales son:

- Tensión nominal primaria: 515kV  $\pm$  10%
- Tensión nominal secundaria: 21kV
- Potencia nominal: 3x275MVA
- Tensión de cortocircuito en p.u.:  $u_{cc} = 15\%$
- Grupo de conexión:  $Y_n/\Delta$



Figura 43. Banco de transformadores monofásicos. CNA II.

### 9.3 ESPECIFICACIÓN DEL INTERRUPTOR PARA 13,2 kV

Con los valores de cortocircuito obtenidos, se ingresa al catálogo de Siemens: “Instalaciones de hasta 24kV para módulos extraíbles con interruptores de potencia, tipo 8BK20”. Corresponden a celdas con módulo extraíble, aisladas por aire, con blindaje metálico, barras colectoras simples/dobles con compartimentación metálica.

Los datos técnicos para el interruptor de 13,2kV se pueden observar en la Figura 44:

#### Datos eléctricos

**Celda con módulo extraíble con interruptor de potencia al vacío**

**Celda con módulo extraíble de seccionador**

**Acoplamiento longitudinal**

**Celda con conexión de barras colectoras tipo I y tipo II**

Tensión nominal	kV	7,2	12	15 <sup>1)</sup>	17,5	24
Ancho	mm	800	800	800	1000	1000
Tensión nominal alterna de breve duración	kV	20	28	36	38	50
Tensión nominal de choque por rayo	kV	60	75	95	95	125
Intensidad nominal de corte en cortocircuito	máx. kA	50	50	50	25	25
Intensidad nominal de breve duración	1 s máx. kA	50	50	50	25	25
	3 s máx. kA	40	40	40	25	25
Intensidad nominal de cierre en cortocircuito/ Intensidad nominal de choque	máx. kA	125	125	125	63	63
Intensidad nominal de servicio de barras colectoras	máx. A	4000	4000	4000	2500	2500
Intensidad nominal de servicio de las derivaciones	máx. A	4000	4000	4000	2000	2000

Figura 44. Datos técnicos celda 13,2 kV con módulo extraíble con interruptor de potencia al vacío. Siemens, tipo 8BK20

Se verifica que los valores garantizados por el fabricante, resulten superiores a los calculados en el tópic de cortocircuito:

**Tabla 16. Verificación valores calculados y garantizados. Interruptor 13,2kV**

Tensión	13,2 kV			
Barras	BBA-BBC [kA]			
	In	Is	Ia	Ith
Calculados	1,49	55,49	19,62	21,49
Garantizados	4,00	125,00	50,00	50,00

En la *Figura 45*, se pueden observar algunos datos de las dimensiones de la celda:

**Dimensiones de las celdas**

Tensión nominal		kV	7,2	12	15 <sup>1)</sup>	17,5	24	
Ancho (anchura)		mm	800	800	800	1000	1000	
Altura (estandar)		mm	2050	2050	2050	2250	2250	
	con armario superior adicional de baja tensión	mm	2450	2450	2450	2650	2650	
	con conexión del cable a la barra colectora	mm	2550	2550	2550	2750	2750	
	en caso de montaje de chapas deflectoras para el cumplimiento de los criterios 1 a 6, con duración del arco interno 1 s	20 kA	mm	2050	2050	2050	2530	2530
		≥ 25 kA	mm	2450	2450	2450	2530	2530
Profundidad	Celda de barras colectoras simples	Conexión frontal, montaje en pared <sup>2)</sup>	mm	1650	1650	1650	2025	2025
		Conexión frontal, montaje aislado <sup>2)</sup>	mm	1775	1775	1775	2150	2150
		Conexión posterior, montaje aislado <sup>2)</sup>	mm	1775	1775	1775	2150	2150
	Celda de barras colectoras dobles	Con montaje espalda a espalda	mm	3560 <sup>3)</sup>	3560 <sup>3)</sup>	3560 <sup>3)</sup>	4310	4310

**Dimensiones de montaje útiles del armario de baja tensión**

Tensión nominal		kV	7,2	12	15 <sup>1)</sup>	17,5	24
Ancho		mm	800	800	800	1000	1000
Armario estándar	Anchura	mm	680	680	680	880	880
	Altura	mm	680	680	680	680	680
	Profundidad	mm	450	450	450	450	450
Armario superior adicional	Anchura	mm	680	680	680	880	880
	Altura	mm	380	380	380	380	380
	Profundidad	mm	420	420	420	420	420

**Alturas de montaje útiles para cable de alta tensión**

Dimensión interior de montaje entre el agujero en la lengüeta de conexión y la sujeción en el portacables.

Tensión nominal		kV	7,2	12	15 <sup>1)</sup>	17,5	24
Ancho		mm	800	800	800	1000	1000
Ejecución estándar	Conexión frontal	aprox. mm	425	425	425	520	520
	Conexión posterior	aprox. mm	600	600	600	650	650
Ejecución estándar con cubeta de suelo ahondada	Conexión frontal	aprox. mm	625	625	625	720	720
	Conexión posterior	aprox. mm	800	800	800	850	850

*Figura 45. Dimensiones de las celdas 13,2 kV con módulo extraíble con interruptor de potencia al vacío. Siemens, tipo 8BK20*

## 9.4 ESPECIFICACIÓN DEL INTERRUPTOR PARA 6,6 kV

Los datos técnicos para el interruptor de 6,6kV se pueden observar en la *Figura 46*:

### Datos eléctricos

		kV	7,2	12	15 <sup>1)</sup>	17,5	24
<b>Celda con módulo extraíble con interruptor de potencia al vacío</b>	Tensión nominal	kV	7,2	12	15 <sup>1)</sup>	17,5	24
	Ancho	mm	800	800	800	1000	1000
<b>Celda con módulo extraíble de seccionador</b>	Tensión nominal alterna de breve duración	kV	20	28	36	38	50
	Tensión nominal de choque por rayo	kV	60	75	95	95	125
<b>Acoplamiento longitudinal</b>	Intensidad nominal de corte en cortocircuito	máx. kA	50	50	50	25	25
	Intensidad nominal de breve duración	1 s máx. kA	50	50	50	25	25
3 s máx. kA		40	40	40	25	25	
<b>Celda con conexión de barras colectoras tipo I y tipo II</b>	Intensidad nominal de cierre en cortocircuito/ Intensidad nominal de choque	máx. kA	125	125	125	63	63
	Intensidad nominal de servicio de barras colectoras	máx. A	4000	4000	4000	2500	2500
	Intensidad nominal de servicio de las derivaciones	máx. A	4000	4000	4000	2000	2000

Figura 46. Datos técnicos celda 6,6kV con módulo extraíble con interruptor de potencia al vacío. Siemens, tipo 8BK20

Se verifica que los valores garantizados por el fabricante, resulten superiores a los calculados en el tópic de cortocircuito:

**Tabla 17. Verificación valores calculados y garantizados. Interruptor 6,6kV**

Tensión	6,6 kV			
	BBB-BBD [kA]			
Barras	In	Is	Ia	Ith
<b>Calculados</b>	1,93	110,99	39,24	42,99
<b>Garantizados</b>	4,00	125,00	50,00	50,00

En la *Figura 47*, se pueden observar algunos datos de las dimensiones de la celda:

**Dimensiones de las celdas**

Tensión nominal		kV	7,2	12	15 <sup>1)</sup>	17,5	24	
Ancho (anchura)		mm	800	800	800	1000	1000	
Altura (estándar)		mm	2050	2050	2050	2250	2250	
con armario superior adicional de baja tensión		mm	2450	2450	2450	2650	2650	
con conexión del cable a la barra colectora		mm	2550	2550	2550	2750	2750	
en caso de montaje de chapas deflectoras para el cumplimiento de los criterios 1 a 6, con duración del arco interno 1 s		20 kA mm	2050	2050	2050	2530	2530	
		≥ 25 kA mm	2450	2450	2450	2530	2530	
Profundidad	Celda de barras colectoras simples	Conexión frontal, montaje en pared <sup>2)</sup>	mm	1650	1650	1650	2025	2025
		Conexión frontal, montaje aislado <sup>2)</sup>	mm	1775	1775	1775	2150	2150
		Conexión posterior, montaje aislado <sup>2)</sup>	mm	1775	1775	1775	2150	2150
	Celda de barras colectoras dobles	Con montaje espalda a espalda	mm	3560 <sup>3)</sup>	3560 <sup>3)</sup>	3560 <sup>3)</sup>	4310	4310

**Dimensiones de montaje útiles del armario de baja tensión**

Tensión nominal		kV	7,2	12	15 <sup>1)</sup>	17,5	24
Ancho		mm	800	800	800	1000	1000
Armario estándar	Anchura	mm	680	680	680	880	880
	Altura	mm	680	680	680	680	680
	Profundidad	mm	450	450	450	450	450
Armario superior adicional	Anchura	mm	680	680	680	880	880
	Altura	mm	380	380	380	380	380
	Profundidad	mm	420	420	420	420	420

**Alturas de montaje útiles para cable de alta tensión**

Dimensión interior de montaje entre el agujero en la lengüeta de conexión y la sujeción en el portacables.

Tensión nominal		kV	7,2	12	15 <sup>1)</sup>	17,5	24
Ancho		mm	800	800	800	1000	1000
Ejecución estándar	Conexión frontal	aprox mm	425	425	425	520	520
	Conexión posterior	aprox mm	600	600	600	650	650
Ejecución estándar con cubeta de suelo ahondada	Conexión frontal	aprox mm	625	625	625	720	720
	Conexión posterior	aprox mm	800	800	800	850	850

*Figura 47. Dimensiones de las celdas 6,6 kV con módulo extraíble con interruptor de potencia al vacío. Siemens, tipo 8BK20*

## 9.5 ESPECIFICACIÓN DE TRANSFORMADORES DE CORRIENTE (PARA MEDICIÓN Y PROTECCIÓN) EN MEDIA TENSIÓN

Para la selección de los transformadores de corriente en 21/13,2/6,6kV, se recurre al fabricante "Arteche".

Para los TI de salida de generador, en 21 kV, se elige un transformador de intensidad tipo "Toroidal Generación", correspondiente a transformadores de intensidad de servicio interior, encapsulados en resina, de tipo toroidal sin conductor primario, para ser instalados en salidas de generación. Como tensión de aislamiento se elige 24kV.

En la *Figura 48*, se pueden observar las características eléctricas de los TI que especifica el fabricante Arteche:

Características eléctricas							
Modelo	Tensión máxima de servicio (kV)	Tensiones de ensayo		Intensidad primaria máxima (A)	Intensidad de cortocircuito		Número máximo de núcleos
		Frecuencia industrial (kV)	Impulso (kVp)		$I_{th}$ (kA/1s)	$I_{dn}$ (kA)	
ABD-7	7,2	20	60	4.000	100	$2,5xI_{th}$	3
ABD-12	12	28	75	4.000	100	$2,5xI_{th}$	3
ABD-17	17,5	38	95	4.000	100	$2,5xI_{th}$	3
ABD-24	24	50	125	5.000	100	$2,5xI_{th}$	3
ABD-36	36	70	170	5.000	100	$2,5xI_{th}$	3
ABE-12	12	28	75	6.000	100	$2,5xI_{th}$	4
ABE-24	24	50	125	8.000	100	$2,5xI_{th}$	4
ABF-24	24	50	125	6.500	100	$2,5xI_{th}$	3
ABG-24	24	50	125	10.000	100	$2,5xI_{th}$	3

Sujeto a posibles modificaciones técnicas.

*Figura 48. Características eléctricas. Transformadores de corriente salida generador. Tipo Toroidal generación Arteche.*

Hay que tener en cuenta que la corriente nominal a salida de generador, es de aproximadamente 23.000 Amperes. Por lo que ninguno de los TI de la Figura anterior, cumplen con esta condición (la máxima corriente nominal admisible es de 10.000 Amperes). Sin embargo, el fabricante especifica que hay posibilidad de corrientes superiores, en caso de que el cliente lo solicite.

Es por ello que existe la posibilidad de fabricar transformadores de intensidad con corriente primaria máxima de 25.000 Amperes. El marcaje seleccionado será de simple relación primaria y dos secundarias, a fin de poseer dos núcleos independientes (uno para medición, y otro para protección). Como corriente secundaria se utilizará 5 Amperes. En cuanto a los valores de cortocircuito  $I_{th}$ ,  $I_s$ , será necesario que los valores garantizados por el fabricante sean superiores a los de la *Tabla 18*.

**Tabla 18. Valores calculados para el TI de salida generador.**

Tensión	Aporte Red		
	[kA]		
Barras	In.gen	Is	Ith
3fφ [kA]	23,04	378,79	146,71

Para los TI de servicios auxiliares, debido a que poseen corrientes nominales inferiores al TI de salida generador, se pueden emplear los transformadores de intensidad tipo "Toroidal Soporte/Pasobarra", siendo estos encapsulados en resina, de tipo toroidal, sin conductor primario para ser instalados en barras de media tensión sin aislamiento.

El marcaje seleccionado será de simple relación primaria y dos secundarias, a fin de poseer dos núcleos independientes (uno para medición, y otro para protección). Como corriente secundaria se utilizará 5 Amperes.

En la *Figura 49*, se pueden observar las características eléctricas de los transformadores de corriente seleccionados para 13,2/6,6kV:

Características eléctricas							
Modelo	Tensión máxima de servicio (kV)	Tensiones de ensayo		Intensidad primaria máxima (A)	Intensidad de cortocircuito		Número máximo de núcleos
		Frecuencia industrial (kV)	Impulso (kVp)		$I_{th}$ (kA/1s)	$I_{din}$ (kA)	
AGNE-3,6	3,6	10	40	4.000	100	$2,5 \times I_{th}$	3
AGPE-12	12	28	75	4.000	100	$2,5 \times I_{th}$	3
AGD-17	17,5	38	95	1.200	48	$2,5 \times I_{th}$	1
AGN-17	17,5	38	95	4.000	100	$2,5 \times I_{th}$	3
AGD-24	24	50	125	1.500	100	$2,5 \times I_{th}$	1
AGN-24	24	50	125	4.000	100	$2,5 \times I_{th}$	3

Sujeto a posibles modificaciones técnicas.

*Figura 49. Características eléctricas. Transformadores de corriente servicios auxiliares. Tipo Toroidal soporte/pasobarra. Artech.*

Se verifica que los valores garantizados por el fabricante, resulten superiores a los calculados en el tópico de cortocircuito:

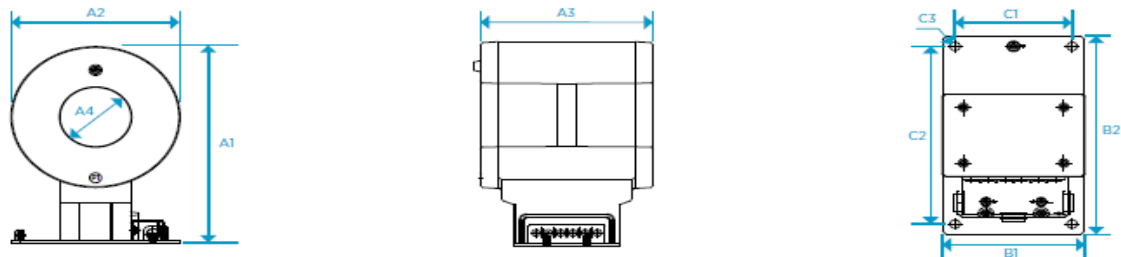
**Tabla 19. Verificación valores calculados y garantizados. TI servicios auxiliares 13,2/6,6kV.**

Tensión	13,2 kV		
	TI tipo toroidal soporte/pasobarra [kA]		
	$I_n$	$I_s$	$I_{th}$
<b>Calculados</b>	1,49	55,49	21,49
<b>Garantizados</b>	4,00	250,00	100,00

Tensión	6,6 kV		
	TI tipo toroidal soporte/pasobarra [kA]		
	$I_n$	$I_s$	$I_{th}$
<b>Calculados</b>	1,93	110,99	42,99
<b>Garantizados</b>	4,00	250,00	100,00

En la *Figura 50*, se pueden observar las dimensiones y pesos de los TI seleccionados:

### DIMENSIONES



Modelo	Dimensiones (mm)				Base (mm)		Anclaje (mm)			Peso (kg)
	Alto (A1)	Ancho (A2)	Largo (A3)	Diámetro interior (A4)	Ancho (B1)	Largo (B2)	Ancho (C1)	Largo (C2)	Diámetro agujero (C3)	
AGNE-3,6	397,5	285	230/280	120/150	307	170	255	140	12	42
AGPE-12	516	370	290	204	290	370	130	270	11	55
AGD-17	360	145	175	-	-	-	63	-	M8	11
AGN-17	397,5	285	230/280	120/150	285	170	255	140	12	42
AGD-24	360	160	156	-	-	-	63	-	M8	11
AGN-24	397,5	285	230/280	120/150	285	170	255	140	12	42

Puede suministrarse con barra primaria de cobre, plateada bajo pedido.  
 Bornes secundarios de latón M5/M6. Borne de tierra de acero M8 cincado y bicromatado.  
 Cubierta bornes secundarios de policarbonato. Bajo pedido se pueden suministrar de acero cincado y bicromatado.  
 Dimensiones y pesos aproximados.

*Figura 50. Dimensiones. Transformadores de corriente servicios auxiliares. Tipo Toroidal soporte/pasobarra. Artech.*

## 9.6 ESPECIFICACIÓN DE TRANSFORMADORES DE TENSIÓN EN MEDIA TENSIÓN.

Para la selección de los transformadores de tensión en 21/13,2/6,6kV, se recurre al fabricante "Artech", en cuyo catálogo especifica transformadores de tensión de servicio interior, encapsulados en resina para ser instalados fase-tierra. Como tensión secundaria de funcionamiento se elegirá 120V.

En la *Figura 51*, se pueden observar las características eléctricas de los transformadores de tensión seleccionados para cada uno de los niveles de tensión:

Características eléctricas					
Modelo	Tensión máxima de servicio (kV)	Tensiones de ensayo		Potencia calentamiento (VA)	
		Frecuencia industrial (kV)	Impulso (kVp)		
UCD-7	-	7,2	20	60	300
UCE-7	-	7,2	20	60	750
UCL-7	UXL-7	7,2	20	60	450
UCH-12	UXI-12	12	28	75	350
UCL-12	UXL-12	12	28	75	450
UCN-12	UXN-12	12	28	75	600
UCD-17	-	17,5	38	95	1.000
UCE-17	-	17,5	38	95	1.500
UCH-17	UXI-17	17,5	38	95	350
UCL-17	UXL-17	17,5	38	95	450
UCG-24	UXG-24	24	50	125	650

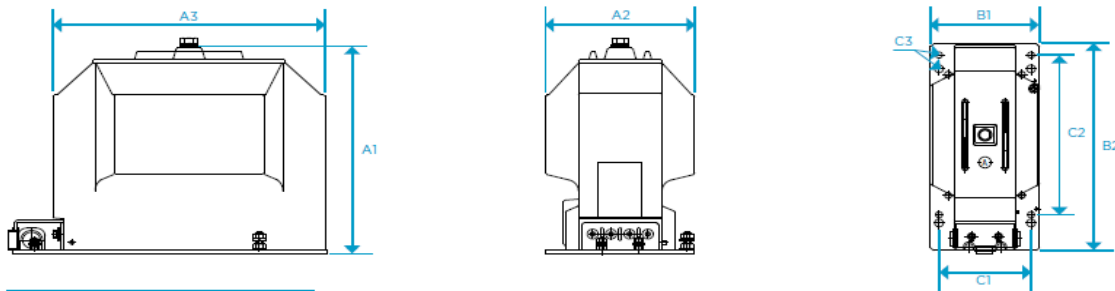
*Figura 51. Características eléctricas. Transformadores de tensión monofásicos. Artech.*



En todos los casos poseen un factor de tensión de 1,2Un en uso continuo, hasta 1,9Un por 8 horas de funcionamiento. Además, el marcaje seleccionado será de simple relación primaria y dos secundarios.

En la *Figura 52*, se pueden observar algunos datos de las dimensiones de los TV:

### DIMENSIONES



Modelo		Dimensiones (mm)			Base (mm)		Anclaje (mm)			Peso (kg)
		Alto (A1)	Ancho (A2)	Largo (A3)	Ancho (B1)	Largo (B2)	Ancho (C1)	Largo (C2)	Diámetro agujero (C3)	
UCD-7	-	187,5	162	185	152	258	131	184/234	11	15
UCE-7	-	168	160	184	162	236,5	139,8	189/216	11	15
UCL-7	UXL-7	285	185	300	150	362	120/150	220/290	11	27
UCI-12	UXI-12	225	148	275	148	340	125	270	11	27
UCL-12	UXL-12	285	185	300	150	362	120/150	220/290	11	27
UCN-12	UXN-12	350	222	375	225	432	150/200	290/350	11	44
UCD-17	-	233,5	228	278	235	334	203	260/330	11	39
UCE-17	-	250	230	283	234	333,5	203	260,3/312	11	36
UCI-17	UXI-17	225	148	275	148	340	125	270	11	27
UCL-17	UXL-17	285	185	300	150	362	120/150	220/290	11	27
UCG-24	UXG-24	300	186	375	186	432,5	150/165	290/300	11	45

*Figura 52. Dimensiones. Transformadores de tensión monofásicos. Artech.*

## LISTADO DE FIGURAS Y TABLAS

Figura 40. Generator Circuit-Braker System. HEC 7/8. ABB.....	111
Figura 41. Datos técnicos Interruptor Generador HEC 7A/8A. ABB.....	112
<b>Tabla 15. Verificación valores calculados y garantizados. Interruptor 21kV</b> .....	112
Figura 42. Dimensiones Interruptor Generador HEC 7. ABB .....	113
Figura 43. Banco de transformadores monofásicos. CNA II. ....	114
Figura 44. Datos técnicos celda 13,2 kV con módulo extraíble con interruptor de potencia al vacío. Siemens, tipo 8BK20 .....	114
<b>Tabla 16. Verificación valores calculados y garantizados. Interruptor 13,2kV</b> .....	115
Figura 45. Dimensiones de las celdas 13,2 kV con módulo extraíble con interruptor de potencia al vacío. Siemens, tipo 8BK20.....	115
Figura 46. Datos técnicos celda 6,6kV con módulo extraíble con interruptor de potencia al vacío. Siemens, tipo 8BK20 .....	116
<b>Tabla 17. Verificación valores calculados y garantizados. Interruptor 6,6kV</b> .....	116
Figura 47. Dimensiones de las celdas 6,6 kV con módulo extraíble con interruptor de potencia al vacío. Siemens, tipo 8BK20.....	117
Figura 48. Características eléctricas. Transformadores de corriente salida generador. Tipo Toroidal generación Arteche.....	118
<b>Tabla 18. Valores calculados para el TI de salida generador.</b> .....	118
Figura 49. Características eléctricas. Transformadores de corriente servicios auxiliares. Tipo Toroidal soporte/pasobarra. Arteche.....	119
<b>Tabla 19. Verificación valores calculados y garantizados. TI servicios auxiliares 13,2/6,6kV.</b> .....	119
Figura 50. Dimensiones. Transformadores de corriente servicios auxiliares. Tipo Toroidal soporte/pasobarra. Arteche.....	120
Figura 51. Características eléctricas. Transformadores de tensión monofásicos. Arteche. ....	120
Figura 52. Dimensiones. Transformadores de tensión monofásicos. Arteche.....	121

## BIBLIOGRAFÍA

Ing. Alejandro Gustavo Gioseffi. Introducción a los transformadores de medida. Cátedra Centrales y protecciones eléctricas. Argentina. 2021.



**UTN**  
UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA NACIONAL  
FACULTAD REGIONAL AVELLANEDA



**UTN**  
INGENIERÍA  
ELÉCTRICA

**ASIGNATURA:** Proyecto Final

**AÑO:** 5to

**CURSO:** 41

**CICLO LECTIVO:** 2021

**DOCENTE:** Ing. Carlos Santo

**Coord.:** Ing. Alejandro Gioseffi

***“CENTRAL NUCLEAR ATUCHA II”***

**Tópico N° 10**

***“Protecciones del generador”***

LEGAJO		APELLIDO Y NOMBRES		E-MAIL
104949		Barrera, Lucas Alejandro		lucasbarrera97@gmail.com
106493		Fariñas, Tomás Agustín		tomas_fari@hotmail.com
105400		Martínez, Juan Cruz		juaniimartinez14@gmail.com
PRES.	FECHA ENTREGA	FECHA DEVOL.	OBSERVACIONES	
1 <sup>RA</sup>	20/02/2022			
2 <sup>DA</sup>				
3 <sup>RA</sup>				
FECHA APROBACIÓN		CALIFICACIÓN		FIRMA
07/03/2022		Aprobado		 Ing. Alejandro G. Gioseffi

**Registro de Modificaciones**

REVISIÓN	FECHA	OBSERVACIONES / CORRECCIONES
00	20/02/2022	Emisión Inicial

## ÍNDICE

<b>10. PROTECCIONES DEL GENERADOR</b> .....	<b>125</b>
10.1 DESCRIPCIÓN DE PROTECCIONES .....	125
10.1.1 <i>Tipos de fallas y protecciones del generador</i> .....	125
10.1.2 <i>Configuración para generador-transformador</i> .....	131
10.1.3 <i>Contactos a tierra en el estator</i> .....	132
10.1.4 <i>Dispositivos de protección contra fallas a tierra en el estator</i> .....	132
10.1.5 <i>Generadores con conexión en bloque</i> .....	132
10.1.6 <i>Descripción y enumeración de algunas de las protecciones para grandes generadores</i> .....	133
10.2 AJUSTE DE PROTECCIONES .....	140
10.2.1 <i>Configuración general:</i> .....	141
10.2.2 <i>Falla estator a tierra:</i> .....	143
10.2.3 <i>Desequilibrio de carga:</i> .....	147
10.2.4 <i>Pérdida de excitación:</i> .....	149
10.2.5 <i>Motorización - Potencia inversa:</i> .....	151
10.2.6 <i>Subtensión:</i> .....	152
10.2.7 <i>Sobretensión</i> .....	154
<b>LISTADO DE FIGURAS Y TABLAS</b> .....	<b>156</b>
<b>BIBLIOGRAFÍA</b> .....	<b>157</b>

## 10. PROTECCIONES DEL GENERADOR

### 10.1 DESCRIPCIÓN DE PROTECCIONES

#### 10.1.1 Tipos de fallas y protecciones del generador

El generador es el elemento más representativo dentro del sistema. Es el más costoso económicamente y ante una hipotética falla representaría una pérdida en la producción ya que acarrea a que la central deje de cumplir su función, por este motivo las protecciones que contiene son variadas y complejas.

Las fallas que pueden suceder en el generador son:

#### Falla a tierra en el estator

La causa es la falla del aislamiento. Las corrientes de falla a tierra se limitan drásticamente en grandes generadores. Se emplea con este fin una resistencia entre el centro de estrella y tierra, que limita los valores de corriente a valores entre 5 y 400 A, según el tipo de máquina. Para la resistencia a instalar, se tiene en cuenta la capacidad distribuida del estator y del transformador en bloque. Para la conexión entre el neutro y la tierra, existen diferentes maneras:

- La puesta a tierra sólida, sin impedancia intercalada, solo se utiliza en generadores pequeños de baja tensión.
- En el caso de generadores en alta tensión, se inserta una impedancia para limitar la corriente de falla a tierra.

La elección de la corriente de falla no responde solo a la necesidad de preservar las láminas del núcleo magnético, sino también a las sobretensiones transitorias que aparecerán a través del arco que produzca la falla. Estas sobretensiones, tienen lugar por la descarga de las capacidades contenidas en todos los componentes vinculados galvánicamente.

La resistencia total del circuito estático, incluyendo la resistencia de puesta a tierra del núcleo, no debe exceder la impedancia a frecuencia del sistema de la capacidad acumulada.

#### Cortocircuito entre fases

En este caso las fallas se deben al envejecimiento o deterioro del aislamiento. Aunque en principio pueden no afectar al núcleo estático, si la falla es sostenida, los efectos sobre el laminado se manifestaran irremediablemente. Este tipo de falla no tiene una limitación de corriente, como la falla fase tierra.

Las fallas entre fases pueden producirse en las cabezas de bobinas o dentro de las ranuras, si el bobinado involucra fases distintas en la misma ranura. En este caso, la evolución hasta el núcleo se produce en muy poco tiempo.

### Cortocircuito entre espiras

No son comunes, pero si muy posibles. En el caso de arrollamientos ondulados, pueden llegar a involucrar a la totalidad de las espiras. En todos los casos aparecen muy elevadas corrientes locales, produciendo severos daños al núcleo si no es despejada.

### Bobinado rotórico a masa

El arrollamiento de excitación trabaja aislado de tierra, pero pueden ocasionarse problemas de aislación y puesta a tierra accidental. En principio la máquina puede operar con una sola puesta a tierra del arrollamiento, pero se ha comprobado que luego de la aparición de una primera puesta a tierra es altamente probable que se produzca una segunda puesta a tierra. Una doble puesta a tierra en la bobina del rotor es sumamente grave, dando lugar a altas corrientes locales, desbalances del campo magnético y vibraciones.

### Pérdida de excitación

La pérdida de la excitación responde a varias causas. Pueden ser de origen interno, como ser el corte de un conductor del arrollamiento rotórico, o el caso de una falla del sistema de excitación. En otros casos responden a causas externas, como ser una mala maniobra del interruptor de excitación.

Si el generador pierde su excitación y se encuentra conectado a una red en la que hay otros generadores, pasa a trabajar como generador asincrónico. En este caso entrega toda la potencia activa de la máquina primaria, pero la red ve al generador como una carga inductiva.

La corriente eléctrica asociada al conjunto de potencia, activa más reactiva, puede tomar valores tan altos como para producir caídas de tensión en la red, que determinen fuertes oscilaciones e incluso la pérdida del sincronismo, además del calentamiento de los arrollamientos estáticos.

Al trabajar como máquina asincrónica, se produce un resbalamiento que será mayor, cuanto más grande sea la potencia activa. Este desplazamiento producirá corrientes parásitas que aumentarán con el deslizamiento.

Por otro lado, las fallas de origen externo al generador son:

### Sobrecargas y otras causas de sobrecalentamiento en el estator

El origen de las sobrecargas puede ser la mala operación de la máquina, fallas en el regulador de velocidad, o en el limitador de carga.

Las corrientes asociadas a condiciones de carga activa y reactiva, fuera de las curvas de capacidad, dan lugar a calentamientos. Además, los sobrecalentamientos pueden ser producidos por falla en el sistema de refrigeración,

o por sobre flujo asociado a problemas en la excitación. El sobre flujo se produce cuando la relación tensión/frecuencia es demasiado alta. En esas condiciones el núcleo se satura debido a la alta densidad de flujo magnético, dando lugar a una dispersión que alcanza a partes constructivas que no están diseñadas para conducirlo.

La sobreexcitación tiene lugar por una tensión excesiva, por baja frecuencia o por una combinación de ambas cosas. El sobre flujo puede ser transitorio, como en el caso de un rechazo de carga, pero no dura lo suficiente como para provocar daños. Todas las formas de sobrecalentamiento del estator dan lugar al envejecimiento prematuro de la aislación de las bobinas.

### Carga Asimétrica

La asimetría de la carga de un generador puede ser consecuencia de fallas en la red, apertura de una fase, discordancia de polos en interruptores, fallas asimétricas sostenidas en la red, fallas a tierra que no son eliminadas rápidamente por las protecciones.

Cuando un generador está generando potencia en forma asimétrica, a la corriente de secuencia negativa, que compone la corriente total de las fases, se asocia un campo magnético estático también de frecuencia negativa. Este componente gira en sentido contrario al rotor, induciendo en el rotor y en las barras del arrollamiento de excitación, corrientes parásitas de frecuencia doble a la del sistema.

En los generadores de rotor macizo, sin arrollamiento amortiguador, las condiciones de diseño son tales que las corrientes de secuencia negativa admisibles no pueden ser más de 10% a 15% de la corriente nominal de carga. En diseños modernos con refrigeración por hidrógeno y conductos de refrigeración del rotor, la tolerancia puede ser aún menor, por ejemplo, del 6%. En todos los casos, la capacidad de tolerar esa situación sigue una ley muy inversa al valor de corriente de secuencia negativa.

### Sobretensiones

Además de las sobretensiones de origen externo a la red, distintas maniobras pueden dar lugar a sobretensiones, las cuales pueden ser transitorias o permanentes.

Pueden también producirse sobretensiones, como consecuencia de fallas en automatismos asociados a las protecciones o maniobras en los interruptores. Por ejemplo, la falla del interdisparo de una línea de longitud apreciable, da lugar a sobretensiones asociadas al efecto capacitivo de la línea en vacío.

Por otro lado, el incorrecto funcionamiento del regulador automático de tensión puede ser una fuente importante de sobretensiones.

### Variaciones de frecuencia (Subfrecuencia o sobrefrecuencia):

Las condiciones de subfrecuencia, en un sistema de potencia, son originadas por desbalances entre la potencia generada y la requerida por la carga. Esto puede ser debido a la salida intempestiva de un generador de gran potencia.

En las máquinas de turbo vapor, el funcionamiento por debajo de la frecuencia nominal, puede aparejar la aparición de resonancia en los álabes de la turbina de baja presión, para los cuales la frecuencia de resonancia está muy cerca de la frecuencia nominal. Debe considerarse también que la subfrecuencia puede provocar sobre flujos producidos por sobreexcitación, los cuales pueden producir calentamientos excesivos en el estator.

Se debe tener en cuenta, a nivel de servicios auxiliares, que la falta de potencia entregada por el generador, no produzca la salida de servicio de las bombas auxiliares por alivio de carga.

Por otro lado, la sobrefrecuencia se produce, por ejemplo, como resultado de la pérdida intempestiva de grandes cargas. Las sobre frecuencias porcentualmente bajas pueden tener efectos sobre la respuesta de las protecciones y en el rendimiento de los servicios auxiliares.

El embalamiento de una máquina puede producir la rotura del generador, o de la máquina primaria, y debe ser evitado.

### Retorno de energía o marcha como motor (motorización)

La motorización de un generador, se produce cuando se pierde la fuerza motriz primaria. Esto puede ocurrir por las siguientes causas:

- Cierre accidental de las válvulas de vapor en los grupos generadores de este tipo.
- Cierre accidental de las válvulas de combustible o bloqueo de los filtros de las turbinas o en los grupos Diesel.
- Cierre accidental de las válvulas de pasaje de agua en los generadores accionados por máquinas hidráulicas.

Este tipo de perturbación tiene distintos tipos de efectos:

- El sistema de potencia, que deja de recibir potencia de la máquina primaria, también debe aportar la potencia para que el generador funcione como máquina sincrónica y arrastre a la máquina primaria.
- En el caso de las turbinas de vapor, se produce una acción ventilante con el aire y vapor atrapados, lo cual tiene un efecto desfavorable sobre los álabes, provocando su rotura.
- En algunos grupos pequeños que tienen una caja de reducción entre la turbina y el generador, puede provocarse la rotura de los engranajes, los cuales no están preparados para trabajar en sentido inverso.



- En motores diésel, al perderse la fuerza motriz primaria el generador pasa a trabajar como compresor alternativo y existe grave peligro de rotura, o torcedura del cigüeñal o de las bielas del motor, por contra explosiones.

### Pérdida de sincronismo

La pérdida del funcionamiento sincrónico de las máquinas es un problema vinculado a la estabilidad de la red. Puede ser originado por inestabilidad transitoria, inestabilidad dinámica o inestabilidad estacionaria. En el primer caso, es efecto de grandes perturbaciones, en el segundo caso se debe a la pérdida de amortiguamiento, del que resultan oscilaciones de potencia que en ciertos casos llevan a la pérdida de sincronismo, y en el tercer caso resulta de un exceso de transferencia en relación a la capacidad de la red.

La pérdida de sincronismo en grandes generadores da como resultado grandes sobre corrientes variables y esfuerzos electrodinámicos capaces de provocar daños a las máquinas, además de perturbaciones en la red y en el funcionamiento de las cargas. Si un generador está vinculado a una gran red a través de una línea corta, las probabilidades de pérdida de sincronismo son en general menores, pero cuando eso sucede los efectos mencionados son más graves.

Todas estas fallas, son protegidas por distintos dispositivos y distintas funciones de protección que se configurarán en el relé principal. Las que se utilizan en los generadores comúnmente se pueden observar en la *Tabla 1*:

**Tabla 20. Funciones de protección de generador**

N° Protección	Descripción
21	Relé de distancia. Respaldo para fallas de fase en el sistema y en la zona del generador
24	Protección de Volts/Hz por sobreexcitación del generador
32	Relé de potencia inversa. Protección de anti motorización
40	Protección de pérdida de campo
46	Protección de desbalance de corriente de secuencia negativa para el generador
49	Protección térmica del estator
51 GN	Relé de sobre corriente a tierra con tiempo
51 TN	Respaldo para fallas a tierra.
51 V	Relé de sobre corriente de tiempo con control de tensión o restricción de tensión. Respaldo para fallas de fase en el sistema y en el generador
59	Protección de sobretensión
59 GN	Relé de sobretensión. Protección de falla a tierra en el estator para un generador
60	Relé de balance de tensión. Detección
63	Relé de presión del transformador
62 B	Timer de falla de interruptor
64 F	Protección de falla a tierra del campo
71	Nivel de aceite o gas del transformador.
78	Protección de pérdida de sincronismo
81	Relé de frecuencia. Protección de baja o sobre frecuencia
86	Relé auxiliar de bloqueo y reposición manual.
87 G	Relé diferencial. Protección primaria de falla de fases del generador
87 N	Protección diferencial de falla a tierra del estator
87 T	Relé diferencial. Protección primaria para el transformador
87 U	Relé diferencial para la protección total de generador-transformador

### 10.1.2 Configuración para generador-transformador

La configuración protecciones típica para un generador-transformador es la representada en la *Figura 53*.

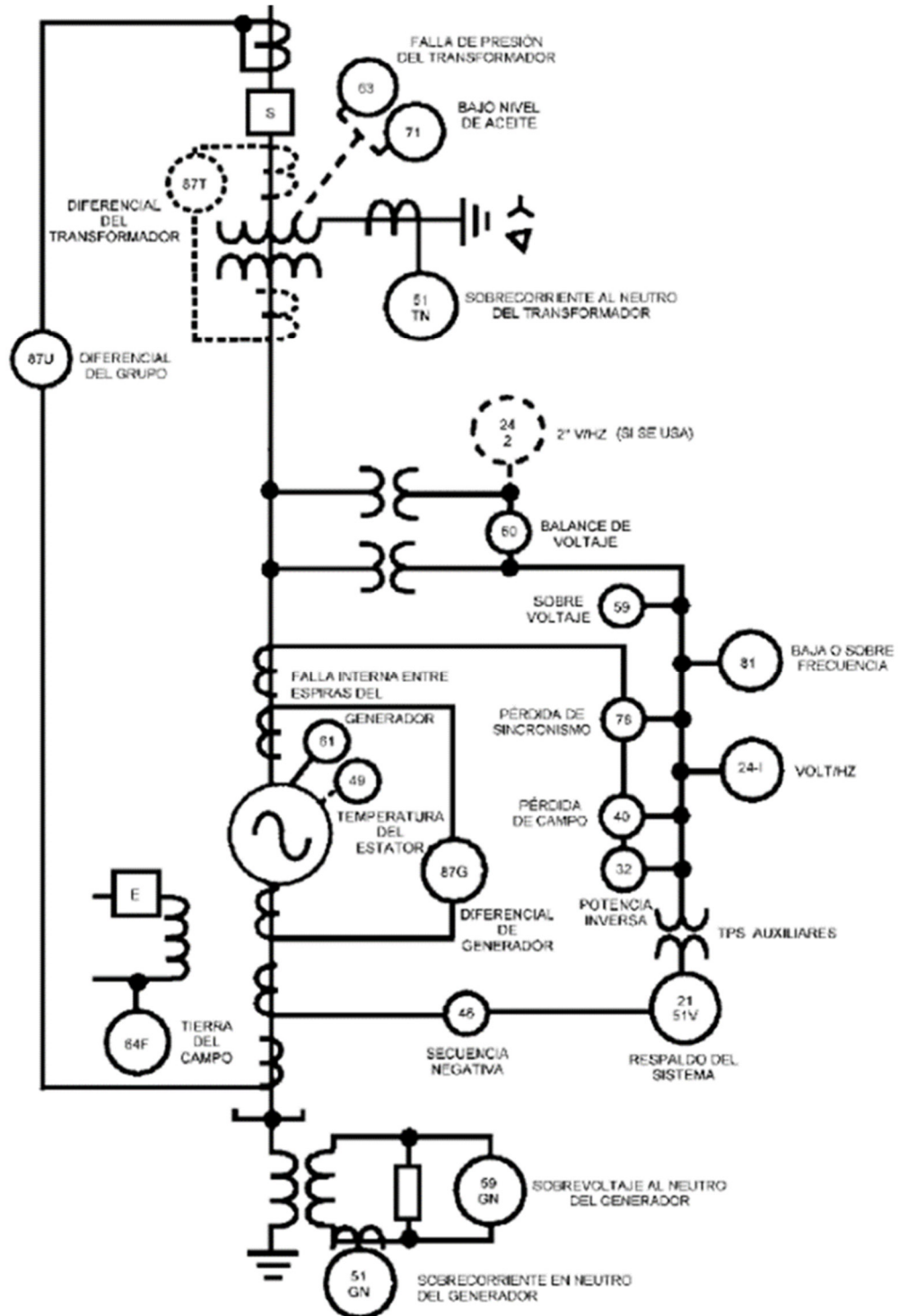


Figura 53. Esquema de protecciones típico, conjunto generador-transformador

### 10.1.3 Contactos a tierra en el estator

Los contactos a tierra en el estator se dan, cuando se deteriora el aislamiento del bobinado de una fase y tiene vinculación contra el paquete magnético el cual está puesto a tierra. Como se mencionó anteriormente, colocando resistores de puesta a tierra, se limita la corriente de falla (25A aproximadamente), pero, aunque la misma sea pequeña en valor, si su tiempo de circulación es alto, podría dañar aislaciones de fases sanas generando un cortocircuito entre fases o entre espiras de la misma fase.

### 10.1.4 Dispositivos de protección contra fallas a tierra en el estator

Los sistemas de generación no están rígidamente conectados a tierra por lo tanto ante una falla a tierra se producirá un desplazamiento de las tensiones fase-tierra, en toda la red que se encuentra galvánicamente vinculada al punto de falla. La protección contra fallas fase a tierra en un estator, debe cumplir las siguientes premisas:

- Detectar fallas a tierra, que se produzcan en cualquier punto de la totalidad de los bobinados, incluyendo el centro de estrella.
- Desconectar, en ese caso, al generador lo más rápido posible, abriendo el interruptor principal, facilitando la desexcitación y cortando la alimentación de la energía primaria.
- Actuar selectivamente, con otras protecciones de la red.
- Ser sensible como para detectar las corrientes de frecuencia fundamental, de las fallas a tierra del estator, tal como son limitadas por la resistencia de puesta a tierra del neutro, pero insensible a las corrientes de tercera armónica que circulan por el neutro en operación normal.

### 10.1.5 Generadores con conexión en bloque

Para las protecciones de los generadores con conexión en bloque, se usa el concepto de desplazamiento de neutro de tensión como criterio de protección.

Para generadores conectados a tierra a través de una gran impedancia, se utiliza un relé de sobretensión de tiempo inverso (ANSI 59GN) que se conecta en el secundario del transformador de neutro. La actuación de la protección produce el desenganche del interruptor de grupo o AT, y la desexcitación de la máquina. Con este ajuste queda protegido el 95% del bobinado.

Si la falla se produce en la zona del bobinado cercana al centro de estrella, la protección no verá la falla, pues estará por debajo del valor ajustado. Por este motivo, hay otros tipos de protección para cubrir el 5% del bobinado restante, como el relé de subtensión de tercera armónica, el método de inyección de tensión de baja frecuencia en el neutro, diferencial de tensión de tercer armónico, entre otros.

### 10.1.6 Descripción y enumeración de algunas de las protecciones para grandes generadores

#### Protección del 100% del estator (59GN – 27TN – 59S)

Como se mencionó en el punto "10.1.5 Generadores con conexión en bloque", en los generadores conectados a la red a través de un transformador, y con una puesta a tierra de alta impedancia, la detección de fallas a tierra en el estator se hace detectando la corriente que circula de neutro a tierra. Para ello, un relé de máxima tensión (59GN) que mida la caída de tensión que provoca la corriente de falla en la puesta a tierra resulta suficiente para lograr una protección selectiva. Sin embargo, dada la limitación de la corriente, se requiere de mucha sensibilidad, que puede confundirse con la corriente homopolar en servicio normal, la cual circula a través de las capacidades del generador, conexión al transformador en bloque, y primario del transformador. Por este motivo, esta protección solo cubre el 95% del bobinado del estator. Además, para evitar accionamientos espurios debido a transitorios en la red, se recomiendan retardos de tiempo inverso, con un rango de operación entre 0,5 y 3 segundos.

Para cubrir el porcentaje restante del bobinado estatórico, se recurre a medir la tensión de tercera armónica que aparece entre bornes de la resistencia de puesta a tierra. En una falla cercana al punto de neutro, esta tensión cae hasta un valor cercano a cero, de modo que puede detectarse con un relé de mínima tensión (27TN). Mientras el cortocircuito a tierra se desplaza desde el neutro hacia los terminales del estator, la reducción de tensión de tercera armónica es cada vez menor, hasta llegar al punto del devanado donde es cero. Por lo tanto, para garantizar la protección del 100% del bobinado, los relés se calibran de forma que sus zonas de protección se encuentren superpuestas.

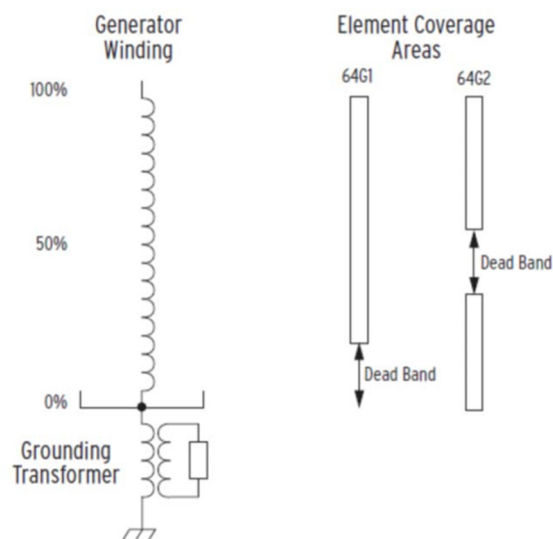
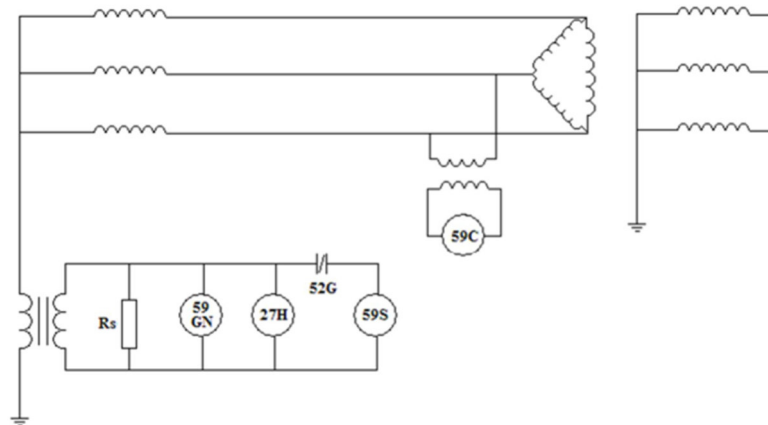


Figura 54. Superposición de zonas de protección de relés 59GN y 27TN

Cabe destacar que las protecciones 59GN y 27TN necesitan de un bloqueo adicional para evitar el disparo en el momento del arranque y apagado del generador. Esto se debe a que, durante el arranque, el generador puede no producir el suficiente voltaje de tercer armónico hasta que se alcance el régimen nominal, y, por otro lado, como la protección 59GN posee un filtro de armónicos, se vuelve insensible a fallas a tierra en condiciones no estacionarias. Por estos motivos, a la protección 59GN se le agrega una protección adicional de sobretensión 59S, que es un

relé de sincronización, capaz de detectar tensiones con frecuencias que vayan de 0 Hz hasta la nominal, funciona únicamente cuando el interruptor del generador esté abierto, y su característica es instantánea debido a que no necesita coordinación con otras protecciones. En cuanto a la protección 27TN, se agrega un relé de sobretensión 59C de supervisión, que sirve como restricción para la operación de la función diferencial de tensión de tercera armónica. En la *Figura 55* se observa la protección del 100% del generador. El enclavamiento 52G está vinculado al interruptor de generador como restricción de la protección 59S.



*Figura 55. Protección del 100% del estator*

### Relé de potencia inversa. Protección de anti motorización (32)

Cuando se habla de anti motorización podemos encontrar dos tipos de protección, la mecánica y la eléctrica. La primera se realiza a través de sensores de temperatura, vibraciones, etc. En cambio, la eléctrica se hace a través del relé de potencia inversa (32).

Este relé opera cuando la potencia activa fluye desde la red hacia el generador (tratando de que funcione como motor). Esto ocurre cuando la máquina motriz no entrega la suficiente potencia activa para cubrir las pérdidas eléctricas y las mecánicas debidas a la fricción.

En cuanto a su principio de funcionamiento, se mide la potencia activa que circula hacia el generador cuando se trabaja como motor, esto se logra midiendo la tensión y la corriente en los secundarios de los TV y TI respectivamente, una vez superado el valor establecido el relé opera con un retardo de tiempo establecido.

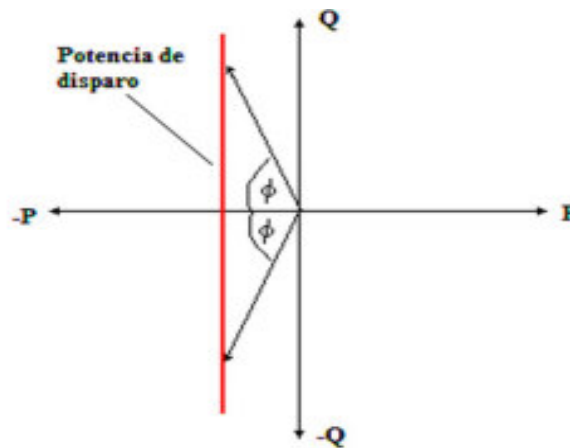


Figura 56. Esquema de protección potencia inversa

Este relé cumple dos funciones específicas: supervisión y respaldo. La supervisión es usada para el control de disparo secuencial, reduciendo la potencia mecánica a medida que baja la carga, y luego se transfieren los sistemas auxiliares, abriendo el interruptor de unidad y el interruptor de campo. Estas dos últimas aperturas suelen ser de 3 segundos, que es el tiempo que le lleva al flujo de potencia activa reducir su valor. Por otro lado, la función de respaldo protege contra motorización, siendo la única condición de disparo que el interruptor de unidad este cerrado. Se establece un retardo de operación de 10 a 30 segundos, para evitar la actuación por oscilaciones en el sistema de potencia.

Se suele ajustar para que opere al 50% de la potencia de motorización del generador.

$$I_{n_{sec}} = I_n * RTTI$$

$$V_{n_{sec}} = V_n * RTTV$$

$$P_{ope} = P_{mot} (p. u) * 0,5$$

$$t_{oscilaciones} < t_{retardo} < t_{max}$$

$I_{n_{sec}}$  = Corriente nominal secundaria.

$V_{n_{sec}}$  = Tensión nominal secundaria.

$P_{ope}$  = Potencia de disparo.

$P_{mot}$  = Potencia de motorización.

$t_{oscilaciones}$  = Tiempo de oscilación en la red.

$t_{retardo}$  = Tiempo de retardo de la protección.

$t_{max}$  = Tiempo máximo que el generador puede trabajar como motor.

### Protección de pérdida de campo (40)

Los generadores sincrónicos requieren un devanado de campo el cual es alimentado con corriente continua y controla principalmente la potencia reactiva que el generador entrega o recibe del sistema de potencia, si sufre

algún desperfecto la maquina empezaría a recibir gran cantidad de potencia reactiva y entraría en una zona de subexcitación. Las zonas seguras definen una región en la cual el generador puede operar, si el punto de operación se sitúa fuera de dichas regiones se puede perder la estabilidad y el sincronismo de la máquina.

La pérdida de campo se puede dar por:

- Circuito abierto de campo
- Cortocircuito en el campo
- Disparo indeseado del interruptor de campo
- Falla en el sistema de regulación de tensión
- Perdida de campo en la excitatriz principal.

Si se pierde la excitación, la tensión interna del generador tiende a caer porque es función de la corriente de campo. Esta reducción cambia las curvas de potencia obligando a que el ángulo interno “ $\delta$ ” aumente para poder transmitir la potencia en el instante previo a la falla, esto puede provocar la inestabilidad y si el problema continúa se produce la posterior perdida de sincronismo. Durante el proceso de desaparición del flujo magnético desde el rotor al estator, el generador absorbe potencia reactiva del sistema para mantener la excitación, trabajando, así como un generador de inducción, con un deslizamiento que depende de la carga conectada en el momento de la falla. Mientras esto ocurre, el regulador de velocidad, al sentir que la máquina empieza a acelerarse, actúa reduciendo la potencia mecánica de la turbina para alcanzar un nuevo equilibrio con la potencia eléctrica. Esto produce un fenómeno oscilatorio decreciente en el sistema, la potencia activa, reactiva, el deslizamiento, la tensión interna, y la corriente oscilan hasta alcanzar un estado final.

Las formas de onda dependen de:

- Reactancia equivalente del generador.
- Capacidad de reacción del regulador de velocidad.
- Principalmente del nivel de carga del generador antes de la perdida de campo.

El deslizamiento no es constante y es especialmente importante porque define el valor de la reactancia equivalente del generador. Considerando que el método que se utiliza para detectar la pérdida de excitación, consiste en medir la impedancia hacia el interior del mismo, es muy importante conocer el comportamiento de la impedancia en el periodo oscilatorio.

Para proteger este tipo de fallas el método más usado es el de los relés de distancia, para monitorear la variación de impedancia vista en terminales del generador. Como dijimos, al perder la excitación la tensión se reduce a casi cero, entonces, la relación entre la tensión en bornes y la corriente que circula por el relé es la impedancia del generador, la cual tendrá solo componente reactiva ya que la potencia activa se hace casi nula, mientras que al reactiva aumenta haciendo que el factor de potencia se acerque a cero.



Existen dos métodos principales:

### Primer método

El primer método consiste en dos unidades MHO desplazadas (OFFSET). Uno de los círculos es usado con un diámetro igual al valor de reactancia sincrónica del generador  $X_d$  desplazado sobre el eje de reactancias negativas un valor igual a la mitad de la reactancia transitoria del generador  $\frac{1}{2} X'_d$  definido como ZONA 2. El retardo de este elemento es aproximadamente entre 30 a 45 ciclos, o lo que es lo mismo, un tiempo de 0.5 a 0.6 segundos. Tal retardo se aplica para prevenir operaciones indeseadas como por ejemplo el penduleo de potencia (swing) transitorio estable. El segundo elemento se ajusta a un diámetro de 1 en p.u. (tomando la impedancia base del generador) con el mismo desplazamiento (OFFSET) anterior ( $\frac{1}{2} X'_d$ ).

$$X_{sec} = \frac{(U_n)^2 * X_{p.u.}}{S_n} * \frac{R_I}{R_V}$$

Donde:

$X_{sec}$  = Reactancia secundaria, vista por el relé en ohms.

$U_n$  = Tensión nominal del generador.

$X_{p.u.}$  = Valor en pu de la reactancia.

$S_n$  = Potencia nominal del generador en MVA.

$R_I$  = Relación de transformación del TI

$R_V$  = Relación de transformación del TV

El círculo definido como ZONA 1, tiene un retardo corto o nulo y es utilizado para detectar más rápidamente severas condiciones de sub excitación. En la *Figura 57* se muestran las características mencionadas para este primer método.

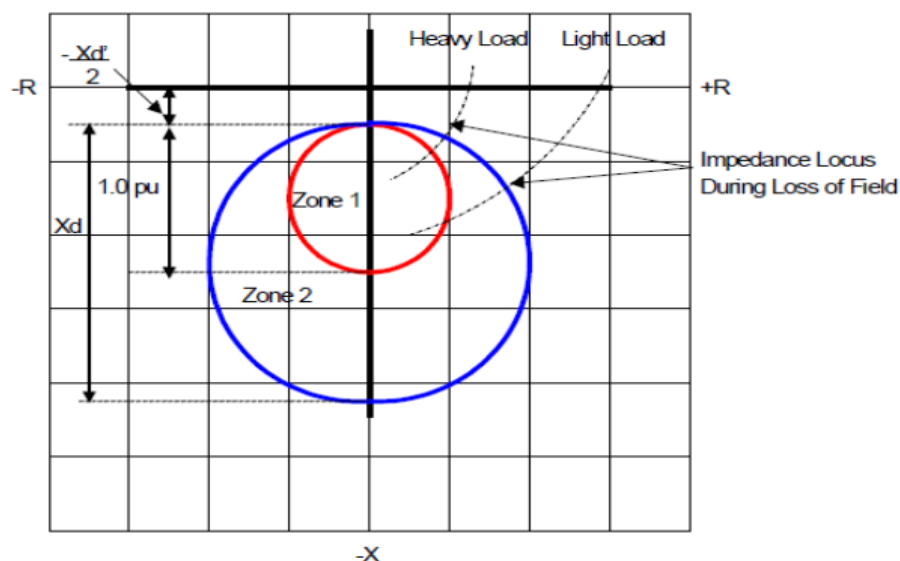


Figura 57. Diagrama R-X pérdida de campo Método 1

## Segundo método

Este método está constituido por dos unidades de MHO, (una con desplazamiento positivo y otra con desplazamiento negativo), una unidad de sub tensión o mínima tensión y otra unidad direccional. Las unidades MHO, al igual que en el caso anterior, definen ZONAS las cuales tienen las siguientes características

ZONA 1: es un círculo con desplazamiento negativo el cual está definido, al igual que el anterior, como la mitad de la reactancia transitoria  $\frac{1}{2} X'_d$ . Su diámetro está definido como:

$$\phi_{zona1} = 1.1 * X_d - \frac{X'_d}{2} [\Omega]$$

Donde:

$X_d$  = reactancia sincrónica

$X'_d$  = reactancia transitoria Respecto al retardo, tradicionalmente para esta zona es de 0,25 segundos.

ZONA 2: la zona 2 es ajustada para que la protección esté coordinada con el límite de estabilidad de estado estacionario (SSSL). La parte superior de la zona 2 es ajustada en función de la impedancia que hay por delante del generador. Típicamente esto es la reactancia conjunta del generador – transformador más la reactancia del sistema.

$$X_{TG} + X_{minSG1}$$

- $X_{TG}$  = Reactancia del transformador referida al generador
- $X_{minSG1}$  = Reactancia del sistema en condiciones de mayor debilidad (mayor reactancia)

Ambas reactancias deben estar referidas a los parámetros del generador tomado como base. Respecto al alcance sobre el eje negativo de las X está ajustado en al menos un 110 % de la reactancia sincrónica  $X_d$  abarcando de esta manera el límite de estabilidad de estado estacionario (SSSL). El alcance negativo de la zona 1 se ajusta en forma coincidente al de la zona 2. Debido a que el desplazamiento de la zona 2 es positivo, este tiene que estar supervisado por un elemento Direccional para de esta forma prevenir disparos por fallas en el transformador o el sistema.

La protección direccional típicamente se ajusta a un ángulo que varía entre 10° y 20°. Esta unidad es ajustada usualmente en 13°. Con respecto a tiempo de retardo de la zona 2, el mismo se ajusta entre 10 y 60 segundos. Una pérdida de campo es generalmente acompañada, como se dijo anteriormente, por una caída de tensión en bornes del generador, por lo que se utiliza para este esquema, un elemento de mínima tensión con el fin de reducir el tiempo de actuación de la zona 2.

El ajuste del elemento de mínima tensión es ajustado a valores entre 0,8 a 0,87 en p.u. Si la tensión cae por debajo del valor ajustado, el tiempo de actuación de la zona 2 es acelerado, actuando en un tiempo que se ajusta entre 0,2 y 0,3 segundos. En la *Figura 58* se observan las características mencionadas para el segundo método de protección.

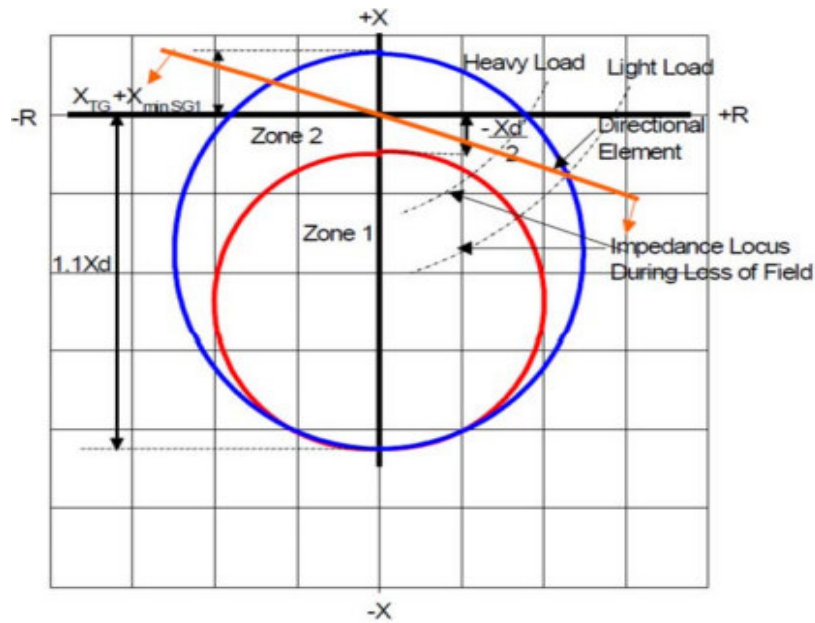


Figura 58. Diagrama R-X perdida de campo Método 2

### Protección de desbalance de corriente de secuencia negativa para el generador (46)

En condiciones normales, las corrientes que circulan por las fases son de igual modulo y están desfasadas  $120^\circ$  entre sí. El desequilibrio se produce cuando la secuencia de alguna de las corrientes de fase pasa de ser positiva a negativa. Este fenómeno producirá un flujo magnético rotante en el sentido contrario al del giro del rotor (caso contrario que los flujos que producen las corrientes de secuencia positiva), la velocidad relativa entre el flujo magnético y el rotor es del doble de la velocidad sincrónica e inducirá sobre el rotor corrientes del doble de la frecuencia fundamental.

Algunas de las causantes de este fenómeno pueden ser:

- Líneas sin transposición
- Cargas monofásicas
- Fallas asimétricas (bifásicas y monofásicas)
- Fases abiertas
- Falla en apertura o cierre en interruptores unipolares
- Recierres unipolares

La tolerancia de los generadores a corrientes inversas se puede expresar de dos formas, una será en función de la capacidad de soportar corrientes altas por breves periodos ( $I_2^{2t}$ ) y la otra en función de la corriente que puede soportar sin sufrir daños.

Para la configuración de nuestra protección se configurará el parámetro "K" como:

$$K = I_2^{2t}$$

Cuando la protección detecta corriente de secuencia negativa por encima de un valor mínimo, se inicia un contador de tiempo, en ese instante empieza calcular  $I_2 * t^2$  hasta alcanzar la característica del generador definida por K produciendo el disparo.

El desbalance puede desaparecer antes de que opere la protección, pero la temperatura acumulada no puede no disiparse antes de que ocurra un nuevo desbalance de corrientes, por lo que la protección tiene un algoritmo que cuenta cuantas veces se produce los desbalances y lo relaciona con curvas de enfriamiento del rotor para evitar sobrecalentamientos que pueden dañar la máquina.

Los parámetros para la calibración del relé 46 son los siguientes:

- Máximo tiempo de retardo (de 10 a 990 segundos). Si supera  $I_2$  la corriente de arranque, el relé empieza a almacenar en memoria  $I_2^2 t$ , el relé operará si la cantidad acumulada supera el valor establecido por la curva de sobre corriente o si antes se alcanza el valor máximo de retardo.
- Corriente de arranque, valor de corriente por encima de la cual el relé empieza a almacenar  $I_2^2 t$ .
- Corriente de alarma.

#### Protección contra sobretensiones y subtensiones (59 y 27)

Los relés de máxima tensión temporizados funcionan como protección de sobretensiones originadas en la red, o en el propio generador. Su temporización puede ser de tiempo definido, o inversa con mínimo tiempo definido (IMTD). El tiempo de retardo debe ser tal que se evite su operación durante la acción normal del regulador de tensión. Lo mismo aplica para la protección de tensión mínima. Se puede configurar a los relés de manera que haya escalones de alarma y disparo temporizados. La configuración recomendada para el ajuste de las protecciones 59 y 27 es de hasta un 115% y 85% de la tensión nominal de fase, respectivamente.

## 10.2 AJUSTE DE PROTECCIONES

A continuación, se realizará el ajuste de las siguientes funciones de protección, para un relé SEL700G (con capturas de pantalla de su software AcSElerator Quickset):

- Protección 100% estator a tierra.
- Desequilibrio de carga.
- Pérdida de campo (Método 1).
- Potencia inversa (Motorización).
- Subtensión.
- Sobretensión.

### 10.2.1 Configuración general:

**Tabla 21. Descripción de las nomenclaturas del Software AcSELerator Quickset (10.2.1 Configuración general).**

Código	Descripción
FNOM	Frecuencia nominal del sistema
DATE_F	Formato de fecha
CTRN	Relación del TI de neutro
PTRS	Relación del TV para sincronización de tensión
PTRN	Relación del TV de neutro
CTRX	Relación del TI salida de generador
PTRX	Relación del TV
INOM	Corriente nominal del generador, en valores secundarios del TI
VNOM_X	Tensión nominal del generador en valores primarios
PHROT	Rotación de fases
DELTAY_X	Grupo de conexión de los TV

Los ajustes configurados son los siguientes:

### General

FNOM Rated Frequency (Hz)  
 Select: 50, 60

DATE\_F Date Format  
 Select: MDY, YMD, DMY

### Configuration

#### Relay Identifier Labels

RID Relay Identifier (16 characters)

TID Terminal Identifier (16 characters)

#### Transformer Ratios

CTRN Neutral CT Ratio  
 Range = 1 to 10000

PTRS Synchronizing Voltage PT Ratio  
 Range = 1,00 to 10000,00

PTRN Neutral PT Ratio  
 Range = 1,00 to 10000,00

CTR\_X X Side Phase CT Ratio  
 Range = 1 to 10000

PTR\_X X Side PT Ratio  
 Range = 1,00 to 10000,00

CTRY Y Side Phase CT Ratio  
 Range = 1 to 50000

PTRY Y Side PT Ratio  
 Range = 1,00 to 10000,00

#### Nominal Machine Voltage and Current

INOM Nominal Generator Current (amps)  
 Range = 1,0 to 10,0

VNOM\_Y Y Side Nominal L-L Voltage (kV)  
 Range = 0,20 to 1000,00

VNOM\_X X Side Nominal L-L Voltage (kV)  
 Range = 0,20 to 1000,00

#### MISC

PHROT Phase Rotation  
 Select: ABC, ACB

X\_CUR\_IN X Side Phase CT Location  
 Select: NEUT, TERM

DELAY\_X X Side PT Connection  
 Select: DELTA, WYE

Figura 59. Configuración "General - Configuration" AcSErator Quickset

Se configura la frecuencia nominal del sistema. Además, se colocan los valores nominales de corriente y tensión del generador, y los datos para los transformadores de corriente y de tensión:

Relaciones TI/TV

$$CTR_N = CTR_X = \frac{25000A}{5A} = 5000$$

$$PTR_S = PTR_X = \frac{24000V}{120V} = 200$$

$$PTR_N = \frac{27000V}{400V} = 67,5$$

Corriente nominal (valores secundarios)

$$I_{NOM} = \frac{23004A}{5000} = 4,6 A$$

### 10.2.2 Falla estator a tierra:

**Tabla 22. Descripción de las nomenclaturas del Software AcSELerator Quickset (10.2.2 Falla estator a tierra)**

Código	Descripción
PTRN	Relación del TV de neutro
64G1P	Pick-up elemento de sobretensión de neutro a frecuencia fundamental (95% estator)
64G1D	Temporización elemento de sobretensión de neutro a frecuencia fundamental (95% estator)
64G2P	Pick-up función diferencial de tercer armónico (5% estator)
64G2P	Temporización función diferencial de tercer armónico (5% estator)
64RAT	Ajuste interno SEL relación de tensión de tercer armónico

Los ajustes configurados son los siguientes:

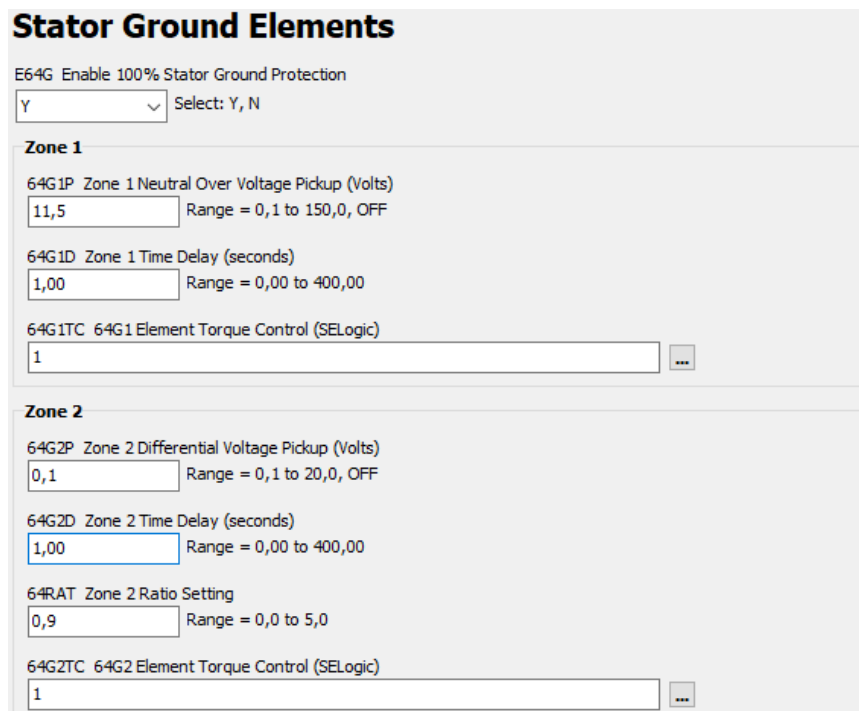


Figura 60. Configuración "Stator Ground Elements" AcSELeRator Quickset

Los relés SEL proveen una función de dos zonas diseñadas para detectar fallas a tierra en el estator en generadores con baja y alta impedancia de puesta a tierra. La zona 1, cuyo elemento de protección se denomina "64G1", usa una protección de sobretensión de frecuencia fundamental, la cual es sensible a fallas en la parte media y superior del bobinado del estator. La zona 2, cuyo elemento se denomina "64G2", usa una función diferencial de tercer armónico para detectar fallas en las partes superiores e inferiores del bobinado del estator. El uso de estas dos zonas en conjunto, provee una protección de 100% de cobertura del bobinado del estator

Para la zona 1, se configura el elemento 64G1 para una tensión de neutro del 5%. El relé actuará la función de protección cuando se supere tal valor de pickup. Respetando la nomenclatura de SEL, se calcula:

$$PTRN = \frac{U_{prim_{TR.PAT}}}{U_{sec_{TR.PAT}}} = \frac{27 \text{ kV}}{0,4 \text{ kV}} = 67.5$$

$$64G1P = \left(1 - \frac{95\%}{100\%}\right) \cdot \left(\frac{U_{prim_{TR.PAT}}}{\sqrt{3} \cdot PTRN}\right) = 11.547 \text{ V}$$

Ciertos transitorios de fallas fuera del generador, pueden dar lugar a accionamientos espurios de una protección muy sensible. Resulta necesaria una temporización, y suelen recomendarse retardos de tiempo inverso, con un rango de operación entre 0,5 y 3 segundos. Se le coloca una temporización recomendada  $64G1D = 1s$ .



Para la Zona 2 de protección del 5% restante, el elemento 64G2 de SEL (diferencial de tensión de tercer armónico) mide la tensión de tercer armónico en los terminales del generador y en el punto neutro. Para ello, se debe operar el generador en varios estados de carga, y se debe registrar de ellos la mínima tensión de tercer armónico que se produce (*Tabla 23*):

**Tabla 23. Tensiones de tercer armónico para distintos estados de carga.**

	3er armónico neutro secundario	3er armónico neutro primario	3er armónico terminal secundario	3er armónico terminal primario
0%	0,778	52,50	0,861	172,18
10%	0,804	54,25	0,890	177,92
20%	0,849	57,31	0,940	187,96
30%	0,907	61,25	1,004	200,87
40%	0,959	64,75	1,062	212,34
50%	0,998	67,38	1,105	220,96
60%	1,044	70,44	1,155	231,00
70%	1,102	74,38	1,220	243,91
80%	1,167	78,75	1,291	258,26
90%	1,219	82,25	1,349	269,73
100%	1,296	87,50	1,435	286,95

A partir de esto, y con los datos que se tienen del generador en cuestión, se calcula:

$$64RAT = \frac{VN3_{FL} + VN3_{NL}}{VP3_{FL} + VP3_{NL}} = \frac{1,296V + 0,778V}{1,435V + 0,861V} = 0,903$$

Ahora, se calcula el valor de sensibilidad mínimo para cada estado carga, utilizando la expresión de SEL  $64G2P = 1,1 \cdot (0,1 + (64RAT \cdot VP3X - VN3X))$

**Tabla 24. Cálculo valor de sensibilidad mínimo 64G2P.**

	3er armónico neutro secundario	3er armónico terminal secundario	64G2P (V)
0%	0,778	0,861	0,10988
10%	0,804	0,890	0,10985
20%	0,849	0,940	0,10984
30%	0,907	1,004	0,10981
40%	0,959	1,062	0,10975
50%	0,998	1,105	0,10979
60%	1,044	1,155	0,10978
70%	1,102	1,220	0,10976
80%	1,167	1,291	0,10977
90%	1,219	1,349	0,10971
100%	1,296	1,435	0,10971

64G2Pmin	<b>0,1097</b>
----------	---------------

64G2Pmin +5%	<b>0,1152</b>
--------------	---------------

Se tiene en cuenta un 5% de errores de TV. Por lo tanto, se define  $64G2P = 0,115 V$

Se debe verificar ahora el solapamiento entre ambas zonas de protección. Según lo que especifica SEL en su manual, el procedimiento es el siguiente:

$$64G2_{min} = \left( \frac{64RAT}{64RAT + \frac{PTRX}{PTRN}} - \frac{64G2P}{\left(64RAT + \frac{PTRX}{PTRN}\right) (VP3_{NL} + VN3_{NL}) \cdot \frac{PTRX}{PTRN}} \right) \cdot 100$$

Con  $PTRX = \frac{24000 V}{120 V} = 200$  y  $PTRN = 67.5$  (calculadas anteriormente)

$$64G2_{min} = \left( \frac{0,903}{0,903 + \frac{200}{67,5}} - \frac{0,115}{\left(0,903 + \frac{200}{67,5}\right) (0,861 + 0,778) \cdot \frac{200}{67,5}} \right) \cdot 100 = 22,745\%$$

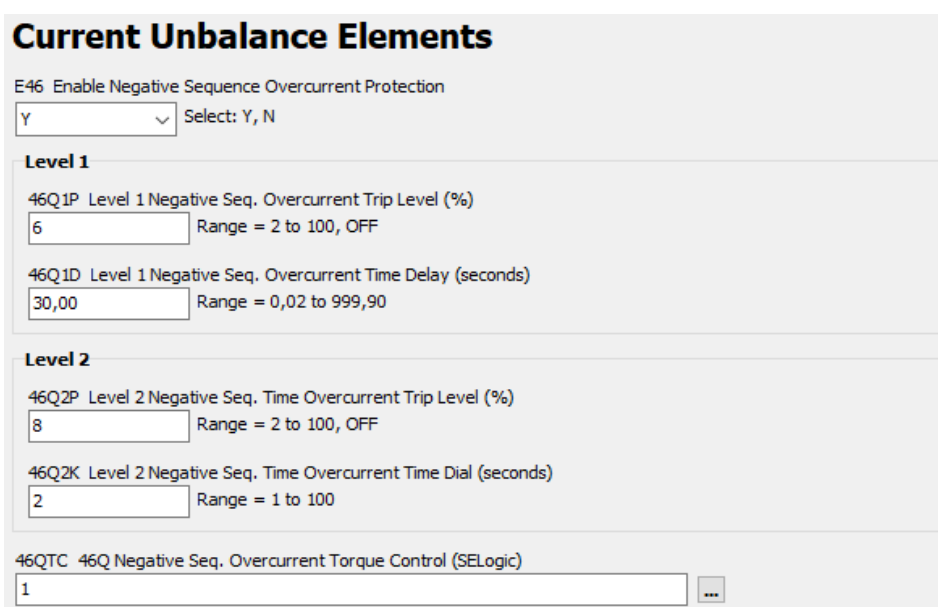
Un 22,74% está por encima del recomendado, por lo tanto, se puede decir que el solapamiento es correcto. La temporización, según valor recomendado, es  $64G2D = 1s$

### 10.2.3 Desequilibrio de carga:

**Tabla 25. Descripción de las nomenclaturas del Software AcSElerator Quickset (10.2.3 Desequilibrio de carga)**

Código	Descripción
46Q1P	Pick-up nivel de alarma, elemento de sobre corriente de secuencia negativa
46Q1D	Temporización nivel de alarma, elemento de sobre corriente de secuencia negativa
46Q2P	Pick-up nivel de disparo, elemento de sobre corriente de secuencia negativa
46Q2D	Dial de tiempo SEL nivel de disparo, elemento de sobre corriente de secuencia negativa

Los ajustes configurados son los siguientes:



**Current Unbalance Elements**

E46 Enable Negative Sequence Overcurrent Protection  
 Select: Y, N

**Level 1**

46Q1P Level 1 Negative Seq. Overcurrent Trip Level (%)  
 Range = 2 to 100, OFF

46Q1D Level 1 Negative Seq. Overcurrent Time Delay (seconds)  
 Range = 0,02 to 999,90

**Level 2**

46Q2P Level 2 Negative Seq. Time Overcurrent Trip Level (%)  
 Range = 2 to 100, OFF

46Q2K Level 2 Negative Seq. Time Overcurrent Time Dial (seconds)  
 Range = 1 to 100

46QTC 46Q Negative Seq. Overcurrent Torque Control (SELogic)  
 ...

*Figura 61. Configuración "Current Unbalance Elements" AcSElerator Quickset*

SEL tiene 2 niveles para la configuración del elemento de protección por desbalance de carga:

**A) Nivel 1 (alarma):**

El valor de umbral debe ser igual o menor a la capacidad de desbalance que puede soportar el generador de manera continua. Considerando un valor máximo permisible del 8%, se opta por colocar  $46Q1P = 6\%$

En cuanto a la temporización, debe ser mayor que el tiempo máximo de cada desbalance normal, a fin de no generar alarmas no deseadas. Un valor  $46Q1D = 30s$  resulta apropiado.

**B) Nivel 2 (disparo):**

Aquí el valor del umbral corresponde al máximo admisible, por lo tanto  $46Q2P = 8\%$ . Sin embargo, la temporización debe ser tal, que no supere el valor de  $I^2 \cdot t$ . La obtención de un valor aproximado se puede obtener a partir de la siguiente expresión para generadores de rotor cilíndrico, directamente refrigerado de 801 a 1600MVA:

Tipo de Generador	$I_2^2 t$ permitida
Polos salientes	40
Compensador sincrónico	30
Generador de rotor cilíndrico	
Indirectamente refrigerado	20
Directamente refrigerado hasta 800 MVA	10
Directamente refrigerado de 801 a 1600 MVA	Ver figura

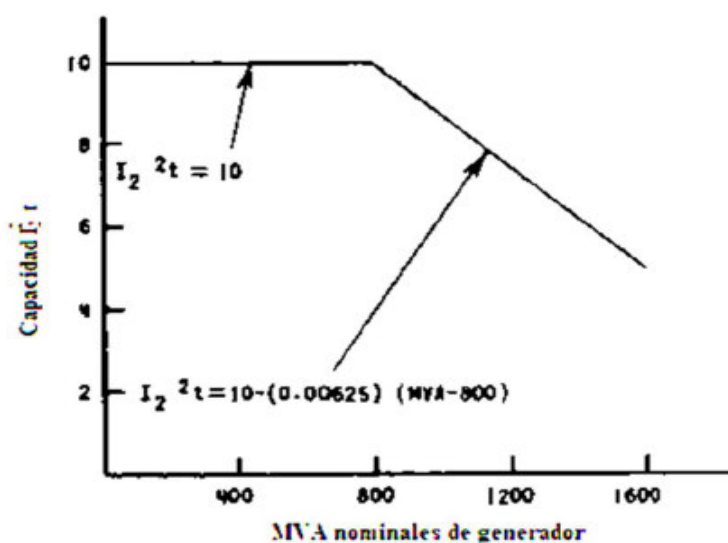


Figura 62. Valor  $I_2^2 . t$  para generadores rotor cilíndrico de 801 a 1600MVA

$$I_2^2 . t = 10 * (0,00625)(S_n - 800) = 10. (0.00625)(838 - 800) = 9,76$$

El relé SEL 700G, provee una característica de tiempo definido para motivos de alarma y características o curvas de disparo tiempo-corriente de  $I_2^2 . t$  para disparo por desbalance de corriente. El tiempo dependerá de la curva de disparo correspondiente a un dial de tiempo 46Q2K seleccionado. El ajuste de dicho dial se debe seleccionar de manera que la curva de disparo, quede por debajo de la capacidad de soportar desbalance del generador en corto tiempo:

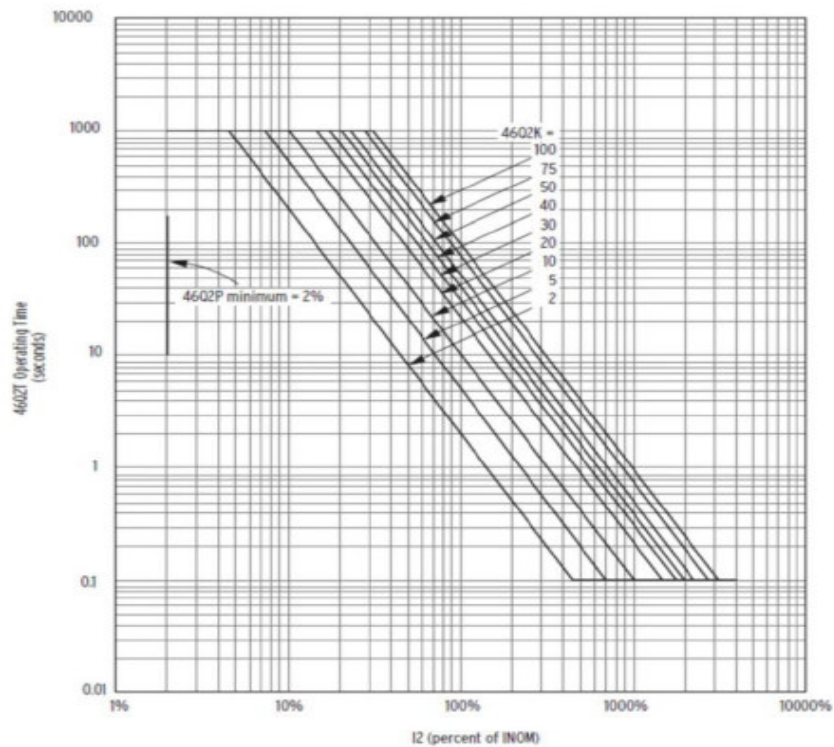


Figura 63. Curvas de protección por desbalance de corriente. SEL700G

Un dial  $46Q2P = 2$ , cumple con los requerimientos según los datos térmicos del generador.

#### 10.2.4 Pérdida de excitación:

Tabla 26. Descripción de las nomenclaturas del Software AcSELerator Quickset (10.2.4 Pérdida de excitación)

Código	Descripción
40Z1P	Diámetro de la circunferencia de la unidad MHO para zona 1 (ver Fig. 67)
40XD1	Offset de la unidad MHO para zona 1 (ver Fig. 67)
40Z1D	Temporización de la unidad MHO de zona 1
40Z2P	Diámetro de la circunferencia de la unidad MHO para zona 2 (ver Fig. 67)
40XD2	Offset de la unidad MHO para zona 2 (ver Fig. 67)
40Z2D	Temporización de la unidad MHO de zona 2

Los ajustes configurados son los siguientes:

### Loss of Field Elements

E40 Enable Loss-of-Field Protection  
 Select: Y, N

**Zone 1**

40Z1P Zone 1 Mho Diameter (ohms)  
 Range = 0,1 to 100,0, OFF

40XD1 Zone 1 Offset Reactance (ohms)  
 Range = -50,0 to 0,0

40Z1D Zone 1 Pickup Time Delay (seconds)  
 Range = 0,00 to 400,00

**Zone 2**

40Z2P Zone 2 Mho Diameter (ohms)  
 Range = 0,1 to 100,0, OFF

40XD2 Zone 2 Offset Reactance (ohms)  
 Range = -50,0 to 50,0

40Z2D Zone 2 Pickup Time Delay (seconds)  
 Range = 0,00 to 400,00

40DIR Zone 2 Directional Supervision Angle (degrees)  
 Range = -20,0 to 0,0

Figura 64. Configuración "Loss of Field Elements" AcSElerator Quickset

El método elegido consiste en dos unidades MHO desplazadas (OFFSET). Uno de los círculos es usado con un diámetro igual al valor de reactancia sincrónica del generador  $X_d$  desplazado sobre el eje de reactancias negativas un valor igual a la mitad de la reactancia transitoria del generador  $\frac{X'_d}{2}$ .

El segundo elemento se ajusta a un diámetro de 1 en p.u. (tomando la impedancia base del generador) con el mismo desplazamiento (OFFSET) anterior ( $\frac{X'_d}{2}$ ).

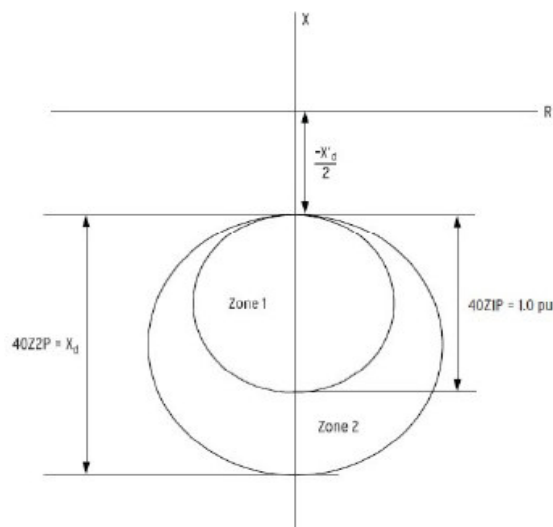


Figura 65. Método 1 de protección contra pérdida de excitación

Entonces, en un primer lugar, se debe calcular la reactancia de base del generador en valores secundarios:

$$X_{sec} = \frac{U_n^2}{S_n} \cdot \frac{R_I}{R_V} = \frac{(21kV)^2 \cdot \left(\frac{25000}{5}\right)}{838MVA \cdot \left(\frac{24000}{120}\right)} = 13,16 \Omega$$

Para zona 1, según puede observarse en la Figura 67,  $40Z1P = X_{sec} = 13,16 \Omega$ . Como temporización, se suelen recomendar 5 ciclos:

$$40Z1D = \frac{5}{50 \cdot \frac{1}{seg}} = 100 ms$$

Para zona 2, considerando una reactancia permanente de 2,1 (en p.u.), se obtiene  $40Z2P = 2.1 \cdot X_{sec} = 27,64 \Omega$ . La temporización recomendada en estos casos es de 30 ciclos, por lo tanto:

$$40Z2D = \frac{30}{50 \cdot \frac{1}{seg}} = 600 ms$$

El offset para ambas zonas es de  $-X'_d/2$ , con  $X'_d = 0.22$ :

$$40XD1 = \frac{-X_d \cdot X_{sec}}{2} = -1,45 \Omega$$

$$40XD2 = 40XD1 = -1,45 \Omega$$

### 10.2.5 Motorización - Potencia inversa:

**Tabla 27. Descripción de las nomenclaturas del Software AcSELerator Quickset (10.2.5 Motorización - Potencia inversa)**

Código	Descripción
3PWRX1P	Pick-up elemento de protección contra motorización
PWRX1T	Signo del elemento de potencia PWRX1T (negativo o positivo)
PWRX1D	Temporización elemento de protección contra motorización

Los ajustes configurados son los siguientes:

### X Side Power Elements

EPWRX Enable Three Phase Power Elements  
 Select: 1-4, N

---

**Element 1**

3PWRX1P Three Phase Power Element Pickup (VA secondary)  
 Range = 1,0 to 6500,0, OFF

PWRX1T Power Element Type  
 Select: +WATTS, -WATTS, +VARS, -VARS

PWRX1D Power Element Time Delay (seconds)  
 Range = 0,00 to 240,00

Figura 66. Configuración "X Side Power Element" AcSELerator Quickset.

La protección contra pérdida de la fuerza motriz primaria se realiza con un relé direccional cuya característica en el plano de impedancias coincide con el eje de reactancias. De este modo, lo que detecta el relé es la dirección del flujo de potencia activa. La sensibilidad debe ser adecuada a la potencia que en cada máquina se espera fluya del sistema cuando se pierde totalmente la fuerza motriz.

El ajuste del umbral de potencia se realiza con la siguiente expresión, teniendo en cuenta que el nivel de potencia inversa permitido es del 8%, se calcula:

$$3PWRX1P = -0.5 \cdot (0,08) \cdot \frac{838MVA}{\sqrt{3} \cdot R_I \cdot R_V} = -0.5 \cdot (0,08) \cdot \frac{838MVA}{\sqrt{3} \cdot \frac{25000}{5} \cdot \frac{24000}{120}} = -19,35 W$$

La temporización recomendada es  $PWRX1D = 30seg$ .

### 10.2.6 Subtensión:

**Tabla 28. Descripción de las nomenclaturas del Software AcSELerator Quickset (10.2.6 Subtensión)**

Código	Descripción
27PX1P	Pick-up nivel de alarma, elemento de protección contra subtensión fase-tierra
27PX1D	Temporización nivel de alarma, elemento de protección contra subtensión fase-tierra
27PPX1P	Pick-up nivel de alarma, elemento de protección contra subtensión fase-fase
27PPX1D	Temporización nivel de alarma, elemento de protección contra subtensión fase-fase
27PX2P	Pick-up nivel de disparo, elemento de protección contra subtensión fase-tierra
27PX2D	Temporización nivel de disparo, elemento de protección contra subtensión fase-tierra
27PPX2P	Pick-up nivel de disparo, elemento de protección contra subtensión fase-fase
27PPX2D	Temporización nivel de disparo, elemento de protección contra subtensión fase-fase



Los ajustes configurados son los siguientes:

### X Side Phase Undervoltage

**Element 1**

27PX1P Phase Undervoltage Trip Level (volts)  
 Range = 2,0 to 300,0, OFF

27PX1D Phase Undervoltage Trip Delay (seconds)  
 Range = 0,00 to 120,00

27PPX1P Phase-Phase Undervoltage Trip Level (volts)  
 Range = 2,0 to 520,0, OFF

27PPX1D Phase-Phase Undervoltage Trip Delay (seconds)  
 Range = 0,00 to 120,00

---

**Element 2**

27PX2P Phase Undervoltage Trip Level (volts)  
 Range = 2,0 to 300,0, OFF

27PX2D Phase Undervoltage Trip Delay (seconds)  
 Range = 0,00 to 120,00

27PPX2P Phase-Phase Undervoltage Trip Level (volts)  
 Range = 2,0 to 520,0, OFF

27PPX2D Phase-Phase Undervoltage Trip Delay (seconds)  
 Range = 0,00 to 120,00

Figura 67. Configuración "X Phase Undervoltage" AcSErator Quickset.

Primer escalón (90%):

Se calculan las subtensiones de fase y de línea para el primer escalón:

$$27PX1P = \frac{0,9 \cdot 21kV}{\sqrt{3} \cdot 200} = 54,55 V$$

$$27PPX1P = \frac{0,9 \cdot 21kV}{200} = 94,5 V$$

La temporización recomendada es de 10 segundos:

$$27PX1D = 27PPX1D = 10seg$$

Segundo escalón (85%):

Se calculan las subtensiones de fase y de línea para el segundo escalón:

$$27PX2P = \frac{0,85 \cdot 21kV}{\sqrt{3} \cdot 200} = 63,11 V$$

$$27PPX2P = \frac{0,85 \cdot 21kV}{200} = 89,25 V$$

La temporización recomendada es de 100 milisegundos:

$$27PX2D = 27PPX2D = 100 ms$$

### 10.2.7 Sobretensión

**Tabla 29. Descripción de las nomenclaturas del Software AcSELerator Quickset (10.2.7 Sobretensión)**

Código	Descripción
59PX1P	Pick-up nivel de alarma, elemento de protección contra sobretensión fase-tierra
59PX1D	Temporización nivel de alarma, elemento de protección contra sobretensión fase-tierra
59PPX1P	Pick-up nivel de alarma, elemento de protección contra sobretensión fase-fase
59PPX1D	Temporización nivel de alarma, elemento de protección contra sobretensión fase-fase
59PX2P	Pick-up nivel de disparo, elemento de protección contra sobretensión fase-tierra
59PX2D	Temporización nivel de disparo, elemento de protección contra sobretensión fase-tierra
59PPX2P	Pick-up nivel de disparo, elemento de protección contra sobretensión fase-fase
59PPX2D	Temporización nivel de disparo, elemento de protección contra sobretensión fase-fase

Los ajustes configurados son los siguientes:

#### X Side Phase Overvoltage

**Element 1**

59PX1P Phase Overvoltage Trip Level (volts)  
 Range = 2,0 to 300,0, OFF

59PX1D Phase Overvoltage Trip Delay (seconds)  
 Range = 0,00 to 120,00

59PPX1P Phase-Phase Overvoltage Trip Level (volts)  
 Range = 2,0 to 520,0, OFF

59PPX1D Phase-Phase Overvoltage Trip Delay (seconds)  
 Range = 0,00 to 120,00

**Element 2**

59PX2P Phase Overvoltage Trip Level (volts)  
 Range = 2,0 to 300,0, OFF

59PX2D Phase Overvoltage Trip Delay (seconds)  
 Range = 0,00 to 120,00

59PPX2P Phase-Phase Overvoltage Trip Level (volts)  
 Range = 2,0 to 520,0, OFF

59PPX2D Phase-Phase Overvoltage Trip Delay (seconds)  
 Range = 0,00 to 120,00

Figura 68. Configuración "X Phase Overvoltage" AcSELerator Quickset.

Primer escalón (108%):

Se calculan las sobretensiones de fase y de línea para el primer escalón:

$$59PX1P = \frac{1,08 \cdot 21kV}{\sqrt{3} \cdot 200} = 65,47 V$$

$$59PPX1P = \frac{1.08 \cdot 21kV}{200} = 113,4 V$$

La temporización recomendada es de 10 segundos:

$$59PX1D = 59PPX1D = 10seg$$

Segundo escalón (115%):

Se calculan las subtensiones de fase y de línea para el segundo escalón:

$$59PX2P = \frac{1.15 \cdot 21kV}{\sqrt{3} \cdot 200} = 69,7 V$$

$$59PPX2P = \frac{1,15 \cdot 21kV}{200} = 120,75 V$$

La temporización recomendada es de 100 milisegundos:

$$59PX2D = 59PPX2D = 100 ms$$

## LISTADO DE FIGURAS Y TABLAS

<b>Tabla 20. Funciones de protección de generador</b> .....	130
Figura 53. Esquema de protecciones típico, conjunto generador-transformador .....	131
Figura 54. Superposición de zonas de protección de relés 59GN y 27TN .....	133
Figura 55. Protección del 100% del estator.....	134
Figura 56. Esquema de protección potencia inversa.....	135
Figura 57. Diagrama R-X pérdida de campo Método 1 .....	137
Figura 58. Diagrama R-X pérdida de campo Método 2.....	139
<b>Tabla 21. Descripción de las nomenclaturas del Software AcSELerator Quickset (10.2.1 Configuración general)</b> .....	141
Figura 59. Configuración "General - Configuration" AcSELerator Quickset .....	142
<b>Tabla 22. Descripción de las nomenclaturas del Software AcSELerator Quickset (10.2.2 Falla estator a tierra)</b> .....	143
Figura 60. Configuración "Stator Ground Elements" AcSELerator Quickset .....	144
<b>Tabla 23. Tensiones de tercer armónico para distintos estados de carga</b> .....	145
<b>Tabla 24. Cálculo valor de sensibilidad mínimo 64G2P</b> .....	146
<b>Tabla 25. Descripción de las nomenclaturas del Software AcSELerator Quickset (10.2.3 Desequilibrio de carga)</b> .....	147
Figura 61. Configuración "Current Unbalance Elements" AcSELerator Quickset.....	147
Figura 62. Valor $I_{22.t}$ para generadores rotor cilíndrico de 801 a 1600MVA.....	148
Figura 63. Curvas de protección por desbalance de corriente. SEL700G.....	149
<b>Tabla 26. Descripción de las nomenclaturas del Software AcSELerator Quickset (10.2.4 Pérdida de excitación)</b> .....	149
Figura 64. Configuración "Loss of Field Elements" AcSELerator Quickset .....	150
Figura 65. Método 1 de protección contra pérdida de excitación .....	150
<b>Tabla 27. Descripción de las nomenclaturas del Software AcSELerator Quickset (10.2.5 Motorización - Potencia inversa)</b> .....	151
Figura 66. Configuración "X Side Power Element" AcSELerator Quickset.....	152
<b>Tabla 28. Descripción de las nomenclaturas del Software AcSELerator Quickset (10.2.6 Subtensión)</b> ....	152
Figura 67. Configuración "X Phase Undervoltage" AcSELerator Quickset.....	153
<b>Tabla 29. Descripción de las nomenclaturas del Software AcSELerator Quickset (10.2.7 Sobretensión)</b> .	154
Figura 68. Configuración "X Phase Overvoltage" AcSELerator Quickset.....	154

## **BIBLIOGRAFÍA**

Ing. Alejandro Gustavo Gioseffi. Protecciones de generador 1°, 2°, 3° y 4° parte. Cátedra Centrales y protecciones eléctricas. Argentina. 2021.

Ing. Alejandro Martínez, Ing. Jose Gallego, Ing. Nelson Reta. Protecciones de generador. Laboratorio de protecciones eléctricas y telecomunicaciones. Argentina. 2021.

M. V. Gonzales Sabato. Sistemas de protección en grandes redes eléctricas de gran potencia. CIGRE. Argentina. 2009.

SEL (Schweitzer Engineering Laboratories). Instruction manual SEL-700G. Generator and Intertie protection relays. Estados Unidos. 2014.

SEL (Schweitzer Engineering Laboratories). Memória de cálculo para os ajustes do relé de proteção de gerador SEL-700g. Portugal. 2014.

IEE (Institute of Electrical and Electronic engineers). Coordination of generator protection with generator excitation control and generator capability. Working group J-5 of the rotating machinery subcommittee, power System relay committee. Estados Unidos. 2007.



**UTN**  
UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA NACIONAL  
FACULTAD REGIONAL AVELLANEDA



**UTN**  
**INGENIERÍA**  
**ELÉCTRICA**

**ASIGNATURA:** Proyecto Final

**AÑO:** 5to

**CURSO:** 41

**CICLO LECTIVO:** 2021

**DOCENTE:** Ing. Carlos Santo

**Coord.:** Ing. Alejandro Gioseffi

***“CENTRAL NUCLEAR ATUCHA II”***

**Tópico N° 11**

***“Unifilares”***

LEGAJO		APELLIDO Y NOMBRES		E-MAIL
104949		Barrera, Lucas Alejandro		lucasbarrera97@gmail.com
106493		Fariñas, Tomás Agustín		tomas_fari@hotmail.com
105400		Martínez, Juan Cruz		juaniimartinez14@gmail.com
PRES.	FECHA ENTREGA	FECHA DEVOL.	OBSERVACIONES	
1 <sup>RA</sup>	20/02/2022			
2 <sup>DA</sup>				
3 <sup>RA</sup>				
FECHA APROBACIÓN		CALIFICACIÓN		FIRMA
07/03/2022		Aprobado		 Ing. Alejandro G. Gioseffi

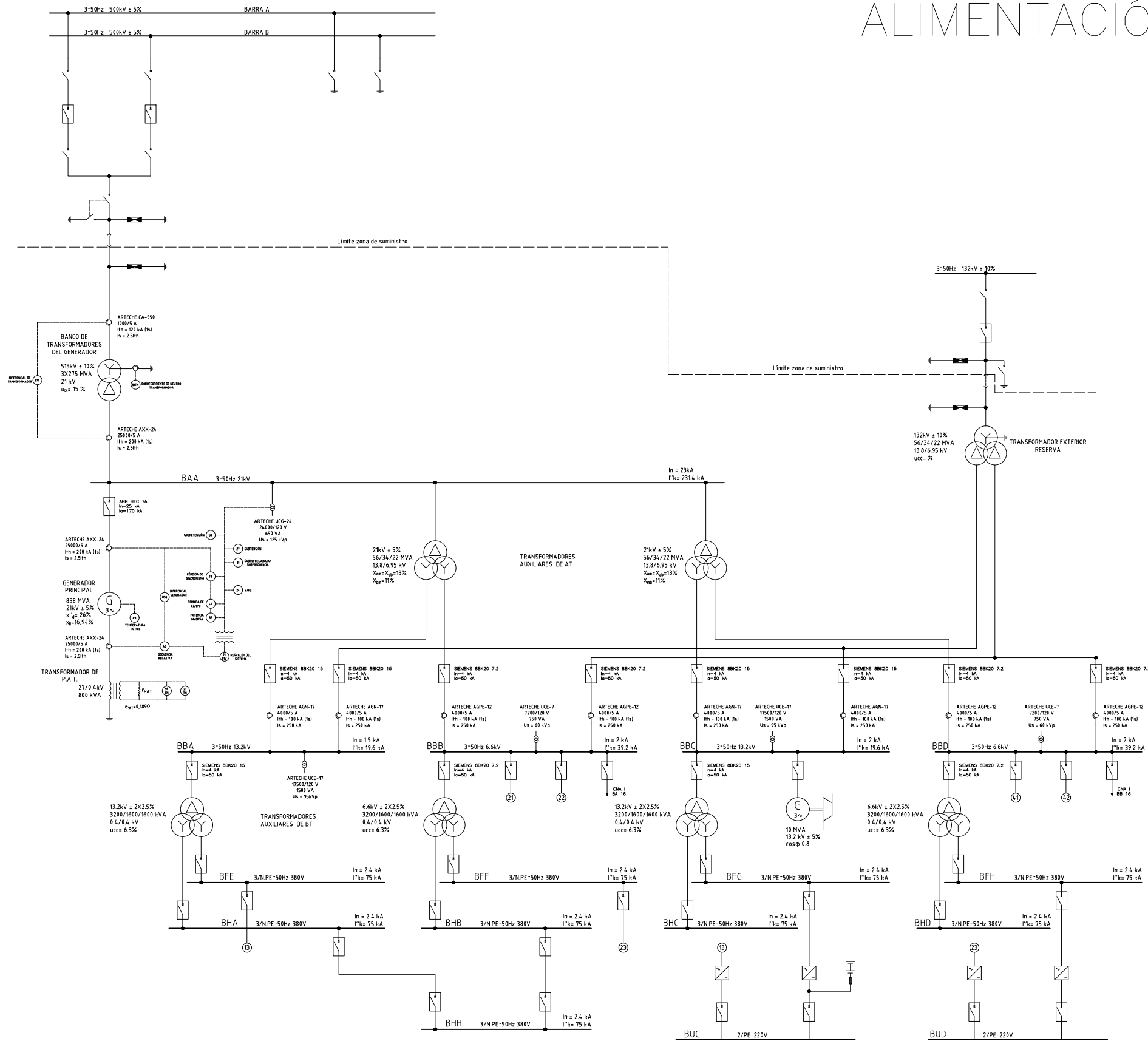
**Registro de Modificaciones**

REVISIÓN	FECHA	OBSERVACIONES / CORRECCIONES
00	20/02/2022	Emisión Inicial

## ÍNDICE

1. UNIFILARES.....	160
--------------------	-----

# SISTEMA NORMAL DE ALIMENTACIÓN PRINCIPAL



TREN 1

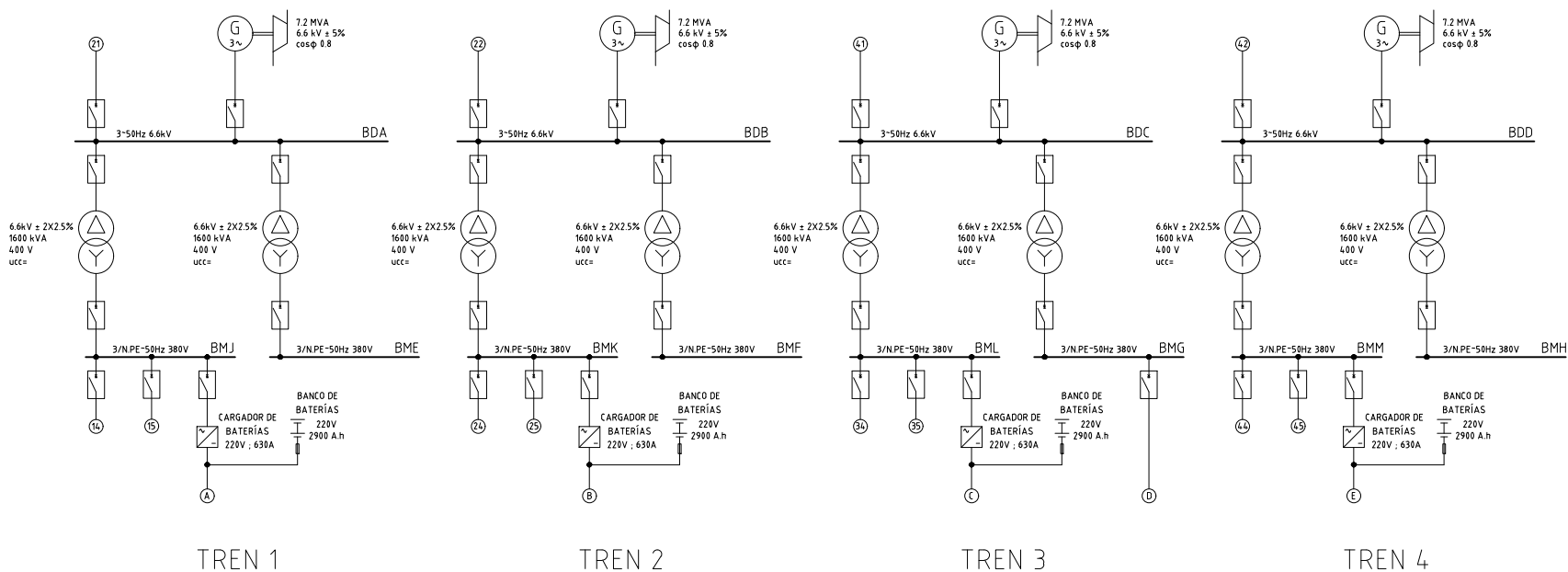
TREN 2

TREN 3

TREN 4



# SISTEMA NORMAL DE ALIMENTACIÓN PRINCIPAL CON CORTA INTERRUPTIÓN



# SISTEMA NORMAL DE ALIMENTACIÓN PRINCIPAL ININTERRUMPIDO

