

Resumen

La cogeneración, que presenta múltiples ventajas medioambientales y económicas, tiene un amplio potencial de desarrollo que no ha sido explotado suficientemente. Por ello, la Unión Europea ha fijado políticas encaminadas al establecimiento, en los distintos estados miembros, de un régimen económico especial de venta de energía eléctrica al que se pueden acoger las empresas que dispongan o instalen plantas de cogeneración en sus industrias.

En este marco, el presente proyecto tiene por objeto dar una solución a la instalación del sistema eléctrico para una planta de cogeneración de 5,5 MW que se desea instalar en una fábrica.

Para ello se lleva a cabo la siguiente metodología: descripción del principio de cogeneración, su marco legal y tecnologías posibles; análisis de las necesidades de la fábrica, descripción de la planta de cogeneración que se desea instalar, justificación de su viabilidad y cálculo de ahorro de emisiones de CO₂; descripción detallada de la solución adoptada como sistema eléctrico para esta planta de cogeneración en particular.

Como resultados del estudio se obtienen: demostración del cumplimiento de los parámetros energéticos exigidos por la normativa a la que se acoge la planta de 5,5 MW, proyecto y cálculos de la instalación eléctrica elegida y descripción de su explotación, calculando las corrientes de cortocircuito, embarrado, cables, puesta a tierra, etc.

Finalmente las conclusiones que se obtienen con este proyecto son:

- a) Reducción de los costes de energía de la fábrica.
- b) Mejora de la fiabilidad del suministro eléctrico ante fallos externos a la fábrica, gracias a la capacidad de autogeneración de la nueva planta de cogeneración.
- c) Dotación a la fábrica de una central flexible, capaz de atender futuras necesidades energéticas de forma económica y con fácil explotación.
- d) Reducción de emisiones de CO₂ globales a la atmósfera.





Sumario

RESUMEN	1
SUMARIO	3
1. GLOSARIO	5
2. INTRODUCCIÓN	7
2.1. Objetivos del proyecto	7
2.2. Alcance del proyecto	7
3. SISTEMAS DE COGENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA	9
3.1. El principio de la cogeneración	9
3.2. Marco legal	10
3.3. Tecnologías de cogeneración	12
4. SOLUCIÓN ADOPTADA DE COGENERACIÓN	13
4.1 Condiciones preliminares.	13
4.1.1 Ubicación, emplazamiento y climatología. Justificación de la cogeneración.	13
4.1.2 Demandas energéticas.	14
4.2 Descripción de la solución.	16
4.2.1 Introducción.	16
4.2.2 Proceso termodinámico.	18
4.2.3 Características técnicas.	18
4.2.4 Cálculo del rendimiento eléctrico equivalente.	20
4.2.5 Cálculo del autoconsumo de la energía eléctrica generada.	22
4.2.6 Evaluación cuantificada de la energía a verter a la red.	23
4.2.7 Viabilidad económica.	25
4.2.8 Cálculo de ahorro global de emisiones CO ₂	27
5 DESCRIPCIÓN DE LA INSTALACIÓN ELÉCTRICA	29
5.1 Datos básicos de la instalación eléctrica	29
5.1.1 Situación anterior a cogeneración	29
5.1.2 Situación en cogeneración	29
5.2 Descripción de la nueva instalación eléctrica	31
5.2.1 Alternador de cada motogenerador (G1 y G2).	31
5.2.2 Estación transformadora	46
5.2.3 Aparamenta a 24 kV	49
5.2.4 Sistema de medida	69
5.2.5 Protecciones	72
5.2.6 Cables	77
5.2.7 Equipamiento auxiliar de baja tensión	77



5.2.8 Sistema de puesta a tierra _____	82
5.3 Explotación de la instalación eléctrica para cogeneración. _____	85
5.3.1 Puesta en marcha de la instalación _____	85
5.3.2 Situación usual de explotación _____	85
5.3.3 Situaciones especiales _____	86
5.3.4 Operaciones de sincronismo y maniobra de los interruptores _____	86
CONCLUSIONES _____	89
AGRADECIMIENTOS _____	91
BIBLIOGRAFÍA _____	93



1. Glosario

Al	Aluminio
cal	Calorías
CE	Comunidad Europea
cl.	Clase
CO₂	Dióxido de carbono
Cu	Cobre
dB	Decibelio
E	Electricidad
G1 , G2	Motogeneradores 1 y 2
I_{max}	Intensidad máxima
Imp.	Impulso
In	Intensidad nominal
I_{toma}	Intensidad de toma
MT	Media tensión
NO_x	Óxidos nitrosos
O₂	Oxígeno
P	Potencia
PCI	Poder calorífico inferior
PLC	Autómata programable
Q	Combustible
RD	Real Decreto
REE , η_{EE}	Rendimiento eléctrico equivalente
SF₆	Hexafluoruro de azufre
T	Transformador
t	Tonelada
TI	Transformador de intensidad



Ts	Umbral de reglaje
TT	Transformador de tensión
UE	Unión Europea
Un	Tensión nominal
V	Vapor útil
Vca	Tensión corriente alterna
Vcc	Tensión corriente continua
XLPE	Polietileno reticulado



2. INTRODUCCIÓN

La empresa propietaria de una fábrica de productos alimenticios decide instalar en la factoría una central para producción de energía eléctrica y vapor mediante cogeneración en ciclo simple. La decisión de instalar esta planta de cogeneración ha sido motivada por diversas razones: fiabilidad del suministro eléctrico, disminución de costes energéticos, contribución a la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero, etc.

2.1. Objetivos del proyecto

El presente proyecto establece y dimensiona el sistema eléctrico para esta planta de cogeneración que consiste en dos grupos motogenerador de gas natural y una serie de equipos y elementos complementarios al mismo.

Se diseña de forma segura la interconexión de los alternadores de los grupos motogenerador con la red de la Compañía eléctrica y con la red de distribución interior de la fábrica. Esta interconexión ha llevado a considerar la modificación de varios aspectos de la instalación eléctrica existente, que también se incluyen en este documento.

Asimismo, se analiza el cumplimiento de la normativa de venta de energía eléctrica a la que se acoge la planta de cogeneración y se describe el funcionamiento general de la planta.

2.2. Alcance del proyecto

El proyecto abarca:

1. Descripción del principio de cogeneración, marco legal y tecnologías.
2. Análisis de la demanda energética de la fábrica
3. Descripción de los elementos generales de la planta de cogeneración.
4. Comprobación del cumplimiento por parte de la planta de cogeneración del autoconsumo y rendimiento equivalente exigidos por el Real Decreto 2818/1998.
5. Evaluación de la energía eléctrica a verter a la red cuando la planta de cogeneración se ponga en funcionamiento.
6. Justificación de la viabilidad de la planta de cogeneración.
7. Cálculo del ahorro global de emisiones de CO₂.
8. Descripción y dimensionamiento del sistema eléctrico de la planta de cogeneración y del sistema eléctrico que se tendrá que instalar a raíz de la nueva planta.





3. SISTEMAS DE COGENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

3.1. El principio de la cogeneración

Según la Directiva 2004/8/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 11 de febrero de 2004, relativa al fomento de la cogeneración sobre la base de la demanda de calor útil en el mercado interior de la energía, se entiende por cogeneración la generación simultánea en un proceso de energía térmica y eléctrica y/o mecánica. En esta Directiva, por cogeneración de alta eficiencia se entiende la que permite ahorrar energía mediante la producción combinada, en lugar de separada, de calor y electricidad.[Ref. 1]

La eficiencia y la sostenibilidad globales de la cogeneración dependen de múltiples factores tales como la tecnología utilizada, los tipos de combustible, las curvas de carga, el tamaño de la unidad de cogeneración y las propiedades del calor. Por razones prácticas y en vista de que la utilización de la producción de calor requiere temperaturas diversas para usos distintos y que esas y otras diferencias influyen en la eficiencia de la cogeneración, ésta podría clasificarse en categorías tales como las siguientes: "cogeneración industrial", "cogeneración para calefacción" y "cogeneración agrícola".

La energía térmica se presenta en forma de vapor de agua a alta presión o en forma de agua caliente, por ello las centrales de cogeneración electricidad-calor son muy útiles en las industrias. Estas centrales funcionan con turbinas o motores de gas, el gas natural suele ser la energía primaria más utilizada en estas centrales pero también pueden utilizarse fuentes de energía renovables y residuos.

Al contrario de la central eléctrica tradicional, cuyos humos salen directamente por la chimenea, los gases de escape de la cogeneración son primero enfriados, cediendo su energía mediante un circuito de agua caliente/vapor con un intercambiador. Los gases de escape enfriados pasan seguidamente por la chimenea.

Las centrales de cogeneración de electricidad-calor pueden alcanzar un rendimiento energético del orden del 90%. El procedimiento es más ecológico, ya que durante la combustión el gas natural libera menos dióxido de carbono (CO_2) y óxido de nitrógeno (NO_x) que el petróleo o el carbón. El desarrollo de la cogeneración podría evitar la emisión de 127 millones de toneladas de CO_2 en la UE en 2010 y de 258 millones de toneladas en 2020.

La producción de electricidad por cogeneración ha representado el 11% de la producción total de electricidad de la UE en 1998. Si la parte de la producción de electricidad



correspondiente a la cogeneración aumentara hasta alcanzar el 18%, el ahorro de energía podría ser del orden del 3 al 4% del consumo bruto total de la UE.

La cogeneración de alta eficiencia, al producir conjuntamente calor y electricidad en el centro de consumo térmico, aporta los siguientes beneficios energéticos, económicos y ecológicos:

- Disminución de los consumos de energía primaria.
- Disminución de las importaciones de combustible (ahorros en la balanza de pagos del país)
- Reducción de emisiones de gases de efecto invernadero. (Herramienta para el cumplimiento del Protocolo de Kyoto)
- Disminución de pérdidas en el sistema eléctrico e inversiones en transporte y distribución.
- Aumento de la garantía de potencia y calidad del servicio eléctrico.
- Aumento de la competitividad industrial y de la competencia en el sistema eléctrico.
- Promoción de pequeñas y medianas empresas de construcción y operación de plantas de cogeneración.
- Adaptabilidad en zonas aisladas o ultraperiféricas.
- Motivación por la investigación y desarrollo de sistemas energéticos eficientes.

3.2. Marco legal

Con anterioridad a 1980 había un vacío legal para el desarrollo de plantas de cogeneración, que fue solventado gracias a la Ley 82/80 sobre Conservación de la Energía (BOE 27.01.81) en la que se daban incentivos para la Cogeneración. Esta normativa era específica para instalaciones de gasoil y/o gas natural.

A partir de la vigencia de dicha Ley, las compañías eléctricas adoptaron inicialmente una postura contraria a la cogeneración, pero al crecer el mercado las distribuidoras eléctricas empezaron a participar en la financiación de plantas de forma que también obtenían beneficios de la Cogeneración. La ley 82/80 fue parcialmente derogada y substituida por la Ley 40/94, de 30 de diciembre, sobre Ordenación del Sistema Eléctrico Nacional.

Entre los años 1995 y 1998 la Cogeneración se regula por la Ley 40/94 y por la Ley 54/97 del Sector Eléctrico, que deroga la anterior pero contiene tres disposiciones transitorias referentes a las leyes anteriores: Beneficios de la Ley 82/80, Real Decreto 2366/94 hasta el año 2000 y otras normas desarrolladas y no substituidas. Estas normas son para todo tipo



de combustibles, en ellas se limita la potencia a 100 MVA y aparece el concepto de Rendimiento Eléctrico Equivalente mínimo.

Desde el 1999, el Real Decreto 2818/1998 (BOE 312 de 30.12.98) desarrolla la Ley 54/97, sobre producción de energía eléctrica por instalaciones abastecidas por recursos o fuentes de energía renovables, residuos y cogeneración; este Real Decreto deroga parcialmente el Real Decreto 2366/94. El Real Decreto 2818/1998 establece un sistema de incentivos temporales para las instalaciones que puedan acogerse al régimen especial.

Podrán acogerse al régimen especial las instalaciones de producción de energía eléctrica con una potencia instalada inferior o igual a 50 MW, cuando utilicen cogeneración siempre y cuando suponga un alto rendimiento energético y satisfaga los demás requisitos técnicos especificados en el Real Decreto 2818/1998. [Ref.2]

El requisito de aprovechamiento mínimo de energía se define en forma de un Rendimiento Eléctrico Equivalente (REE), como el cociente entre la producción total de electricidad (E) en bornes de alternador con respecto al combustible empleado asociable a la generación de electricidad.

El combustible asociado a la generación de electricidad es el combustible total empleado (Q) menos el evitado por el aprovechamiento de calor residual de la cogeneración ($V/0.9$), donde 0.9 es el rendimiento medio considerado en la generación de calor. Los REE mínimos para la cogeneración dependen del tipo de combustible de la instalación.

$$REE = \frac{E}{Q - \frac{V}{0.9}} \quad (\text{Ec. 3.1})$$

Según el Real Decreto 2818/98, las plantas de Cogeneración con potencia igual o superior a 25 MW deben autoconsumir al menos el 50% de la electricidad producida, en promedio anual. Dicha fracción se reduce al 30% para las plantas con potencia inferior a 25MW. El precio de venta de los excedentes cuenta con un término variable función del precio final horario medio del mercado, una prima fija (según el tamaño de la planta), y un término de energía reactiva.

Además, las instalaciones acogidas al Real Decreto 2818/98 podrán recibir toda la energía eléctrica que sea necesaria, abonando la correspondiente tarifa como cualquier consumidor.

Por tanto, el diseño de las plantas de Cogeneración se basa en la venta de excedentes eléctricos, debido principalmente a las primas recibidas.



Cuando este proyecto ya estaba siendo desarrollado, se aprobó el Real decreto 436/2004, de 12 de marzo, que deroga el Real Decreto 2818/98, pero en la Disposición Transitoria Segunda de este Real Decreto 436/2004 [Ref.3] indica que las instalaciones acogidas al Real Decreto 2818/98 dispondrán de un período de transición hasta el 2007 durante el cual no les será de aplicación el régimen económico del Real Decreto 436/2004. Por tanto, la planta de cogeneración se dimensiona según el Real Decreto 2818/98.

3.3. Tecnologías de cogeneración

Una planta de cogeneración está formada por cuatro elementos básicos:

- Un elemento motor
- Un generador eléctrico
- Un sistema de recuperación de calor
- Un sistema de control

Las tecnologías de cogeneración consideradas por la Directiva 2004/8/CE son las siguientes:

- a) Turbina de gas de ciclo combinado con recuperación de calor
- b) Turbina de contrapresión sin condensado
- c) Turbina con extracción de vapor de condensación
- d) Turbina de gas con recuperación de calor
- e) Motor de combustión interna
- f) Microturbinas
- g) Motores Stirling
- h) Pilas de combustible
- i) Motores de vapor
- j) Ciclos Rankine con fluido orgánico

Para la selección de la tecnología más adecuada, existen algunos criterios orientativos [Ref.4] como son la potencia eléctrica que produce el grupo, la relación entre la demanda eléctrica/demanda térmica, la presión del vapor producido, etc.



4. SOLUCIÓN ADOPTADA DE COGENERACIÓN

4.1 Condiciones preliminares.

4.1.1 Ubicación, emplazamiento y climatología. Justificación de la cogeneración.

Los responsables de una fábrica que se dedica a la producción de leches dietéticas líquidas y tarros y zumos infantiles intentan optimizar sus costes energéticos, de forma que los costes de producción sean los mínimos posibles a fin de incrementar su competitividad dentro de este sector productivo. Para ello se decide instalar en la fábrica una nueva planta de cogeneración, ya que ésta contribuirá a disminuir los costes energéticos.

Para la producción de leches dietéticas y tarros y zumos infantiles existe una demanda de vapor y electricidad. El vapor se utiliza en la fábrica para diversas funciones: tratamiento UHT de la leche, higienización y homogeneización de la leche, servicios generales, limpieza de equipos, esterilización de contenido de tarros, etc. La electricidad se utiliza en la fábrica para alimentar las bombas, motores y el resto de consumidores eléctricos.

Con la instalación de la planta de cogeneración se desea cubrir los siguientes objetivos:

- a) Disminuir los costes energéticos gracias a la alta eficiencia energética de los sistemas de cogeneración, derivada de la producción simultánea de calor y electricidad.
- b) Mejorar la situación actual ante fallos externos a la fábrica de suministro eléctrico, aprovechando la capacidad de autogeneración de la nueva planta de cogeneración.
- c) Sustituir el combustible fuel-oil por gas natural. El fuel-oil genera más costes que el gas natural y es menos limpio y ecológico.
- d) Dotar a la fábrica de una central flexible, capaz de atender futuras ampliaciones de demanda energética de forma económica y con fácil explotación.
- e) Contribuir a maximizar el potencial de autogeneración del país, con la consiguiente reducción en el consumo global de Energía primaria.

La fábrica se encuentra en Asturias, a una altura sobre el nivel del mar de 140 m. Su clima es templado y húmedo, sin temperaturas extremas y con bastante pluviosidad. La temperatura media de verano es de 18°C y la media de invierno es de 4°C.



Antes de instalar la planta de cogeneración se utiliza fuel-oil como combustible para producir el vapor demandado por la fábrica. Esta demanda de vapor se cubre con dos calderas de fuel-oil de las siguientes características cada una:

Producción de vapor máxima continua: 8,0 t/h

Producción de vapor marcha normal: 6,4 t/h

Máxima presión de servicio: 18 bar (absolutos)

Rendimiento aproximado: 85%

La demanda horaria máxima de vapor se verá aumentada a 18 t/h debido a una ampliación de producción de la fábrica, por lo que ya se detecta que estas calderas no podrán cubrir la demanda máxima.

4.1.2 Demandas energéticas.

La fábrica trabaja 24 h/día 6 días a la semana, aunque periódicamente se realizan paros de distintas unidades productivas para realizar operaciones de mantenimiento. Por tanto la fábrica funciona en promedio 7200 h/año.

Las demandas energéticas se muestran en las tablas Tabla 4.1, Tabla 4.2, Tabla 4.3 y Tabla 4.4.

Tabla 4.1. Consumo fuel mensual

FECHA	Consumo fuel(kg)
ENERO	330.880
FEBRERO	359.320
MARZO	194.760
ABRIL	332.420
MAYO	387.980
JUNIO	305.760
JULIO	306.380
AGOSTO	331.920
SEPTIEMBRE	267.880
OCTUBRE	302.940
NOVIEMBRE	274.240
DICIEMBRE	302.940
TOTAL	3.697.420



Tabla 4.2. Consumo vapor mensual.

FECHA	Consumo vapor(kg)
ENERO	4.301.440
FEBRERO	4.671.160
MARZO	2.531.880
ABRIL	4.321.460
MAYO	5.043.740
JUNIO	3.974.880
JULIO	3.982.940
AGOSTO	4.314.960
SEPTIEMBRE	3.482.440
OCTUBRE	3.938.220
NOVIEMBRE	3.565.120
DICIEMBRE	3.938.220
TOTAL	48.066.460

Tabla 4.3. Consumo electricidad mensual. y Tabla 4.4. Potencia máxima demandada.

FECHA	Consumo electricidad(kWh)	FECHA	Potencia(kW)
ENERO	863.488	ENERO	1.950
FEBRERO	874.630	FEBRERO	1.860
MARZO	820.218	MARZO	1.648
ABRIL	815.379	ABRIL	1.728
MAYO	753.551	MAYO	1.850
JUNIO	790.439	JUNIO	1.692
JULIO	815.164	JULIO	1.812
AGOSTO	907.294	AGOSTO	1.784
SEPTIEMBRE	890.914	SEPTIEMBRE	1.848
OCTUBRE	902.967	OCTUBRE	1.704
NOVIEMBRE	827.913	NOVIEMBRE	1.860
DICIEMBRE	787.689	DICIEMBRE	1.964
Energía TOTAL	10.049.646	Potencia prevista	2.000



4.2 Descripción de la solución.

4.2.1 Introducción.

El sistema de cogeneración que se quiere instalar en la fábrica está formado por una central de ciclo simple con dos motogeneradores de potencia unitaria 2734 kW y una caldera mixta de recuperación 4,2 t/h y con quemador auxiliar de 6,5 t/h.

Se ha escogido una caldera mixta de recuperación para poder suministrar el vapor demandado, ya que debido a que la demanda horaria será de 18 t/h, la producción máxima de las dos calderas existentes (16 t/h) es insuficiente.

Con las 4,2 t/h de vapor por aprovechamiento del calor residual de los gases de combustión sería suficiente para satisfacer la demanda de vapor, pero en caso de que los motogeneradores estuviesen parados las dos calderas no podrían dar las 18 t/h máximas demandadas. Para tener asegurada la producción de vapor en cualquier momento se debe poder producir vapor con un quemador auxiliar en caso de necesidad, de forma que se pueda satisfacer la demanda máxima de 18 t/h.

Se desea que la instalación se acoja al régimen especial de producción de energía eléctrica, dentro del subgrupo a.1, tal y como se indica en el R.D. 2818/1998. Las ventajas de acogerse a este Real Decreto son principalmente económicas, ya que este otorga una prima por generación eléctrica durante 10 años a los productores de Régimen especial.

Como la potencia eléctrica que se producirá con la planta de cogeneración será inferior a 25 MW (para poder satisfacer la demanda de vapor lo más ajustada posible, ya que si la potencia fuera mayor se produciría más vapor que el demandado), el autoconsumo de energía eléctrica ha de ser un mínimo de 30%. Además, como se cambia el combustible a Gas Natural, el rendimiento eléctrico equivalente mínimo que se ha de cumplir para poder acogerse a régimen especial es de 55% según el Real Decreto 2818/1998. [Ref.2]

Se pretende que la planta de cogeneración tenga el mismo programa de funcionamiento que la fábrica, con un 5% de falta de disponibilidad por causas de mantenimiento previstas, por lo que se estima 6.840 h/año de funcionamiento de la cogeneración.

Se prevé que a partir de 2004 se consumirá aproximadamente 11,4 GWh/año (teniendo en cuenta consumos auxiliares de la cogeneración). Como se exige que se autoconsuma un mínimo de 30% de la energía eléctrica producida, la potencia eléctrica total de los motores deberá ser de 5,5 MW, tal y como se demuestra en la (Ec.4.1).



$$P = \frac{11.400kWh}{0,3 \cdot 6840h} = 5,5MW \quad (\text{Ec. 4.1})$$

Se escoge como tecnología de cogeneración dos motores alternativos de ciclo Otto de 4 tiempos de gas natural, ya que se ajustan a la demanda energética mejor que otras tecnologías [Ref.4]. Se opta por dos motores JENBACHER JES 620 debido a que ofrecen una mayor fiabilidad del suministro, además se puede realizar mantenimiento de un motor mientras que el otro puede seguir en funcionamiento.

Se escoge al fabricante Jenbacher porque, además de su conocido prestigio, ofrece motores adaptables a cada cliente (en este caso se regulan para obtener mayor temperatura en los gases de escape y obtener más vapor). Además el coste de estos motores es competitivo respecto al de otros fabricantes.

El esquema de la planta de cogeneración es el que se muestra en la Fig.4.1.

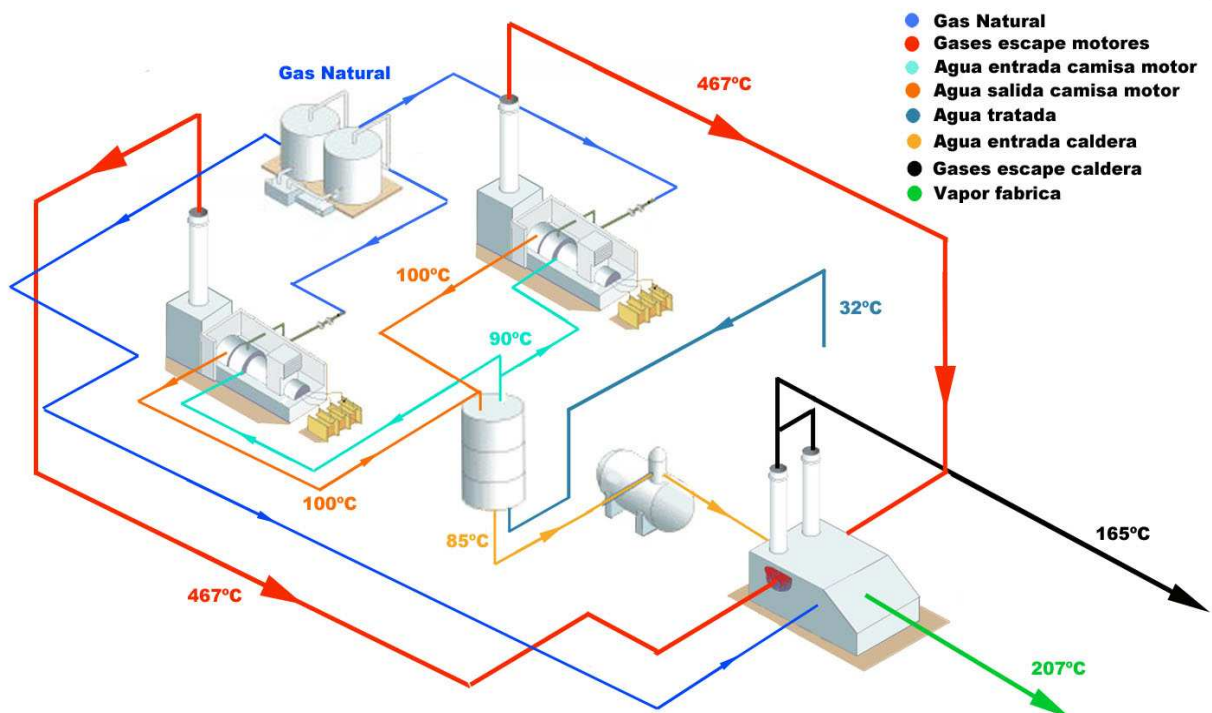


Fig. 4.1. Esquema de la planta de cogeneración



4.2.2 Proceso termodinámico.

Los motores Jenbacher 620 queman Gas Natural produciendo una energía mecánica suficiente para accionar el alternador acoplado a cada uno de ellos. Este alternador produce energía eléctrica que es vertida al sistema eléctrico y este a su vez a la red de la compañía eléctrica. Los gases de escape del motor (humos) poseen una elevada temperatura (467°C), por lo que se aprovechan para generar vapor. Pero por otra parte, debido a que la mezcla gas natural-oxígeno es estequiométrica, los gases de escape de los motores son pobres en O₂ y no pueden volver a ser quemados, por lo que no se puede realizar una post combustión. En el proceso de arranque, los gases de escape son evacuados a la atmósfera a través de un silenciador para cada motor ya que estos gases no se pueden aprovechar para generar vapor debido a su baja temperatura.

La caldera de recuperación se trata de una caldera mixta en la que existen dos hogares. Uno de ellos es como el de una caldera convencional, en el que se quema Gas Natural para que caliente el agua hasta formar vapor (quemador). El otro hogar es donde se aprovecha el calor útil residual de los gases de escape de los motores para calentar el agua líquida mediante un economizador (recuperador). En el sistema de generador de vapor se produce la vaporización del agua por intercambio térmico, a través del cual los gases se siguen enfriando hasta la salida de la caldera de recuperación.

El agua introducida en la caldera mixta de recuperación se calienta antes de entrar en la caldera mediante un intercambiador de placas, en el cual se aprovecha la energía de refrigeración de las camisas del motor.

Antes de entrar en la caldera, el agua ha de pasar por un tanque de alimentación, que sirve de pulmón.

4.2.3 Características técnicas.

4.2.3.1 Características técnicas grupos cogeneración.

Se presentan a continuación las características técnicas de los grupos motogenerador seleccionados al 100% de carga (régimen de funcionamiento estimado):

Marca y modelo: JENBACHER 620 E01

Combustible: Gas Natural

Potencia de freno: 2.801 kW

Potencia eléctrica a $\cos\phi=1$: 2.734 kW

Consumo de combustible ISO: 6.389 kW (+5%)



Calor disponible en agua de camisas: 807 kW (+- 8%)

Calor disponible en gases de escape enfriados a 100°C: 1.725 kW (+-8%)

Calor disponible en gases de escape enfriados a 165°C: 1.436 kW (+-8%)

Temperatura gases de escape: 467 °C

4.2.3.2 Características del sistema eléctrico.

Nivel de tensión de generación: 690 V

Nivel de tensión de interconexión a red: 24 kV

Nivel de aislamiento de elementos de Media Tensión: 30 kV

Nivel aislamiento de elementos de Baja Tensión: 1 kV

4.2.3.3 Características del sistema de recuperación de calor.

a) Gases de escape a caldera de recuperación para producción de vapor.

En dicha caldera se introducen los gases de escape procedentes de los dos grupos motogeneradores. La caldera es de las siguientes características:

Tipo de caldera: Pirotubular

Caudal másico de gases de escape: 29.894 kg/h

Temperatura entrada gases escape: 467°C

Temperatura salida gases escape de economizador: 165°C

Temperatura entrada de agua: 85°C

Caudal de vapor: 4.230 kg/h

Presión del vapor: 17 bar (relativos)

Temperatura salida de vapor: saturado seco a 207°C (vapor saturado a 18 bar absolutos)

Potencia disponible en gases enfriados a 165°C (al 100% de carga): 1.436 kW

b) Agua de camisas para precalentamiento de agua de alimentación a caldera en un intercambiador agua-agua:

Tipo intercambiador: De placas agua-agua

Salto térmico primario: 100/90°C

Salto térmico secundario: 32/85°C

Caudal de agua secundario medio: 9.000 kg/h

Potencia disponible en agua de refrigeración de camisas y primera etapa de intercambiador (al 100% de carga): 1.614 kW

Potencia máxima recuperada: 1.109 kW



4.2.3.4 Prestaciones operacionales.

Las prestaciones operacionales más importantes de la central de cogeneración se describen a continuación:

- Se diseña para trabajar en paralelo con la red de la Compañía en forma interconectada y por tanto puede realizar intercambios energéticos con la red que quedan reflejados en contadores de energía activa, reactiva y maxímetros, siendo la modalidad de exportación de excedentes.
- Está suficientemente protegida ante las perturbaciones de la red de la Compañía, de forma que no cabe esperar averías derivadas de las mismas. En caso de perturbaciones de red, la central se aísla de la red en forma automática para así seguir alimentando a la factoría ya que su demanda es inferior a la capacidad de los motores. Ante una situación de isla los motogeneradores siguen funcionando.
- La sincronización de la red se realiza a través de un relé de comprobación de sincronismo que impedirá toda falsa maniobra.
- La operación de la central en su conjunto es totalmente automática, aunque parte de las operaciones pueden realizarse también en forma manual. No se requiere para su operación personal permanente, aunque sí son necesarias una vigilancia y supervisión periódica de la central y sus sistemas auxiliares.
- Dispone de los elementos de control, indicación y registro de variables suficientes para su operación, análisis de funcionamiento y contabilización de las energías intercambiadas.
- La central está diseñada para trabajar de forma ininterrumpida durante todas las horas del año. Sin embargo, son necesarias paradas para mantenimiento programado y revisiones, y pueden darse situaciones de paro imprevistas por averías. En cualquier caso, la disponibilidad prevista de la central es del 95%.

4.2.4 Cálculo del rendimiento eléctrico equivalente.

Para calcular el Rendimiento Eléctrico Equivalente tal y como lo define el Real Decreto 2818/98 [Ref.2] se necesita conocer la energía eléctrica que se generará anualmente (E), el consumo anual de energía primaria (Q), y las unidades técnicas de vapor útil (V).

La recuperación térmica del calor extraído de los motores se realiza mediante la producción de vapor en la caldera de recuperación a partir de los gases de escape y mediante la producción de agua caliente a partir del agua de refrigeración de las camisas del motor.



Producción de agua caliente:

Disponemos de 1.614 kW (funcionando al 100% de carga) en el circuito de camisas del motor para precalentar la totalidad del agua de alimentación a caldera, tanto de recuperación como de la de las calderas convencionales.

Promedio de consumo de vapor = 9 t/h

Punta de consumo de vapor = 18 t/h

Temperatura de agua de alimentación a caldera = 85 °C

Temperatura de agua de alimentación a intercambiador = 32 °C

Por tanto la potencia aprovechada en el precalentamiento de agua de alimentación a caldera resulta ser de 555 kW tal y como se muestra en la (Ec. 4.2).

$$9000 \frac{\text{kg}}{\text{h}} \cdot 4,187 \frac{\text{kJ}}{\text{kg } ^\circ\text{C}} \cdot (85 - 32) ^\circ\text{C} \cdot \frac{1\text{h}}{3600\text{s}} = 555\text{kW} \quad (\text{Ec. 4.2})$$

Producción de vapor:

Para aprovechar la totalidad de la energía térmica disponible de los gases de escape del motor, se dispone de una caldera con un economizador donde se enfrían los gases de escape obteniendo una potencia disponible total entre los dos motores de 2.873 kW (según datos del fabricante, al 100% de carga). Con esta potencia se pueden producir 4.230 kg/h de vapor saturado seco a 17 bar (relativos) de presión entrando el agua de alimentación a caldera a 85°C (sabiendo que la entalpía de vaporización del agua a 18 bar absolutos es 1910 kJ/kg).

Debido a que la demanda media de vapor de la fábrica (9 t/h) es muy superior a la producción de los grupos motogeneradores y además es muy estable, se asume que todo el vapor producido va a ser consumido por la fábrica.

Esta recuperación térmica se produce únicamente cuando coinciden en la programación de funcionamiento de la planta de fabricación y la planta de cogeneración. Por tanto considerando una indisponibilidad del 5% se tiene que la planta de cogeneración funciona 6.840h y por tanto la energía térmica recuperada es 20.164.867.200 kcal/año, tal y como se muestra en (Ec. 4.3), (Ec.4.4) y (Ec.4.5).

$$\text{Agua caliente}(V_1) = 555\text{kW} \cdot 6840 \frac{\text{h}}{\text{año}} \cdot 860 \frac{\text{kcal}}{\text{kWh}} = 3.264.732.000 \frac{\text{kcal}}{\text{año}} \quad (\text{Ec. 4.3})$$



$$Vapor(V_2) = 2.873kW \cdot 6840 \frac{h}{año} \cdot 860 \frac{kcal}{kWh} = 16.900.135.200 \frac{kcal}{año} \quad (Ec. 4.4)$$

$$Energía\ térmica\ recuperada\ total(V) = V_1 + V_2 = 20.164.867.200 \frac{kcal}{año} \quad (Ec. 4.5)$$

El calor útil recuperado para poder realizar el cálculo del Rendimiento Eléctrico Equivalente es el calor aprovechado por la factoría en las horas de funcionamiento de la cogeneración del calor que puede extraerse de los motores. En este caso coincide con la energía térmica recuperada total.

El consumo anual de energía primaria (Q) se calcula como el producto de las horas de funcionamiento de la cogeneración y la potencia consumida por los dos grupos, y resulta ser de 75.165.307.200 kcal/año, tal y como se muestra en la (Ec.4.6).

$$Q = 6840 \frac{h}{año} \cdot 12.778kW(PCI) \cdot 860 \frac{kcal}{kWh} = 75.165.307.200 \frac{kcal}{año} \quad (Ec. 4.6)$$

La energía eléctrica generada anualmente (E) se calcula como el producto de las horas de funcionamiento de la cogeneración y la potencia eléctrica generada por los dos grupos, y resulta ser de 32.164.963.200 kcal/año, tal y como se muestra en la (Ec.4.7).

$$E = 6840 \frac{h}{año} \cdot 5468kW \cdot 860 \frac{kcal}{kWh} = 32.164.963.200 \frac{kcal}{año} \quad (Ec. 4.7)$$

Por tanto el Rendimiento Eléctrico es 60,96%, tal y como se muestra en la (Ec.4.8).

$$\eta_{EE} = \frac{E}{Q - \frac{V}{0.9}} = 60,96\% \quad (Ec. 4.8)$$

Dado que el Rendimiento Eléctrico Equivalente es mayor que 55%, la presente instalación cumple con los requisitos fijados por el Real Decreto 2818/98 para su reconocimiento como Instalación Acogida al Régimen de Producción de Energía Eléctrica, con motores de gas natural.

4.2.5 Cálculo del autoconsumo de la energía eléctrica generada.

Según el Real Decreto 2818/98, se entiende por autoproducer aquellas personas físicas o jurídicas que generan electricidad fundamentalmente para su propio consumo cuando autoconsume, al menos, el 30% de la energía eléctrica producida por él mismo. Para



justificar que el presente caso cumple con dicha condición se realiza el cálculo del autoconsumo según la (Ec. 4.9).

$$\text{Autoconsumo} = \frac{\text{Energía consumida anual}}{\text{Energía generada anual}} \quad (\text{Ec. 4.9})$$

La energía generada por la planta de cogeneración es 37.401.120 kWh/año, tal y como se muestra en (Ec. 4.10).

$$\text{Energía generada} = 6840 \frac{h}{\text{año}} \cdot 2 \cdot 2734 \text{ kW} = 37.401.120 \frac{\text{kWh}}{\text{año}} \quad (\text{Ec. 4.10})$$

Por otra parte, se considera un incremento en el consumo eléctrico debido a la planta de cogeneración del 4% de la energía producida (219 kW de potencia media): 1.496.045 kWh/año. Esto será el consumo en auxiliares.

Por tanto el autoconsumo eléctrico es 32,3%, tal y como se muestra en la (Ec.4.11).

$$\text{Autoconsumo} = \frac{10.600.000 + 1.496.045}{37.401.120} \cdot 100 = 32,3\% \quad (\text{Ec. 4.11})$$

Con esto queda probado que la energía eléctrica autoconsumida por la instalación industrial cumple con el requisito impuesto por el Real Decreto 2818/98 (autoconsumo eléctrico igual o superior al 30%), por lo que podrá incluirse en el Registro Especial de Autoprodutores. Se decide registrarla en este Régimen de Producción de Energía Eléctrica, con motores de gas natural, antes de la aparición del Real Decreto 436/2004.

4.2.6 Evaluación cuantificada de la energía a verter a la red.

Con la generación eléctrica calculada en el apartado 4.2.5 de este documento se toma como energía vertida a la red la diferencia entre la generación y la demanda siempre que esta diferencia sea positiva, y teniendo en cuenta el consumo de los sistemas auxiliares, y la energía comprada a la red exterior en los momentos en los que la planta está parada.

Según se refleja en el apartado 4.2.5 de este documento, la energía total anual generada por la planta de cogeneración en las 6.840 horas de funcionamiento es 37.401.120 kWh/año.

Considerando que el gasto energético necesario para los sistemas auxiliares es del 4% de la energía generada, el consumo de auxiliares es de 1.496.045 kWh/año.



El consumo de energía eléctrica en la factoría durante las horas en la que la producción está parada es despreciable frente al consumo total de la fábrica. Durante las horas de indisponibilidad de la cogeneración (5% sobre el tiempo estimado de funcionamiento), se debe comprar la energía necesaria a la red, esta energía no es despreciable. La energía eléctrica comprada a la red exterior será de 530.000 kWh/año.

La energía demandada por la fábrica de productos alimenticios, de acuerdo con el apartado 4.1.2 es 10.600.000 kWh/año.

La energía exportada a la red resulta de 25.835.075 kWh/año, tal y como se muestra en la (Ec. 4.12).

$$\begin{aligned} E.Exportada &= E.Generada - E.Consumida\text{ auxiliares} - E.Consumida\text{ Fábrica} + E.Comprada = \\ &= 25.835.075\text{ kWh/año} \end{aligned} \quad (\text{Ec. 4.12})$$

En la energía consumida por la fábrica se incluye también el consumo durante horas de falta de funcionamiento de la cogeneración. Por ello, en el cálculo de la energía exportada hay que tener en cuenta que a la energía consumida por la fábrica hay que restarle la energía comprada a la compañía, para poder así contabilizar la energía consumida por la fábrica durante horas de funcionamiento de la planta de cogeneración.

Máxima potencia a entregar con el mínimo consumo compatible con el proceso.

Ocurre cuando no hay consumo en la fábrica y funciona la instalación de cogeneración. Por tanto es la potencia dada por el grupo motogenerador menos el autoconsumo en elementos de instalación de cogeneración (4%), esta potencia resulta ser de 5.249 kW, tal y como se muestra en la (Ec. 4.13)

$$\text{Máxima potencia} = 0,96 * 5.468 = 5.249\text{ kW} \quad (\text{Ec. 4.13})$$

Mínima potencia a entregar compatible con el proceso asociado al funcionamiento en régimen normal.

Se da cuando la fábrica demanda la máxima potencia. Tomando como máxima potencia una potencia máxima prevista de 2.000 kW, se obtendrá la mínima potencia a entregar a partir de la diferencia y esta resulta ser de 3.245 kW, tal y como se muestra en la (Ec. 4.14),

$$\text{Mínima potencia} = 0,96 * 5.468 - 2.000 = 3.245\text{ kW} \quad (\text{Ec. 4.14})$$



4.2.7 Viabilidad económica.

Una valoración preliminar de la inversión, basada en los motogeneradores JES 620 E05 con una caldera mixta quemador-recuperación se sitúa en torno a los **3.340.000 €**, tal y como se muestra en la Tabla 4.5.

Tabla 4.5. Presupuesto de la inversión
VALORACIÓN DE LA INSTALACIÓN DESGLOSADA POR PARTIDAS

	PARTIDAS PRINCIPALES	Presupuesto (€)
1 -	Grupos motogenerador	1.552.130
2 -	Sistema de combustible	86.730
3 -	Sistema eléctrico y de control	624.690
4 -	Sistemas de recuperación de calor	559.440
5 -	Sistemas auxiliares	37.110
6 -	Obra civil	359.810
7 -	Ingeniería	120.000
	TOTAL	3.339.910

Se procede a continuación a realizar un estudio de viabilidad basado en las tarifas publicadas en el Real Decreto 1802/2003, de 26 de diciembre [Ref.5].

Factura eléctrica anual anterior a la instalación de la planta de cogeneración

Coste anual tarifa 2.1:

El coste anual según la tarifa 2.1 anterior a la instalación de la planta de cogeneración resulta ser 727.433 €/año, tal y como se muestra en la (Ec.4.15).

$$\begin{aligned}
 \text{Coste} &= \text{Término de potencia} + \text{Término de energía} = \\
 &= 12 \text{ meses} \cdot 2000 \text{ kW} \cdot 4,011 \text{ euro/kWmes} + 10.600.000 \text{ kWh} \cdot 0,0595 \text{ euro/kWh} = \\
 &= 727.433 \text{ euro/año} \qquad \qquad \qquad \text{(Ec. 4.15)}
 \end{aligned}$$

Factura eléctrica anual posterior a la instalación de la planta de cogeneración

Coste anual tarifa 1.1:

El coste anual según la tarifa 1.1 posterior a la instalación de la planta de cogeneración resulta ser 81.383 €/año, tal y como se muestra en la (Ec.4.16).



$$\begin{aligned}
 \text{Coste} &= \text{Término de potencia} + \text{Término de energía} = \\
 &= 12 \text{ meses} \cdot 2000 \text{ kW} \cdot 1,949492 \text{ euro/kWm} + 530000 \text{ kWh/año} \cdot 0,065274 \text{ euro/kWh} = \\
 &= 81.383 \text{ euro/año} \qquad \qquad \qquad \text{(Ec. 4.16)}
 \end{aligned}$$

El cambio de tipo tarifario de antes de cogeneración (tarifa 2.1, media utilización) y al de después de cogeneración (tarifa 1.1, corta utilización) es debido a que una vez que la cogeneración entre en funcionamiento únicamente se importará energía de la red durante unas 360 horas, lo que hace aconsejable acogerse a esta tarifa de corta utilización.

Factura de electricidad exportada:

Debido a que esta planta de cogeneración puede acogerse al régimen especial de producción de energía eléctrica establecido en el Real Decreto 2818/98, perteneciendo al grupo a.1, asumimos que esta planta obtendrá una prima durante 10 años de 0,021276 €/kWh (dato del Real Decreto 1802/2003).

Los precios de mercado de la electricidad estipulados en el Real Decreto 2818/98 serán los precios valle y punta calculados mensualmente por el operador de mercado, pero para hacer una valoración preliminar se utiliza un precio medio de 0,0333 €/kWh.

Se supone un cos phi de 0,9 para que no bonifique ni penalice las estimaciones.

La facturación de la venta de electricidad exportada será de 1.409.975 €/año, tal y como se muestra en la (Ec. 4.17).

$$\begin{aligned}
 \text{Cobro} &= 25.835.075 \text{ kWh/año} \cdot 0,0333 \text{ euro/kWh} + 25.835.075 \text{ kWh/año} \cdot 0,021276 \text{ euro/kWh} = \\
 &= 1.409.975 \text{ euro/año} \qquad \qquad \qquad \text{(Ec. 4.17)}
 \end{aligned}$$

También hay que tener en cuenta el incremento en gasto de combustible con la cogeneración, que es aproximadamente de **700.000 €/año**.

Entonces, cada año se ingresarán aproximadamente = 1.409.975 - 700.000 - 81.383 = **628.592 €/año**.

Por tanto, el **pay-back** aproximado de esta inversión es de **6 años**, lo que sumado con todas las ventajas que aporta este proyecto, hace que se apruebe la inversión.

En el Anexo F se encuentra un estudio medioambiental de la planta de cogeneración y en el Anexo G un breve estudio de seguridad.



4.2.8 Cálculo de ahorro global de emisiones CO₂

La instalación de una cogeneración en una industria es un hecho singular bajo la perspectiva de las emisiones de CO₂, ya que aumenta las emisiones locales pero reduce las emisiones globales asociadas a la actividad industrial:

- La planta industrial disminuye las emisiones de CO₂ correspondientes a la carga térmica que recibe de la planta de cogeneración y que antes producía.
- La central eléctrica disminuye las emisiones de su planta, en la cantidad correspondiente a la energía eléctrica que genera la planta de cogeneración que deja de producir.
- La planta de cogeneración emite más CO₂ que la planta industrial, pero menos que la suma de la planta industrial y la central eléctrica.

En la planta de cogeneración que se estudia en este documento, el ahorro de toneladas de CO₂ es el siguiente:

Sin la cogeneración, se consumen 36.418.000 kWh/año de Gas Natural al cambiar las calderas de Fuel a Gas Natural y se consumen 10.400.000 kWh/año de electricidad. Con un Factor de emisión para el Gas Natural de 56,1 t_{CO2}/TJ_{PCI}, un Factor de Oxidación de 0,995 para el Gas Natural y unas emisiones de 0,75 t_{CO2}/MWh_e generados por una central térmica de combustible Gas Natural [Ref. 6], el cálculo de las emisiones globales de CO₂ se muestra en la (Ec.4.18).

$$\begin{aligned} \text{Emisiones } CO_2 &= 0,036418 \text{ TWh/año} \cdot 860 \text{ kcal/kWh} \cdot 4,18 \text{ kJ / 1kcal} \cdot 56,1 \text{ t}_{CO_2} / \text{TJ} \cdot 0,995 + \\ &+ 10.400 \text{ MWh/año} \cdot 0,75 \text{ t}_{CO_2} / \text{MWh}_e = 15.107 \text{ t}_{CO_2} / \text{año} \end{aligned} \quad (\text{Ec.4.18})$$

Con la cogeneración, se consumen en total 105.314.000 kWh/año de Gas Natural y se exportan 25.835.000 kWh/año de electricidad. Teniendo en cuenta un Factor de emisión para el Gas Natural de 56,1 t_{CO2}/TJ_{PCI}, un Factor de Oxidación de 0,995 para el Gas Natural y unas emisiones de 0,75 t_{CO2}/MWh_e generados por una central térmica de combustible Gas Natural [Ref. 6], el cálculo de las emisiones globales de CO₂ se muestra en la (Ec.4.19).

$$\begin{aligned} \text{Emisiones } CO_2 &= 0,105314 \text{ TWh/año} \cdot 860 \text{ kcal/kWh} \cdot 4,18 \text{ kJ / 1kcal} \cdot 56,1 \text{ t}_{CO_2} / \text{TJ} \cdot 0,995 - \\ &- 25.835 \text{ MWh/año} \cdot 0,75 \text{ t}_{CO_2} / \text{MWh}_e = 1.756 \text{ t}_{CO_2} / \text{año} \end{aligned} \quad (\text{Ec.4.19})$$

Por tanto el ahorro global de emisiones de CO₂ a la atmósfera es de 15.107 – 1.753 = **13.354 t_{CO2}/año.**



Se compara lo que deja de emitir una central térmica de Gas Natural gracias a la electricidad que deja de producir cuando la planta de cogeneración exporta electricidad a la red, respecto a lo que emite la planta de cogeneración en su lugar (teniendo en cuenta que en la planta de cogeneración se aprovecha la energía térmica producida para procesos industriales). Las centrales térmicas de gas natural son las que regulan en punta la producción del sistema eléctrico español, ya que el resto presentan una generación mucho más constante. Es por esa razón por la que se comparan las emisiones de la planta de cogeneración respecto a una central eléctrica de gas natural.



5 DESCRIPCIÓN DE LA INSTALACIÓN ELÉCTRICA

5.1 Datos básicos de la instalación eléctrica

5.1.1 Situación anterior a cogeneración

La fábrica obtiene el suministro eléctrico de la compañía HIDROELÉCTRICA DEL CANTÁBRICO a través de una línea aérea de A.T. a la tensión de 24 kV, con neutro unido a tierra (defecto a tierra limitado a 300A, 0,3 s). Esta línea se divide hacia dos subestaciones de la fábrica. En una subestación, denominada Subestación 1, esta línea se divide en dos líneas en paralelo y en cada una de ellas se tiene el siguiente aparellaje:

- Seccionador, interruptor y transformadores de tensión e intensidad para protección y medida.
- Dos transformadores de 850 kVA entre la tensión de llegada (24 kV) y de distribución interior (400/230 V).

Los dos transformadores de 850 kVA se substituyen por uno de 2.000 kVA con la instalación de la planta de cogeneración, y pasa a ser una línea en vez de dos. El cuadro de distribución de baja tensión de estos transformadores también se substituye con la nueva planta de cogeneración.

Además en esta misma subestación se tiene:

- Seccionador, interruptor y transformadores de tensión e intensidad para protección y medida.
- Juego de seccionadores destinados a intercalar un sistema de medida en caso de fallo del principal.
- Seccionador e interruptor de la otra subestación, que llamaremos Subestación 2.

En la Subestación 2, se dispone de un transformador de 1.600 kVA.

Toda la Subestación 1 y su cuadro de distribución de baja tensión se substituye con la instalación de la planta de cogeneración, mientras que la Subestación 2 se mantiene tal y como está.

5.1.2 Situación en cogeneración

La planta de cogeneración consiste, en su vertiente eléctrica, en la implantación de dos grupos motogeneradores, cada uno de ellos con un alternador que producirá una potencia



efectiva de 2.734 kW. Cada alternador, síncrono, genera a 690 V y se conecta a un embarrado de distribución de 24 kV a través de un transformador de 3.400 kVA. A través de éste cada grupo queda también interconectado con la red de HIDROELÉCTRICA DEL CANTÁBRICO, S.A.

La instalación e interconexión del grupo se realiza teniendo en cuenta los siguientes aspectos:

- El disparo de las protecciones y teledisparo, que por reglamentación deben añadirse a la interconexión, provoca la separación entre los grupos y la red a través del interruptor acople (quedando entonces en isla). Para resincronizar con la red, los grupos deben esperar los 3 minutos desde que se restablece la red eléctrica que exige la Orden de 5 de septiembre de 1985 [Ref.7].
- En relación con lo anterior, los nuevos relés de protección deben ser de rearme automático una vez eliminada la anomalía.
- La fiabilidad del suministro eléctrico no debe salir perjudicada con la instalación de cogeneración, sino que debe mejorar esta fiabilidad. Por ello, en caso de fallo de la red eléctrica se debe trabajar en isla y los grupos motogenerador deberán suministrar la potencia demandada por los consumos de la fábrica. Debido a que los grupos deben trabajar entre el 50% y el 100% de su potencia para no tener problemas de refrigeración ni mecánicos, en caso de fallo de la red sólo puede funcionar un grupo y debe funcionar a menor potencia de la nominal ya que la potencia demandada máxima prevista de la fábrica son 2000 kW. La situación de trabajo en isla no puede mantenerse un tiempo indefinido si la potencia demandada es menor al 50% de la nominal del generador.
- La interconexión con red exige también la adición de aparamenta adicional o sustitución de elementos existentes a 24 kV.

Como resultado de estudios, cálculos y análisis realizados se elabora el documento unifilar de la instalación, en él se incluye la aparamenta, equipos de protección, equipos de medida y los enclavamientos entre los diferentes equipos. Este documento es el plano número 001.

A partir de este momento, los diferentes elementos que constituyen la instalación eléctrica serán denominados tal y como se indica en el plano número 001.

En el Anexo H se encuentra el presupuesto de la instalación eléctrica



5.2 Descripción de la nueva instalación eléctrica

5.2.1 Alternador de cada motogenerador (G1 y G2).

Descripción general

Los alternadores son idénticos, por lo que se describirá sólo uno de ellos. Se escoge el fabricante Leroy-Somer. La ubicación de los dos grupos motogeneradores se puede ver en el plano 002.

Cada alternador, junto con sus equipos auxiliares para medida, protección y sincronismo viene suministrado con cada grupo motogenerador pero es necesario considerarlos para tener una visión global de la instalación eléctrica en la situación de cogeneración.

La tensión asignada de cada generador es de 690 V, potencia nominal es de 2.734 kW y la frecuencia 50 Hz, estas y otras características principales se muestran en la Tabla 5.1. Su zona de tensión es 690 V +/- 10%. La conexión del generador es en estrella, con el neutro rígidamente unido a tierra. Se decide no añadir ninguna resistencia ni reactancia de puesta a tierra en el neutro ya que la potencia de cortocircuito del generador no es muy alta y no parece necesario limitarla.

El alternador síncrono, es una máquina de corriente alterna, sin anillos ni escobillas y está refrigerado por circulación de aire [Ref. 8].

El sistema de excitación está formado por dos conjuntos: el inducido de excitación (que genera una corriente trifásica) y el puente rectificador trifásico (formado por seis diodos). Conjuntamente entregan la corriente de excitación a la rueda polar del alternador. El inducido de excitación y el puente rectificador van montados en el rotor del alternador síncrono y están interconectados eléctricamente al campo rotativo de la máquina. El inductor de excitación (estátor) es alimentado por el regulador de tensión (en corriente continua). En la Figura 5.1 se ilustra el esquema de este sistema. [Ref.9]



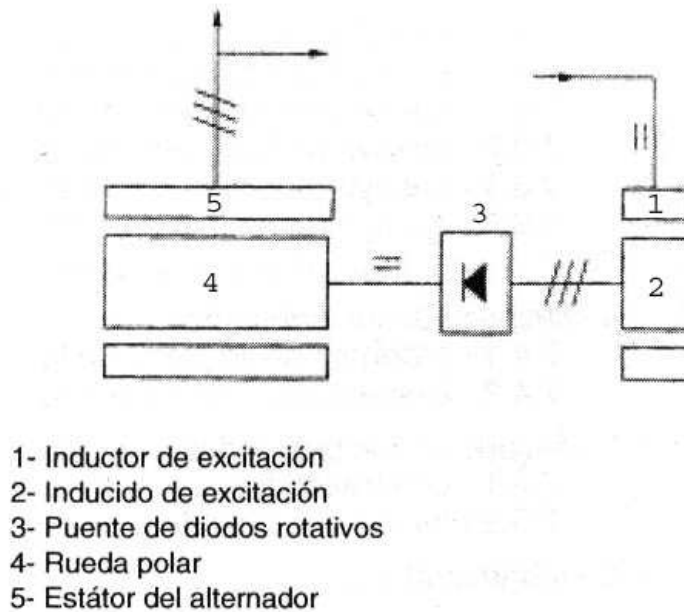


Figura 5.1

El estátor está formado por el inducido del estátor y por el inductor de excitación. Su protección consiste en una resistencia de caldeo (que evita la condensación interna durante los períodos de parada) y una sonda térmica del devanado (situada en la zona que se supone más caliente de la máquina, que da alarma a los 150°C y hace realizar una parada de emergencia a los 155°C).

El rotor está formado por la rueda polar, el inducido de excitación, un ventilador centrífugo (hace que el aire salga de forma radial y de esta forma refrigera el estator) y el puente de diodos giratorios (está alimentado por corriente alterna por el inducido de excitación y alimenta la rueda polar con corriente continua). Este puente de diodos está protegido contra sobretensiones por resistencias giratorias de desexcitación. En la Figura 5.2 se ilustra el esquema de este sistema.



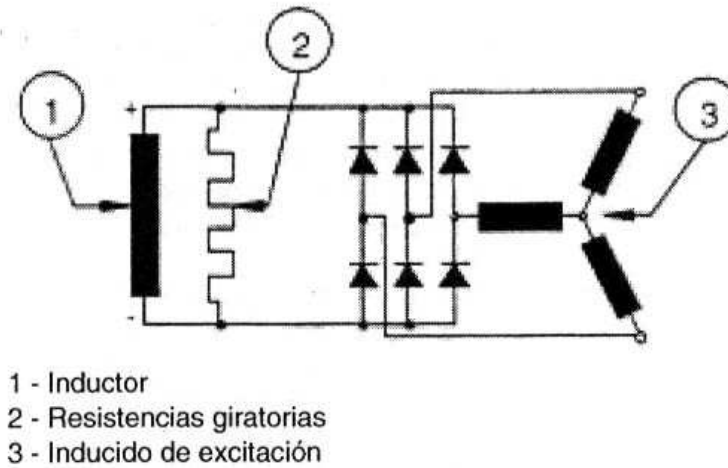


Figura 5.2

El generador se ubicará dentro de una envolvente y en la misma caja del alternador se encontrarán los siguientes elementos:

- Transformadores de intensidad (TIG1 para el generador G1 y TIG2 para el generador G2) para protección, medida y regulación de cada generador.

Son tres transformadores monofásicos de triple secundario de relación 3000/5-5-5 A, potencia 15 VA clase 10P10, 15 VA y clase 10 P10 y 15 VA clase 1FS5. El primer secundario se utiliza para protección diferencial, el segundo para protección de sobreintensidad y el tercero para medidas de potencia y energía utilizadas para control.

- Transformadores de tensión (TTG1 para el generador G1 y TTG2 para el generador G2), para medida de cada generador.

Son tres transformadores monofásicos de relación $690 \pm \sqrt{3} / 100 \pm \sqrt{3}$ V, clase 1 y 20 VA. Están protegido mediante fusible. El secundario se utiliza para medida utilizada para control.

- Resistencia de precalentamiento. Consiste en una resistencia eléctrica de 230 V y 500 W, que se requiere para evitar condensaciones cuando la máquina está parada.

Además fuera del alternador se encontrarán los siguientes elementos:

- Descargador de sobretensiones. Se requiere para proteger el generador y los equipos de medida asociados a este. Evitan el paso de las sobretensiones transitorias que pudiesen aparecer. Es un descargador de máxima corriente de descarga de 100 kA y de fabricante Dehnguard. El calibre de los fusibles previos es



100 A AgL. El calibre del descargador y el de los fusibles previos son los recomendados por el fabricante. Está situado en una envolvente diferente a la del generador por seguridad (hay riesgo de explosión), junto al motor de gas.

- Equipos de medida. Cada generador dispondrá, de voltímetro, amperímetro, frecuencímetro, indicador de factor de potencia y contador de energía activa (no destinado a facturación). Estos equipos se encuentran en los armarios de control de cada grupo.
- Controlador auxiliar para mantenimiento de un determinado valor del factor de potencia en la interconexión con red.
- Equipo de sincronización automática, preparado para efectuar las operaciones de sincronismo, que se situará en el armario de sincronización. Este equipo se explica en el apartado de Sistema de control. Dispondrá, como indicadores relacionados, de sincronoscopio, voltímetro diferencial y frecuencímetro doble.
- Relés de protección asociados a cada alternador, que se encuentran en el armario de control de cada grupo motogenerador y en el armario de sincronización. Se explicarán en el apartado de Sistema de control.

Características principales

A continuación se detallan las características fundamentales de cada generador:

Tabla 5.1. Características generador

Características Técnicas	Unidades
Potencia tipo	3500 kVA
Potencia en el eje	2801 kW
Potencia efectiva nominal con $\cos \phi = 1,0$	2734 kW
Potencia efectiva nominal con $\cos \phi = 0,8$	2709 kW
Potencia aparente nominal con $\cos \phi = 0,8$	3386 kVA
Intensidad nominal con $\cos \phi = 0,8$	2833 A
Frecuencia	50 Hz
Número de revoluciones	1500 min^{-1}
Número de revoluciones de embalamiento	2250 min^{-1}
Factor de potencia inductivo	1
Rendimiento con $\cos \phi = 1$	97,60%



Características Técnicas	Unidades
Rendimiento con $\cos \phi = 0,8$	96,70%
Momento de inercia del motor	124 kg·m ²
Peso	8260 kg
Clase de protección	IP 23
Clase de aislamiento	H
Clase de calentamiento	F
Temperatura ambiente máxima	40°C
Coeficiente de distorsión en vacío entre fase y neutro	5%

Fabricante	<i>Leroy-Somer</i>
Modelo	LSA 54 185

Las reactancias y constantes de tiempo de cada generador son las indicadas en la Tabla 5.2, se utilizarán para el cálculo de corrientes de cortocircuito (que se muestra en el Anexo A.1)

Tabla 5.2. Reactancias y constantes de tiempo de generador.

Características	Unidades
Reactancia síncrona longitudinal	$X_d = 2,65$ p.u.
Reactancia transitoria longitudinal	$X_d' = 0,26$ p.u.
Reactancia subtransitoria longitudinal	$X_d'' = 0,116$ p.u.
Constante de tiempo de cortocircuito subtransitoria	$T_d'' = 27$ ms
Constante de tiempo	$T_o = 73$ ms
Constante de tiempo transitoria en vacío	$T_{do}' = 3,80$ s

Los valores característicos de la excitación son los siguientes:

Tabla 5.3. Características excitación.

Características Técnicas Excitación	Unidades
Intensidad nominal en vacío	1,5 A
Tensión nominal en carga	46 V
Intensidad nominal en carga	4,9 A

En el Anexo B se pueden ver los resultados de los ensayos realizados a los alternadores.



Curvas características

Las curvas más característicos del generador se pueden consultar en el Anexo B.

Sistema de control:

El equipo de control está formado por los siguientes componentes:

a) Armario de control de cada grupo motogenerador

Las dimensiones de cada armario de control son de 2000 mm de alto, 800 mm de ancho y 600 mm de fondo. Los dos armarios (denominados A1 y A2) están situados en la sala de control, como se puede ver en el plano 002. Cada armario está formado por los siguientes elementos:

a.1) Sistema Dialog Network

Es un sistema propio del fabricante del equipo que permite visualizar en tiempo real los principales parámetros y estados del conjunto así como el listado de alarmas. También se ocupa del control del grupo motogenerador.

La visualización se complementa con un PC industrial con gráficos de colores, teclas de funciones, pantalla táctil, teclado numérico para la entrada de datos y pulsadores de mando.

El sistema de control es un sistema modular que tiene las funciones de regulación, control, mando y protección.

Las funciones de regulación son las siguientes:

- Regulador de velocidad.
- Regulación de potencia.
- Regulador LEANOX para mantener la presión de carga según la potencia del generador y la temperatura de la mezcla en el intercambiador del motor.
- Regulación de detonaciones. Dependiendo del punto de encendido, la potencia y las condiciones de la instalación, y regulación de la temperatura de la mezcla según las detonaciones
- Equilibrio de potencias para el funcionamiento de varios generadores en paralelo.
- Ajustes de la potencia por sobretemperaturas y cargas puntuales
- Control del motor, sus maniobras y seguridades (arranque, parada, postrefrigeración, elementos auxiliares).



Este dispositivo se completa con un relé multifunción, cuyas protecciones actúan el interruptor de cada uno de los grupos. Los ajustes de estas protecciones son los establecidos por el fabricante del grupo. Las protecciones y sus ajustes son las siguientes:

- Relé de máxima y mínima potencia. Controlan que el grupo motogenerador trabaje entre el 50% y el 100% de su potencia para no sobrepasar las emisiones de gases contaminantes permitidas y para que no tenga problemas de lubricación, refrigeración ni mecánicos (vibraciones).
- Relé de excitación de continua (**función 53**). Detecta el fallo del puente rectificador colocado en el eje del generador.
- Relé de retorno de potencia activa (**función 32P**). Tiene dos funciones. Una función consiste en evitar el funcionamiento como motor del generador al que le falle el motor de gas por cualquier causa externa al generador, estando este acoplado a la red. La otra función consiste en evitar que la instalación de cogeneración siga vertiendo energía a la red a la que está conectado cuando se produzca alguna anomalía (p.ej. microcortes) que impliquen una desenergización de la red a partir de la fuente principal y los cogeneradores puedan intentar alimentar los abonados de la compañía conectados a esta red.
- Relé de pérdida de excitación (**función 40**). Realiza una protección contra retornos de potencia reactiva. Cuando se produce una pérdida de excitación la máquina compensa la bajada de flujo magnetizante absorbiendo potencia reactiva de la red a la que está acoplada, por tanto esta potencia reactiva absorbida es vista como negativa por el relé cuando normalmente la máquina entrega ambas potencias activa y reactiva. La pérdida de excitación de un generador síncrono acoplado a la red provoca la pérdida de sincronismo y pasa a funcionar como un generador asíncrono. Si esta situación se mantuviese provocaría sobrecalentamientos anormales del estator y del rotor. Esta protección se ajusta al 32% de la potencia nominal y con un temporizado de 1 segundo.
- Relé de máxima tensión (**función 59**). Esta protección es a tiempo independiente y está ajustada al 115% de la tensión nominal y con un temporizado de 2 segundos
- Relé de mínima tensión (**función 27**). Esta protección es a tiempo independiente y está ajustada al 90% de la tensión nominal y con un temporizado de 3,5 segundos.
- Relé de sobreintensidad (**función 50/51**). Su función consiste en detectar las sobreintensidades monofásicas, bifásicas o trifásicas, ya sean debidas a una sobrecarga o un cortocircuito. Esta protección está ajustada al 105% de la intensidad



nominal con una curva característica Normal Inversa para sobrecargas y a 250% de la intensidad nominal con un temporizado de 300 ms instantáneo para cortocircuitos.

- Relé de máxima componente inversa de intensidad (**función 46**). Realiza una protección contra desequilibrios de fase. Esta protección está destinada a proteger el equipo contra desequilibrios de fase que puede hacer trabajar la máquina en condiciones forzadas y peligrosas para su ciclo de vida. Todo desequilibrio de fase se refleja eléctricamente en una circulación de intensidad inversa y lo que hace esta protección es controlar la magnitud de esta corriente inversa. Esta protección es a tiempo dependiente y se ajusta a una intensidad de 15% I_n y un tiempo de 2 segundos.
- Relé de protección de máxima corriente a tierra (**función 64**). Su función consiste en detectar las fugas de corriente que pueden ser debidas a un defecto del aislamiento o a la rotura de uno de los conductores de una fase activa, que provocará un cortocircuito a tierra. Dicha protección es a tiempo dependiente con una curva extremadamente inversa ajustada a un valor del 2% de la intensidad nominal
- Relé de máxima/mínima frecuencia (**función 81**). Esta protección es a tiempo independiente y está ajustada a una frecuencia máxima de 53 Hz y 1 segundo, y una mínima de 45 Hz y 2 segundos.

También posee protecciones de imagen térmica de los devanados y cojinetes conectadas a detectores. Estas protecciones están asociadas a un detector de temperatura del tipo termosonda de resistencia de platino tipo PT100 (100Ω a 0°C) según normativa CEI 751, que realizan la protección de vigilancia de la temperatura real del dispositivo a proteger. La protección actúa si la temperatura detectada por la sonda es superior al umbral de reglaje (T_s) y dispone además de dos umbrales: uno de nivel de alarma (T_{s1}) y otro de nivel de disparo (T_{s2}). Las protecciones son las siguientes:

- Relé de imagen térmica (**función 49**). Hay uno para cada devanado de cada fase. Su reglaje es de $T_{s1} = 150^\circ\text{C}$ y de $T_{s2} = 155^\circ\text{C}$.
- Dispositivo de temperatura de cojinetes (**función 38**). Hay un por cada cojinete. Su reglaje es de $T_{s1} = 65^\circ\text{C}$ y de $T_{s2} = 80^\circ\text{C}$
- Relé sobreintensidad (**función 50/51**). Esta protección se hace redundante debido a la importancia de proteger el generador. Su disparo hace actuar el interruptor del generador 52-G1 para el grupo G1 y 52-G2 para el grupo G2. Su reglaje para la función térmica es de $1 \times$ intensidad nominal y 1 s, y para la magnética de 2,35 la



Intensidad nominal y 0,3 s. A este relé le llega la medida de los transformadores de intensidad TIG1 para el generador G1 y TIG2 para el generador G2, del secundario de clase 10P10 y 15 VA.

- Contador Energía Activa y Energía Reactiva. Consta de un sistema de medida de energía para monitorización.
- Autómata programable, que gobierna los elementos auxiliares propios del grupo motogenerador (excluyendo los que gobierna el Autómata programable del armario de interconexión del grupo) y los interruptores de cada grupo motogenerador.

- Multiconvertidor para monitorizar parámetros del generador

Se monitorizan las señales de corriente por fase, corriente de neutro, tensiones fase-fase, tensiones fase-neutro, potencia activa, potencia reactiva, potencia aparente, factor de potencia, frecuencia, energía activa y energía reactiva.

- Selector de modo de funcionamiento

Tiene las opciones de OFF (no hay modo de funcionamiento, el grupo se para automáticamente), MANUAL (arranque y parada manual) y AUTOMÁTICO (funcionamiento automático, tras recibir una señal externa).

- Selector de demanda

Tiene las opciones de DESCONECTADO (consigna de demanda desconectada), REMOTO (consigna de demanda remota) y CONECTADO (consigna de demanda local).

- Sistema de ventilación. Está regulado térmicamente, comienza a funcionar cuando la temperatura interior del armario supera los 30°C.

b) Armario de interconexión del grupo

Las dimensiones de cada armario de interconexión son de 1000 mm de alto, 1000 mm de ancho y 300 mm de fondo. Los dos armarios están situados en la sala de los grupos de generación, cada armario al lado de su grupo generador. Cada armario está formado por:

- b.1) Listado de bornes de conexión de los cables
- b.2) Conjuntos descentralizados para recepción y transmisión de datos vía RS485 del sistema PLC que gobierna las actuaciones individuales de cada grupo



motogenerador, conectados con el autómata programable del armario de control del grupo a través de una línea de datos serie.

- b.3) Sistema de control de velocidad del motor de gas.
- b.4) Interruptores magnetotérmicos y contactores para circuitos auxiliares del motor.
- b.5) Sistema de ventilación. Está controlado térmicamente, comienza a funcionar cuando la temperatura interior del armario supera los 30°C.

c) Armario de sincronización

Las condiciones de sincronización vienen determinadas por las condiciones de explotación eléctrica de la instalación, que se explican en el apartado 5.3. de este documento

La central dispone de un equipo de sincronización automática, provisto de relés de enclavamiento. La conexión con la red deberá hacerse cuando en la operación de sincronización las diferencias entre las magnitudes eléctricas de los generadores y red sean inferiores o iguales a $\pm 8\%$ de tensión, $\pm 0,1$ Hz de frecuencia y $\pm 10^\circ$ de fase. [Ref. 10].

Las dimensiones del armario de sincronización son de 2000 mm de alto, 800 mm de ancho y 600 mm de fondo. El armario (denominado SYN) está situado en la sala de control, como se puede ver en el plano 002. Está formado por:

- c.1) Autómata programable que gobierna toda la operación de sincronización con la red, gobernando por tanto el interruptor de acople con la red.
- c.2) Conmutador para la selección de sincronización

Tiene botones luminosos para la selección de sincronización de cada máquina.

- c.3) Sincronizador con ajuste de frecuencia y tensión

Previamente a la explicación del sincronizador, hay que tener en cuenta las exigencias más importantes y las principales condiciones necesarias para la sincronización y para el servicio en paralelo de sistemas de corriente alterna. Estas condiciones se muestran en la Tabla 5.4



Tabla 5.4

Función del regulador	Antes de sincronizar	Después de sincronizar	
		principalmente	parcialmente
El regulador del generador influye en:	La tensión	La distribución después de la potencia reactiva	El nivel de la tensión solo en relación con la potencia del generador respecto a la potencia total de la red
El regulador de la máquina de accionamiento influye en:	La velocidad (frecuencia)	La distribución de la potencia efectiva	La frecuencia sólo en relación con la potencia de los grupos respecto a la potencia total de la red

Una vez esté sincronizado el generador con la red, el regulador de tensión y el de velocidad sólo podrán variar parcialmente los valores de tensión y frecuencia en función de la potencia de la línea. Si la potencia de la línea es alta, la tensión y frecuencia del generador tendrán que ser las de la línea.

Las relaciones indicadas en la Tabla 5.4 condicionan que una diferencia en la frecuencia antes de la conexión en paralelo da lugar a una inmediata compensación de la potencia efectiva después de la conexión en paralelo (sentido de la potencia: desde el lado de la frecuencia más alta hacia el lado de la frecuencia más baja). Una diferencia de tensión antes de la conexión en paralelo da lugar a una inmediata compensación de la potencia reactiva tras la conexión en paralelo (sentido de la potencia desde el lado de la tensión más alta hacia el lado de la tensión más baja).

Cabe aclarar los conceptos de diferencias de frecuencia y fase:

Si la frecuencia de generador f_{Gen} no es igual a la frecuencia de la red f_N , se origina una frecuencia de flotación $\Delta f = |f_{Gen} - f_N|$ entre los dos sistemas, tal y como se muestra en la Figura 5.3.

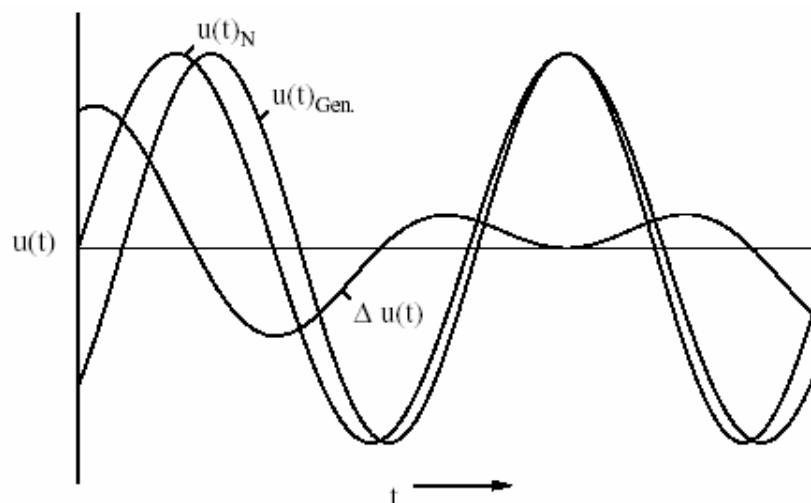


Figura 5.3 Frecuencia de flotación



Aunque las frecuencias, magnitud y sentido de ambos sistemas sean iguales, siempre puede existir una diferencia angular o de fase en los fasores de tensión, tal y como se muestra en la Figura 5.4

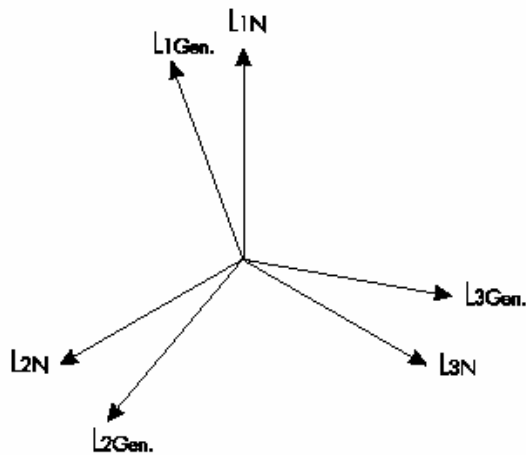


Figura 5.4 Diferencia angular de los dos sistemas

Más crítica que una diferencia entre tensión y frecuencia, es la diferencia entre fases de ambos sistemas. Una conexión en paralelo asíncrona da lugar a corrientes de choque y a esfuerzos mecánicos que pueden ocasionar daños a los sistemas. El interruptor de acople debe, por tanto, cerrar en un margen de $\pm 8^\circ$ de desfase entre los dos sistemas.

El sincronizador elegido es controlado por microprocesador. Tiene displays de doble voltímetro (para controlar el voltaje entre las barras y cada generador), de doble frecuencímetro (para controlar la frecuencia entre las barras y cada generador) y sincronoscopio (muestra el desfase entre las tensiones de las fuentes a sincronizar, sirve para visualizar la maniobra de sincronización).

Este sincronizador recibe las señales de Resincronización A, Sincronización B y Sincronización C que se muestran en el diagrama unifilar del plano 001, y actúa (según los ajustes de diferencias de tensión, frecuencia y ángulo) de forma que se cumplan las condiciones de sincronización explicadas en el apartado 5.3. de este documento. Después envía las órdenes a los armarios de control de los grupos, para que actúen sobre los reguladores.

El sincronizador vigila y compara la tensión, la frecuencia y el ángulo de las entradas del aparato. Calcula el avance de la consigna que realiza la sincronización para cerrar el interruptor de acople, en base a la velocidad de la diferencia de ángulos medida en cada momento y al valor del tiempo del interruptor. De esta forma se garantiza que el interruptor, en el momento de la coincidencia de fases, cierre dentro de un margen de tolerancia de $\pm 5^\circ$.



La función del regulador de frecuencia y tensión del sincronizador compara las frecuencias, tensiones y las diferencias entre fases de las tensiones, aplicando impulsos para el servomotor de ajuste de los potenciómetros de consigna de los reguladores de tensión y de revoluciones hasta alcanzar los valores fijados de diferencias de tensión y frecuencia.

c.4) Relé multifunción de protección del acoplamiento con la red.

Este dispositivo también contiene un relé multifunción. Los ajustes de estas protecciones son los indicados por el fabricante del grupo. La señal de entrada a este relé es del secundario de los transformadores de tensión TTL.

Las protecciones y sus ajustes son los indicados por el fabricante y son los siguientes:

- Relé de máxima tensión (**función 59**). Esta protección se ajusta de forma que a 133 V (110% de la tensión nominal) y dispara en 1 segundo, y a 137 V (114% de la tensión nominal) dispara en 0,2 segundos. Esta protección hace actuar el interruptor del generador 52-G1 para el grupo G1 y 52-G2 para el grupo G2
- Relé de mínima tensión (**función 27**). Esta protección se ajusta de forma que al 104 V (87% de la tensión nominal) dispara en 1 segundo, y a 96 V (80% de la tensión nominal) dispara en 0.2 segundos. Esta protección hace actuar el interruptor del generador 52-G1 para el grupo G1 y 52-G2 para el grupo G2
- Relé de máxima/mínima frecuencia (**función 81**). Sus ajustes son los siguientes: a una frecuencia de 49 Hz disparo en 0,5 segundos, a una frecuencia de 48,5 Hz disparo en 0,1 segundos, a una frecuencia de 51,5 Hz disparo en 0,1 segundos. Esta protección hace actuar el interruptor del generador 52-G1 para el grupo G1 y 52-G2 para el grupo G2
- Relé de ángulo de fase (**función 78**). Este relé calcula el ángulo entre las fases del vector tensión de la red, si la diferencia es mayor que 8° respecto a los 120° , dispara en 4 períodos (0,08 segundos). Esta protección hace actuar el interruptor de acople 52-G

c.5) Aparatos de mando, avisos y control

c.6) Selección para funcionamiento en isla

Tiene las opciones de funcionamiento en isla (demanda de funcionamiento en isla ON) y sin funcionamiento en isla (demanda de funcionamiento en isla OFF).



c.7) Sistema de ventilación. Está controlado térmicamente, comienza a funcionar cuando la temperatura del armario supera los 30°C.

d) Módulo regulación tensión R449

La regulación de cada generador se realiza de forma que:

- En paralelo con la red se controla la excitación para ajustar el factor de potencia de la máquina al valor adecuado para que se mantenga un determinado valor del factor de potencia en la interconexión con red.
- En isla se controla la excitación con referencia de tensión de salida, con el fin de mantener ésta constante para diferentes cargas del alternador.
- En caso de operación de sincronización, permite variar la tensión de salida para igualarla a la tensión consigna a la que se quiere acoplar

El equipo de regulación de tensión del generador se compone de un módulo de regulación automática que se encuentra integrado en el generador. Este regulador se puede controlar a través de un potenciómetro que está en la caja de bornes del generador.

El regulador de tensión es un controlador electrónico cuya señal de entrada es la tensión simple del generador y la salida es la corriente del inductor de excitación. Tiene una compensación automática por cambios de carga del generador y un límite de intensidad de excitación.

La finalidad del atenuador de golpes de carga es que al aplicar una carga, la velocidad del grupo de rotación disminuye. Cuando ésta disminuye por debajo del umbral de frecuencia preajustado (48 Hz), el atenuador provoca una caída de la tensión de un 15% y debido a ello la carga aplicada se ve reducida cuadráticamente (22,5%) mientras la velocidad no vuelva a recuperar su valor nominal. Por tanto, el atenuador permite reducir la variación de velocidad (frecuencia) y su duración para una carga aplicada o bien aumentar la carga aplicada posible para una misma variación de velocidad.

Se limita la corriente de excitación en 15 A (según indicaciones del fabricante) y 10 segundos, que como puede verse en la Tabla 5.3, es aproximadamente 3 veces la Intensidad nominal en carga.

Este módulo podría utilizarse independientemente, pero se le añadirá un módulo adicional que se explica a continuación.

e) Módulo funcionamiento en paralelo con red R726



El módulo adicional R726 permite transformar el regulador de tensión R449 en un sistema de regulación de 4 funciones, siendo la primera función la regulación de tensión principal, la segunda la regulación del factor de potencia, la tercera función la igualación de las tensiones antes del acoplamiento (la cual está asegurada gracias al sincronizador que acciona el potenciómetro de ajuste de tensión del regulador de tensión) y la cuarta función es la marcha en paralelo con los demás alternadores durante la fase de igualación de tensión antes del acoplamiento a la red.

El módulo se conecta al regulador en lugar del potenciómetro exterior de ajuste de la consigna de tensión. Este módulo tiene potenciómetros de "Ajuste de tensión", "Ajuste de potencia reactiva", "Estabilidad", "Límite de $\cos \phi$ ", "Ajuste de tensión en isla" y "Ajuste de potencia reactiva en isla".

También posee protecciones específicas de funcionamiento. Estas protecciones son un relé de tensión diferencial entre la tensión de red y alternador (prohíbe el acoplamiento en paralelo para una diferencia importante), relé de máxima excitación (sobrecarga) y mínima excitación (pérdida de estabilidad).

Elementos auxiliares de cada grupo motogenerador

Los grupos motogeneradores constan de los siguientes elementos auxiliares, suministrados por el fabricante de los grupos:

- **Equipo de arranque:**

Está formado por unas baterías de arranque de Plomo (de 24 V y 420 Ah para cada grupo) y por un cargador de baterías (de 24 V y 60 A, con control incorporado).

- **Alimentación de control:**

La alimentación del sistema es suministrada a cada armario de control de cada grupo y al armario de sincronización a partir de las baterías de arranque.

La tensión mínima es de 22 V y la máxima de 30 V, permitiéndose un rizado de 2,4 V.

- **Pre calentamiento del agua de refrigeración**

Se realiza una regulación termostática del agua de refrigeración gracias a este sistema de pre calentamiento que consiste en una bomba de circulación, de una resistencia eléctrica y de un termostato. Se consigue que el motor se mantenga caliente, listo para el arranque si el selector de servicio está en posición manual o automático. En caso de pasar a desconectado el pre calentamiento se desconecta.

- **Bomba del agua de refrigeración grupo:**



Esta bomba de 5,5 kW y 400 V está en servicio mientras trabaja el grupo y hasta cinco minutos después de la parada.

- **Bomba de circulación del agua de refrigeración:**

Esta bomba de 2,45 kW y 231 V está en servicio cuando el grupo está en espera de arranque o después de la parada, para postrefrigerar.

- **Bombas de refrigeración del aceite:**

Consisten en dos bombas: una de corriente alterna trifásica de 400 V, 50 Hz y 1,5 kW, y otra de corriente continua de 24 V y 1,5 kW.

Están controladas por los autómatas programables de forma que en arranque normal funcionen ambas bombas, y en arranque de emergencia sólo funcione la bomba de corriente continua, en ambos casos funciona durante más de 1 minuto antes del arranque. Otras órdenes son que después de la parada del grupo, la bomba de corriente alterna funciona durante 20 minutos para enfriar el turbocompresor del motor y después de una parada por fallo en la red sólo funciona la bomba de corriente continua.

5.2.2 Estación transformadora

Para la instalación de la planta de cogeneración ha sido necesaria la inclusión de tres transformadores de potencia. Dos de ellos son idénticos, de relación 24000/690 V y potencia 3.400 kVA, y a través de cada uno conectan cada alternador (que generan a 690 V) al embarrado de distribución de 24 kV, se denominan TCOG1 y TCOG2. El otro transformador es de relación 24000/420 V y potencia 2000 kVA y se utiliza para alimentar algunos consumos de fábrica y servicios auxiliares de la planta de cogeneración, se denomina T1.

Se puede ver la ubicación de estos transformadores en el plano 002 y los protocolos de ensayos en el Anexo C.

Debido a que los transformadores de 3.400 kVA son idénticos sólo se especificará uno.

La interconexión de la central a la red deberá realizarse a través de un transformador Dyn11, de relación de transformación y potencia adecuada.[Ref. 10]

Transformadores 3.400 kVA

Los transformadores han sido suministrados por la compañía IMEFY.

Las máquinas son sido diseñadas, construidas y ensayadas según norma UNE-EN 60076. Los ensayos a los que se les somete son los siguientes: ensayo de tensión aplicada, ensayo



de tensión inducida, ensayo de vacío y ensayo de cortocircuito. Este transformador es además de llenado integral (no tiene depósito de expansión).

Las características de cada transformador son las especificadas en la Tabla 5.5.

Tabla 5.5

Características transformador 3.400 kVA	Unidades
Potencia nominal	3400 kVA
Tensión primaria nominal	24000 ± 5% V
Tensión secundaria nominal	690 V
Grupo de conexión	Dyn11
Frecuencia	50 Hz
Tensión de cortocircuito U _{cc}	7%
Devanado	Cu-Cu
Refrigerante	Aceite
Refrigeración	ONAN
Masa total	7900 kg
Clase térmica	A
Perdidas en el cobre	30000 W
Perdidas en el hierro	4000 W
Corriente vacío 100%v	0,80%
Corriente vacío 110%v	2,40%
Potencia acústica	87 dB

Las protecciones propias de que dispone el transformador son las siguientes [Ref.11]:

- Relé Buchholz con contactos de alarma y disparo.
- Termómetro con contactos de alarma y disparo. Los valores de ajuste de temperatura son 85°C para alarma y 95°C para disparo.
- Indicador de nivel con contactos de alto y bajo nivel de aceite.
- Válvula de sobrepresión con contactos de disparo. El valor de ajuste es de 0,5 bar (relativos).

Transformador 2.000 kVA

El transformador ha sido suministrado por la compañía IMEFY.



La máquina es diseñada, construida y ensayada según norma UNE-EN 60076. Los ensayos a los que se le somete son los siguientes: ensayo de tensión aplicada, ensayo de tensión inducida, ensayo de vacío y ensayo de cortocircuito.

Las dimensiones máximas del transformador son 2.650 mm de longitud, 1.750 mm de anchura y 2.600 de altura. Este transformador es además de llenado integral (no tiene depósito de expansión).

Las características del transformador son las especificadas en la Tabla 5.6.

Tabla 5.6

Características transformador 2.000 kVA	Unidades
Potencia nominal	2000 kVA
Tensión primaria nominal	24000 \pm 2.5% V
Tensión secundaria nominal	420 V
Grupo de conexión	Dyn11
Frecuencia	50 Hz
Tensión de cortocircuito U _{cc}	6%
Devanado	Cu-Cu
Refrigerante	Aceite
Refrigeración	ONAN
Masa total	4655 kg
Clase térmica	A
Perdidas en el cobre	20200 W
Perdidas en el hierro	3100 W
Corriente vacío 100%v	1%
Corriente vacío 110%v	2,40%
Potencia acústica	73 dB

Las protecciones propias de que dispone el transformador son las siguientes [Ref.11]:

- Relé Buchholz con contactos de alarma y disparo.
- Termómetro con contactos de alarma y disparo. Los valores de ajuste de temperatura son 85°C para alarma y 95°C para disparo.
- Válvula de sobrepresión con contactos de disparo. El valor de ajuste es de 0,5 bar (relativos).



- Indicador de nivel con contactos de alto y bajo nivel de aceite.

5.2.3 Aparamenta a 24 kV

El nuevo conjunto de celdas de 24 kV cumple dos objetivos, en primer lugar sustituir a las antiguas celdas y en segundo lugar cubrir las nuevas necesidades del proyecto que son las acometidas de los generadores G1 y G2, las acometidas de la alimentación a consumos propios de fábrica y del transformador T1 (que alimenta a consumos auxiliares de la cogeneración y al resto de consumos propios de fábrica), la acometida de la red y el acoplamiento a la red.

Las celdas son diseñadas, construidas y ensayadas por la empresa Schneider Electric, S.A. Responden en su concepción y fabricación, a la definición de apartamento bajo envolvente metálica compartimentada, de acuerdo con la norma UNE 20099-90. Estas celdas responden a las siguientes recomendaciones, normas y especificaciones [Ref.12]:

- Recomendaciones internacionales: CEI 298,129, 265, 56, 694, 420.
- Normas españolas: UNE 20099 (CEI 298), 20100 (CEI 129), 20104 (CEI 265), 21081 (CEI 56), 21139 (CEI 694).

Las características principales de las celdas se muestran en la Tabla 5.7.

Tabla 5.7

Celdas 24 kV	Unidad
Tensión nominal	24 kV
Intensidad nominal embarrado	400 A
Intensidad nominal admisible durante 1 segundo	16 kA
Grado de protección	IP307
Tensión asignada 50Hz /1 min:	
Aislamiento	50 kV
Seccionamiento	60 kV
Tensión asignada tipo rayo :	
Aislamiento (cresta)	125 kV
Seccionamiento (cresta)	145 kV

Hay un total de 14 celdas y en cada una de ellas (excepto en las de Remonte de barras y Paso de barras) se dispone de una resistencia de calefacción y de un termostato regulable,



de forma que la resistencia sólo está conectada cuando el sistema está en vacío para evitar condensaciones en los elementos. El termostato protege a la resistencia, de forma que limita la temperatura que esta puede alcanzar.

En el plano 002 se puede ver el emplazamiento del conjunto, su esquema general de estas celdas se puede ver en el plano 003 y su disposición general en alzado en el plano 004

El embarrado de las celdas está constituido por tramos rectos de tubo de cobre recubiertas de aislamiento termorretráctil. Las barras se fijan a las conexiones existentes en la parte superior del cárter del aparato funcional (interruptor-seccionador o seccionador en SF₆). La separación entre las sujeciones de una misma fase y correspondientes a dos celdas contiguas es de 375 mm. La separación entre barras (separación entre fases) es de 200 mm.

Para la intensidad nominal de 400 A el embarrado de las celdas es de tubo de cobre de diámetro exterior 24 mm. y con un espesor de 3 mm, lo que equivale a una sección de 198 mm². En el Anexo A.2 se muestran los cálculos justificativos del dimensionado del embarrado.

Las descripción de cada celda es la siguiente:

Celda 01

Denominada “Seccionamiento de línea”. Recibe el suministro procedente de la línea de la compañía eléctrica. A la salida conecta el juego de barras con las barras de la Celda 02. Las dimensiones de esta cabina son de 375 mm de ancho, 2050 mm de alto y 840 mm de profundidad. Es una cabina Merlin Gerin, de designación “Cabina de línea con interruptor”, de la gama SM6 y tipo IM. Lleva un juego de barras tripolar de 400 A y 24 kV y un embarrado de puesta a tierra en pletina de cobre, también de fabricante Merlin Gerin.

Esta celda contiene:

- Interruptor-seccionador de corte en SF₆ con seccionador tripolar de puesta a tierra. En el unifilar de la instalación (plano 001) aparece como 89-1-L. Este interruptor es de 24 kV, 400 A, con mando control motorizado CIT y de fabricante Merlin Gerin. Este tipo de mando tiene doble función. Por una parte tiene función interruptor, mediante la cual el cierre y apertura son independientes del operador y por otra parte tiene función seccionador de puesta a tierra. La energía necesaria para las maniobras se obtiene comprimiendo mediante una palanca un resorte que, después del paso por un punto muerto, provoca el cierre o apertura del aparato.



- Seccionador tripolar de puesta a tierra del interruptor-seccionador. Este seccionador es de 24 kV, 40 kA. y de fabricante Merlin Gerin.
- Aislador capacitivo de presencia de tensión, con lámparas de señalización. Es de fabricante Merlin Gerin.

El esquema de esta celda se muestra en la Fig.5.5

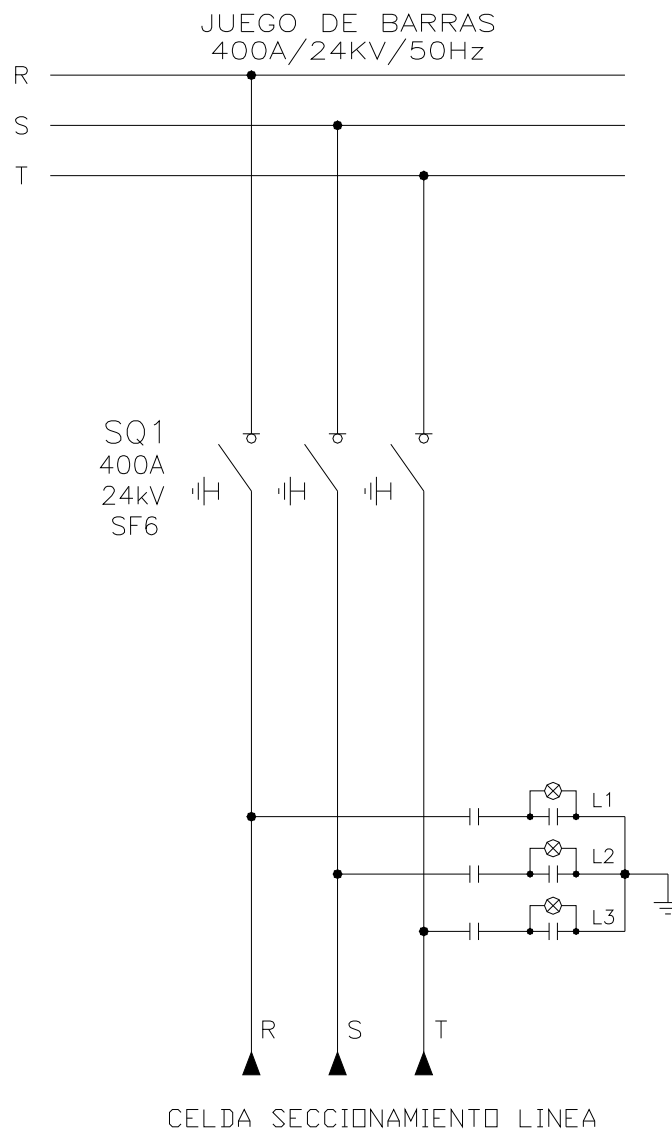


Fig. 5.5. Celda 01.

Celda 02

Denominada "Interruptor de teledisparo". Está conectada en barras a la Celda 01. A la salida conecta el juego de barras con la Celda 03 a través de un cable. Las dimensiones de esta cabina son de 750 mm de ancho, 2050 mm de alto y 840 mm de profundidad. Es una cabina Merlin Gerin, de designación "Cabina de protección con interruptor automático", de la gama



SM6 y tipo DM1-D. Lleva un juego de barras tripolar de 400 A y 24 kV y un embarrado de puesta a tierra en pletina de cobre, también de fabricante Merlin Gerin.

Esta celda contiene:

- Interruptor automático SF1. En el unifilar de la instalación (plano 001) aparece como 52-L. Este interruptor es de 24 kV, 400 A, intensidad de cortocircuito 16kA y duración 1 segundo, con mando RI motorizado y de fabricante Merlin Gerin. Sobre este interruptor actúa el Teledisparo de la compañía eléctrica. La energía necesaria para las maniobras se obtiene comprimiendo, mediante la motorización, un mecanismo con acumulación de energía que almacena energía en los resortes.
- Seccionador tripolar SB de barras, con corte en SF₆. En el unifilar de la instalación (plano 001) aparece como 89-L. Este interruptor es de 24 kV, 400 A, con mando CS1 manual y de fabricante Merlin Gerin.
- Convertidor de potencia. Su fabricante es SACI y es del tipo ATWv3. A este convertidor le llegan las medidas de intensidad provenientes del transformador de intensidad de la Celda 08 y de tensión provenientes del transformador de tensión de la Celda 05, y convierte estas medidas en lecturas de potencia que se envían a la remota de la compañía eléctrica.
- Convertidor de tensión. Su fabricante es SACI y es del tipo ATUvn. A este convertidor le llegan las medidas de tensión provenientes del transformador de tensión de la Celda 05. La medida de tensión que da este convertidor se envía a la remota de la compañía eléctrica.
- Convertidor de intensidad trifásico. Su fabricante es SACI, del tipo ATIz3, de curva C, autoalimentado, de entrada 0-5 A y salida 0-5 mA. A este convertidor le llegan las medidas de intensidad provenientes del transformador de intensidad de la Celda 08. La medida de intensidad que da este convertidor se envía a la remota de la compañía eléctrica.

HIDROELÉCTRICA DEL CANTÁBRICO, S.A. exige en su teledisparo medias analógicas de potencia, tensión e intensidad de las tres fases, para ello se instalan unos convertidores en la cabina de teledisparo que dan las correspondientes señales analógicas a la remota de la compañía (fuera del alcance del suministro de la fábrica).

El esquema de esta celda se muestra en la Fig. 5.6.



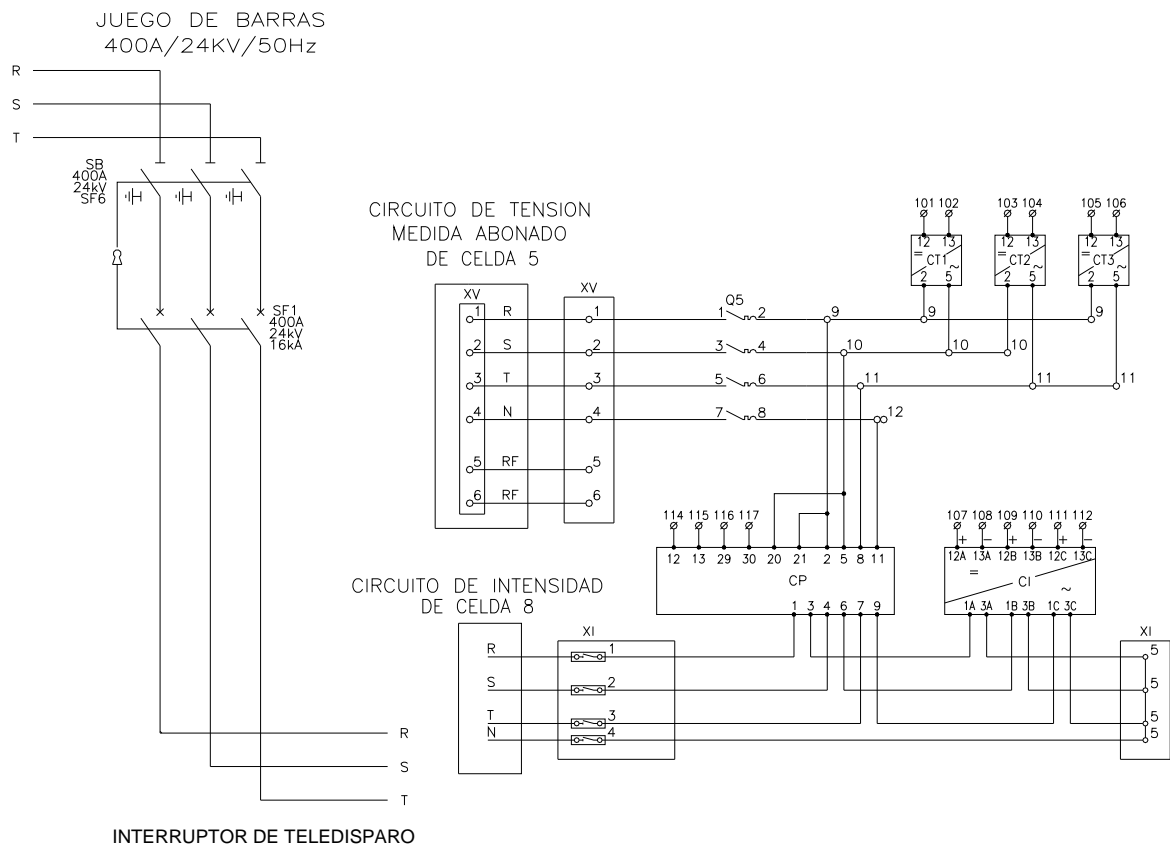


Fig. 5.6. Celda 02.

Celda 03

Denominada "Remonte de barras". Las barras están conectadas a la Celda 02 y a la salida conectan con la Celda 04. Las dimensiones de esta cabina son de 375 mm de ancho, 2050 mm de alto y 840 mm de profundidad. La función de esta celda es conectar las barras de la Celda 02 que vienen conectadas inferiormente, con las barras de la Celda 04 que vienen conectadas superiormente. Es una cabina Merlin Gerin, de designación "Cabina de remonte de barras", de la gama SM6 y tipo GIM. Lleva un juego de barras tripolar de 400 A y 24 kV y un embarrado de puesta a tierra en pletina de cobre, también de fabricante Merlin Gerin.

El esquema de esta celda se muestra en la Fig. 5.7.



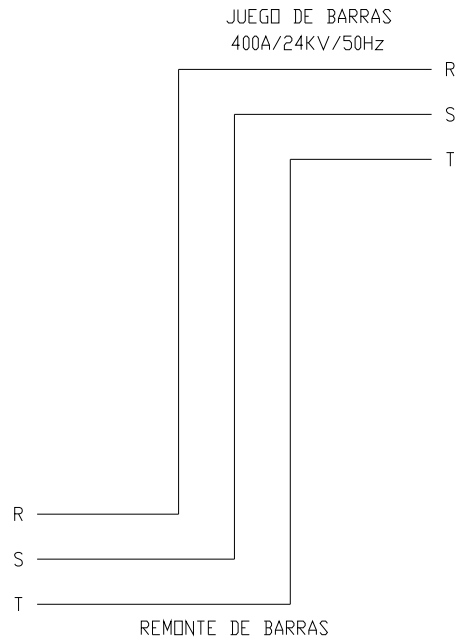


Fig. 5.7. Celda 03.

Celda 04

Denominada “Paso de barras”. Las barras están conectadas a la Celda 03 a la salida se conectan con la Celda 05. Las dimensiones de esta cabina son de 125 mm de ancho, 2050 mm de alto y 840 mm de profundidad. La función de esta celda es conectar las barras de la Celda 03 con las barras de la Celda 05. Es una cabina Merlin Gerin, de designación “Cabina de paso de barras”, de la gama SM6 y tipo GIM. Lleva un juego de barras tripolar de 400 A y 24 kV y un embarrado de puesta a tierra en pletina de cobre, también de fabricante Merlin Gerin.

Celda 05

Se denomina “Medida de tensión en barras”. Las barras están conectadas a la Celda 04 y a la salida se conectan con la Celda 06. Las dimensiones de esta cabina son de 750 mm de ancho, 2050 mm de alto y 840 mm de profundidad. Es una cabina Merlin Gerin, de designación “Cabina de medida de tensión en barras”, de la gama SM6 y tipo CME. Lleva un juego de barras tripolar de 400 A y 24 kV y un embarrado de puesta a tierra en pletina de cobre, también de fabricante Merlin Gerin.

Esta celda contiene:

- Seccionador tripolar SB de barras, con corte en SF₆. En el unifilar de la instalación (plano 001) aparece como 89-G. Este interruptor es de 24 kV, 400 A, con mando CS1 manual y de fabricante Merlin Gerin.



- Tres transformadores de tensión monofásicos con doble secundario. En el unifilar de la instalación (plano 001) aparecen como TTL. El primario está conectado en estrella, y los dos secundarios en estrella y triángulo abierto (para adaptación del relé MIV de tensión homopolar, función 59N, que se especificará en el apartado 5.2.5). Su fabricante es ARTECHE, tipo UXL-24, relación de transformación es $22.000:\sqrt{3} / 100:\sqrt{3} - 100:3$, de potencia y clase 50 VA cl. 0.5 y 50 VA cl. 3P, y su Factor de Tensión es de 1,9 Un en 8h para conexión fase-tierra.
- Base protección fusible de MT, con cartucho fusible. Su fabricante es ARTECHE, y es de 24 kV y 6,3 kA.
- Resistencia contra ferorrresonancia. Su fabricante es ARTECHE, es de 50Ω y 2A. Va conectada en el secundario de triángulo abierto. El fenómeno de ferorrresonancia aparece en redes de neutro aislado, con 3 trafos de tensión conectados en estrella fase-tierra en el primario, y es debido al efecto combinado de la saturación magnética de los trafos de tensión y la capacidad propia de las líneas de MT. Para evitar o amortiguar este fenómeno se coloca una resistencia de carga en paralelo en el secundario en triángulo abierto de los trafos de tensión y así se elimina el riesgo de destruir los trafos de tensión por sobretensión debida a los fenómenos transitorios que se producen. Un valor habitual de esta resistencia está comprendido entre 25 y 50Ω . [Ref. 13]

El esquema de esta celda se muestra en la figura 5.8.



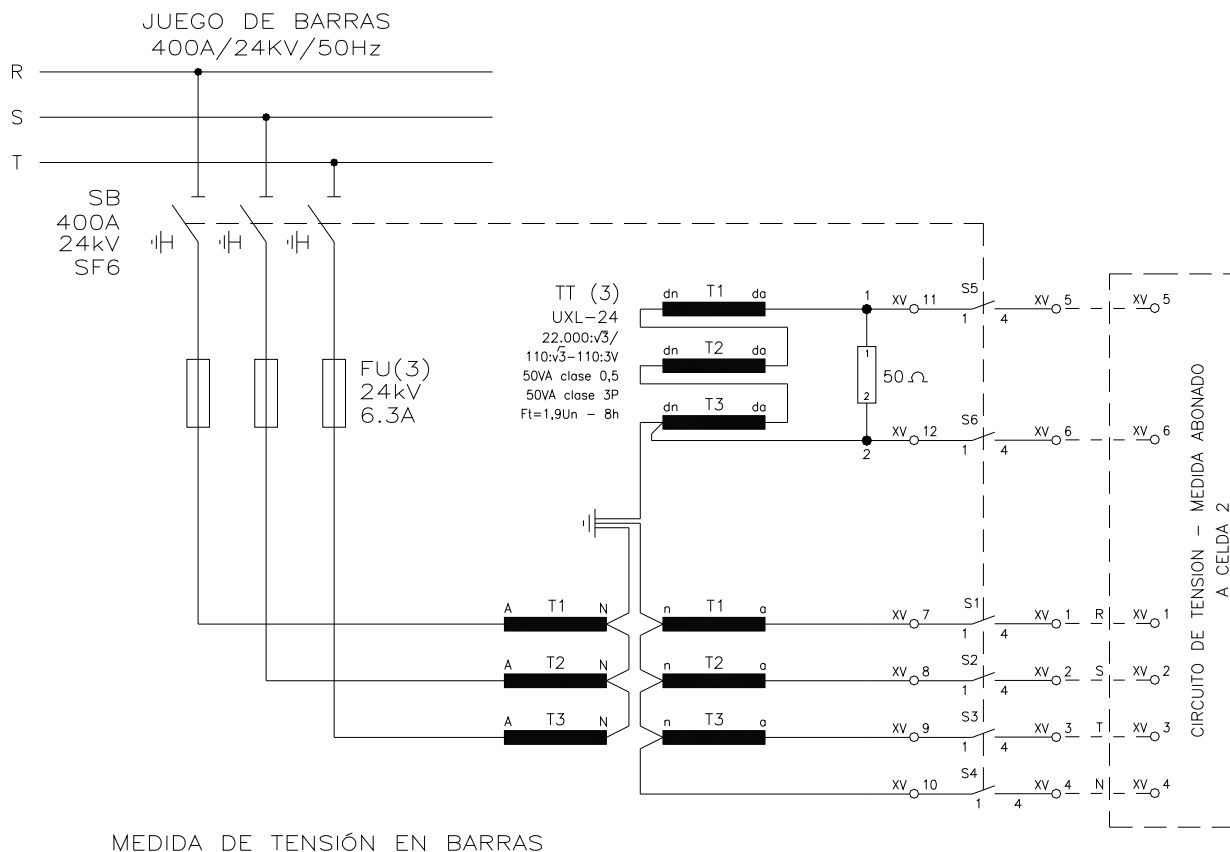


Fig. 5.8. Celda 05.

Celda 06

Se denomina “Protección de interconexión”. Las barras están conectadas a la Celda 05 y a la salida se conectan con la Celda 07. Las dimensiones de esta cabina son de 750 mm de ancho, 2050 mm de alto y 840 mm de profundidad. Es una cabina Merlin Gerin, de designación “Cabina de protección con interruptor automático”, de la gama SM6 y tipo DM1-D. Lleva un juego de barras tripolar de 400 A y 24 kV y un embarrado de puesta a tierra en pletina de cobre, también de fabricante Merlin Gerin.

Esta celda contiene:

- Interruptor automático SF1. En el unifilar de la instalación (plano 001) aparece como 52-G. Este interruptor es de 24 kV, 400 A, intensidad asignada de corta duración admisible 16kA /1s, con mando RI motorizado y de fabricante Merlin Gerin.
- Seccionador tripolar SB de barras, con corte en SF₆. En el unifilar de la instalación (plano 001) aparece como 89-G. Este interruptor es de 24 kV, 400 A, con mando CS1 manual y de fabricante Merlin Gerin.



- Aislador capacitivo de presencia de tensión, con lámpara de señalización. Es de fabricante Merlin Gerin.

El esquema de esta celda se muestra en la Fig.5.9.

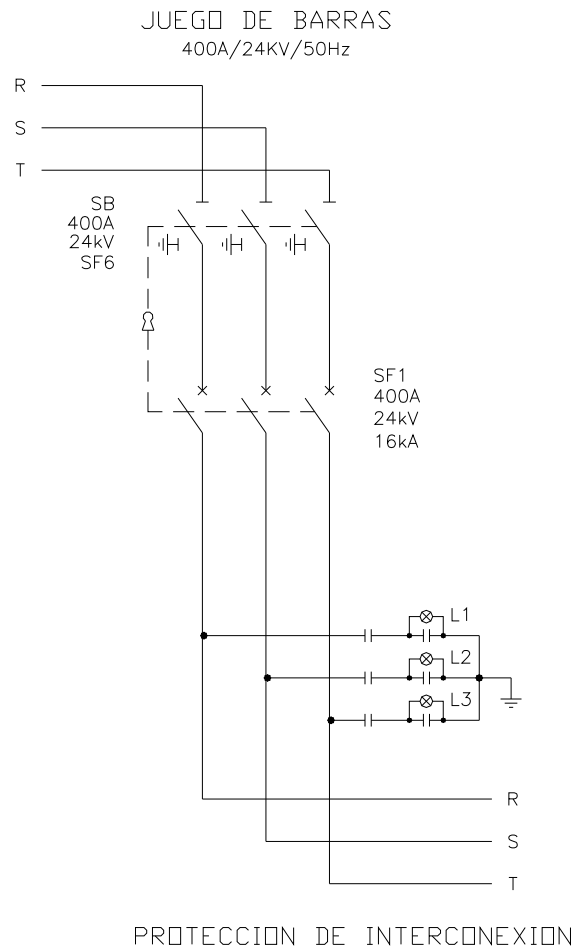


Fig.5.9. Celda 06.

Celda 07

Se denomina "Remonte de barras". Las barras están conectadas a la Celda 06. A la salida se conectan con la Celda 08. Las dimensiones de esta cabina son de 375 mm de ancho, 2050 mm de alto y 840 mm de profundidad. La función de esta celda es conectar las barras de la Celda 06 que vienen conectadas inferiormente, con las barras de la Celda 08 que vienen conectadas superiormente. Es una cabina Merlin Gerin, de designación "Cabina de remonte de barras", de la gama SM6 y tipo GIM. Lleva un juego de barras tripolar de 400 A y 24 kV y un embarrado de puesta a tierra en pletina de cobre, también de fabricante Merlin Gerin. El esquema es igual al de la Celda 03.



Celda 08

Se denomina “Medida de cogeneración”. Las barras están conectadas a la Celda 07 y a la salida se conectan con la Celda 09. Las dimensiones de esta cabina son de 750 mm de ancho, 2050 mm de alto y 840 mm de profundidad. Es una cabina Merlin Gerin, de designación “Cabina de medida”, de la gama SM6 y tipo GBC-B. Lleva un juego de barras tripolar de 400 A y 24 kV y un embarrado de puesta a tierra en pletina de cobre, también de fabricante Merlin Gerin.

Esta celda contiene:

- Tres transformadores de tensión monofásicos con triple secundario. En el unifilar de la instalación (plano 001) aparecen como TTCG. Son transformadores de tensión cuyo primario está conectado en estrella y sus secundarios en estrella-estrella-triángulo abierto (para adaptación del relé MIV de tensión homopolar, función 59N, que se especificará en el apartado 5.2.5). Su fabricante es ARTECHE, tipo UXS-24, relación de transformación es $22.000: \sqrt{3} / 100: \sqrt{3} - 100: \sqrt{3} - 100: 3$, potencia y clase 50 VA cl. 0.2, 50 VA cl. 0.5 y 50 VA cl. 3P, y factor de sobretensión es de 1,9 Un en 8h.
- Tres transformadores de intensidad monofásicos de doble relación de primario y de triple secundario. En el unifilar de la instalación (plano 001) aparecen como TICG. Su fabricante es ARTECHE, es de tipo ACJ-24, su relación de transformación es $150 - 300 / 5 - 5 - 5$ A, de potencia y clase 15 VA cl. 0.2s, 15 VA cl. 0.5 y 30 VA cl. 5P10. Se escoge el primario de 150 A porque la intensidad máxima que pasará será 131 A.
- Resistencia contra ferorresonancia. Su fabricante es ARTECHE, y es de 50Ω y 2A. Va conectada en el secundario de triángulo abierto. [Ref. 13]

El esquema de esta celda se muestra en la Fig.5.10.



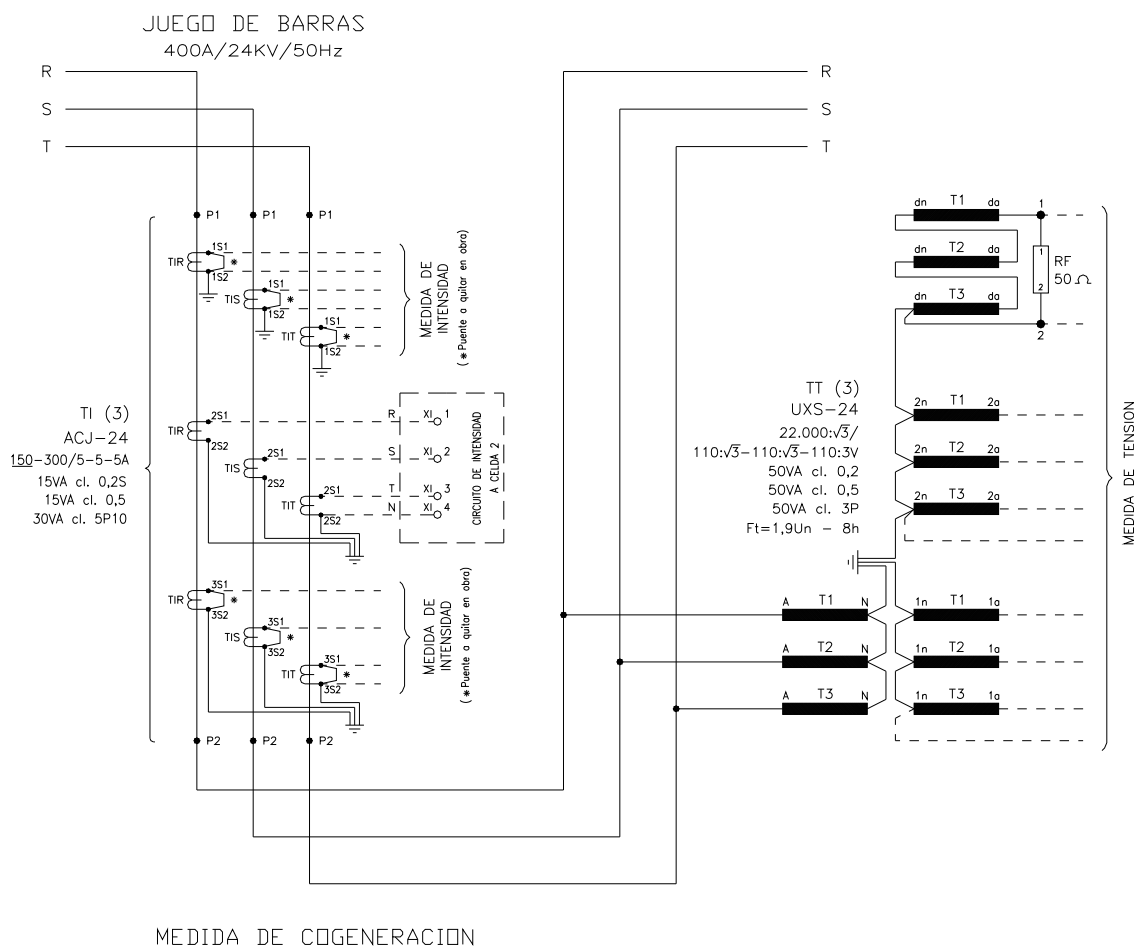


Fig. 5.10. Celda 08.

Celda 09

Se denomina “Protección de salida a fábrica”. Las barras están conectadas a la Celda 08 y la salida se conecta con los cables que alimentan los consumos de fábrica. La salida de las barras está conectada a la Celda 10. Las dimensiones de esta cabina son de 750 mm de ancho, 2050 mm de alto y 840 mm de profundidad. Es una cabina Merlin Gerin, de designación “Cabina de protección con interruptor automático”, de la gama SM6 y tipo DM1-C. Lleva un juego de barras tripolar de 400 A y 24 kV y un embarrado de puesta a tierra en pletina de cobre, también de fabricante Merlin Gerin.

Esta celda contiene:

- Interruptor automático SF1. En el unifilar de la instalación (plano 001) aparece como 52-CT. Este interruptor es de 24 kV, 400 A, intensidad asignada de corta duración admisible 16kA /1s, con mando RI motorizado y de fabricante Merlin Gerin.



- Seccionador tripolar SB de barras, con corte en SF₆. En el unifilar de la instalación (plano 001) aparece como 89-CT. Este interruptor es de 24 kV, 400 A, con mando CS1 manual y de fabricante Merlin Gerin.
- Seccionador tripolar de puesta a tierra. Este seccionador es de 24 kV, 40 kA. y de fabricante Merlin Gerin.
- Tres transformadores de intensidad monofásicos de doble secundario. En el unifilar de la instalación (plano 001) aparecen como TICT. Su fabricante es ARTECHE, tipo ACJ-24, relación de transformación es 75 / 5 – 5 A, potencia y clase 25 VA cl. 0.2s y 25 VA cl. 5P10.
- Aislador capacitivo de presencia de tensión, con lámpara de señalización. Su fabricante es Merlin Gerin.

El esquema de esta celda se muestra en la Fig. 5.11.

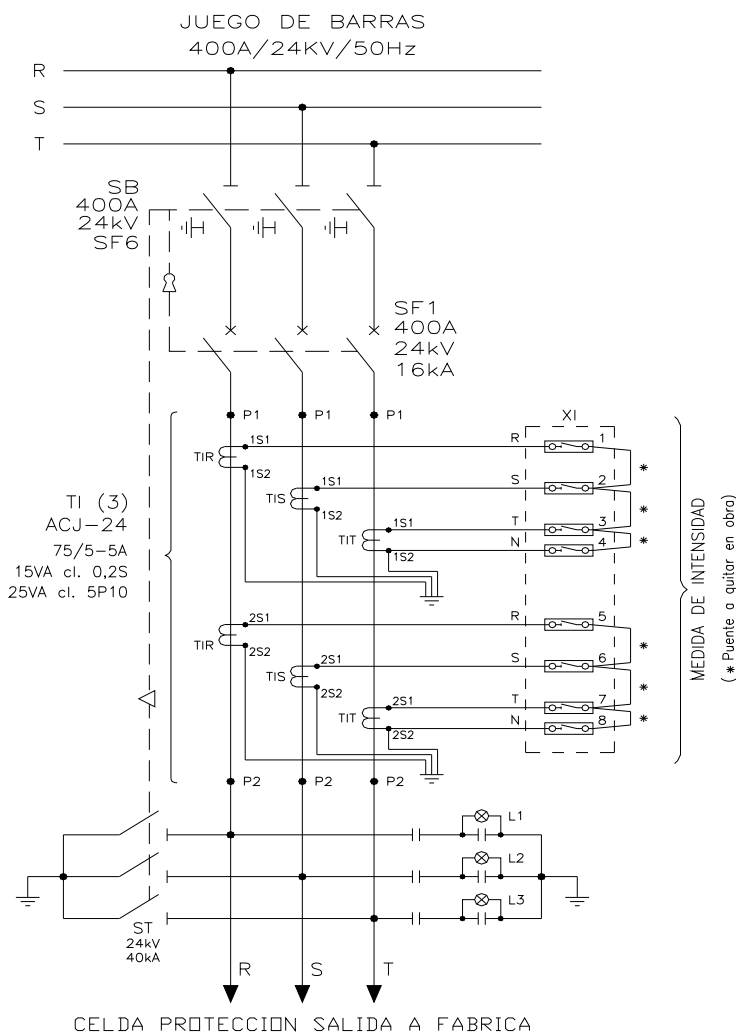


Fig.5.11. Celda 09.



Celda 10

Se denomina “Protección de salida a trafo T1.”. Las barras están conectadas a la Celda 09 y a la salida conectan con los cables que alimentan al transformador de 2000 kVA. La salida de las barras se conectan a la Celda 11. Las dimensiones de esta cabina son de 750 mm de ancho, 2050 mm de alto y 840 mm de profundidad. Es una cabina Merlin Gerin, de designación “Cabina de protección con interruptor automático”, de la gama SM6 y tipo DM1-C. Lleva un juego de barras tripolar de 400 A y 24 kV y un embarrado de puesta a tierra en pletina de cobre, también de fabricante Merlin Gerin.

Esta celda contiene:

- Interruptor automático SF1. En el unifilar de la instalación (plano 001) aparece como 52-SA. Este interruptor es de 24 kV, 400 A, intensidad asignada de corta duración admisible 16kA /1s, con mando RI motorizado y de fabricante Merlin Gerin.
- Seccionador tripolar SB de barras, con corte en SF₆. En el unifilar de la instalación (plano 001) aparece como 89-SA. Este interruptor es de 24 kV, 400 A, con mando CS1 manual y de fabricante Merlin Gerin.
- Seccionador tripolar de puesta a tierra. Este seccionador es de 24 kV, 40 kA. y de fabricante Merlin Gerin.
- Tres transformadores de intensidad monofásicos de doble secundario. En el unifilar de la instalación (plano 001) aparece como TISA. Su fabricante es ARTECHE, tipo ACJ-24, relación de transformación es 75 / 5 – 5 A, potencia y clase 25 VA cl. 0.2s y 25 VA cl. 5P10.
- Aislador capacitivo de presencia de tensión, con lámpara de señalización. Su fabricante es Merlin Gerin.

El esquema de esta celda se muestra en la Fig. 5.12.



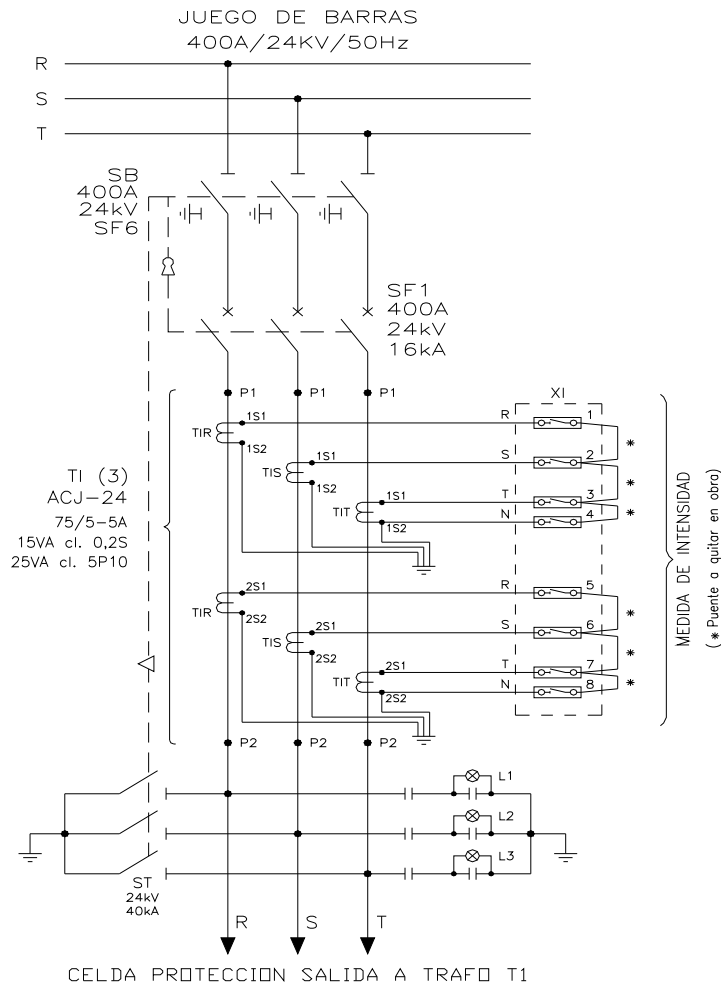


Fig.5.12. Celda 10.

Celda 11

Se denomina “Protección de generador-2”. Las barras están conectadas a la Celda 10. La salida inferior de las barras se conecta con la Celda 11-B y la superior a con la Celda 12. Las dimensiones de esta cabina son de 750 mm de ancho, 2050 mm de alto y 840 mm de profundidad. Es una cabina Merlin Gerin, de designación “Cabina de protección con interruptor automático”, de la gama SM6 y tipo DM1-C. Lleva un juego de barras tripolar de 400 A y 24 kV y un embarrado de puesta a tierra en pletina de cobre, también de fabricante Merlin Gerin.

Esta celda contiene:

- Interruptor automático SF1. En el unifilar de la instalación (plano 001) aparece como 52-G2. Este interruptor es de 24 kV, 400 A, intensidad asignada de corta duración admisible 16kA /1s, con mando RI motorizado y de fabricante Merlin Gerin.



- Seccionador tripolar SB de barras, con corte en SF₆. En el unifilar de la instalación (plano 001) aparece como 89-G2. Este interruptor es de 24 kV, 400 A, con mando CS1 manual y de fabricante Merlin Gerin.
- Seccionador tripolar ST de puesta a tierra. Este seccionador es de 24 kV, 40 kA. y de fabricante Merlin Gerin.
- Aislador capacitivo de presencia de tensión, con lámpara de señalización. Su fabricante es Merlin Gerin.

El esquema de esta celda se muestra en la Fig.5.13.

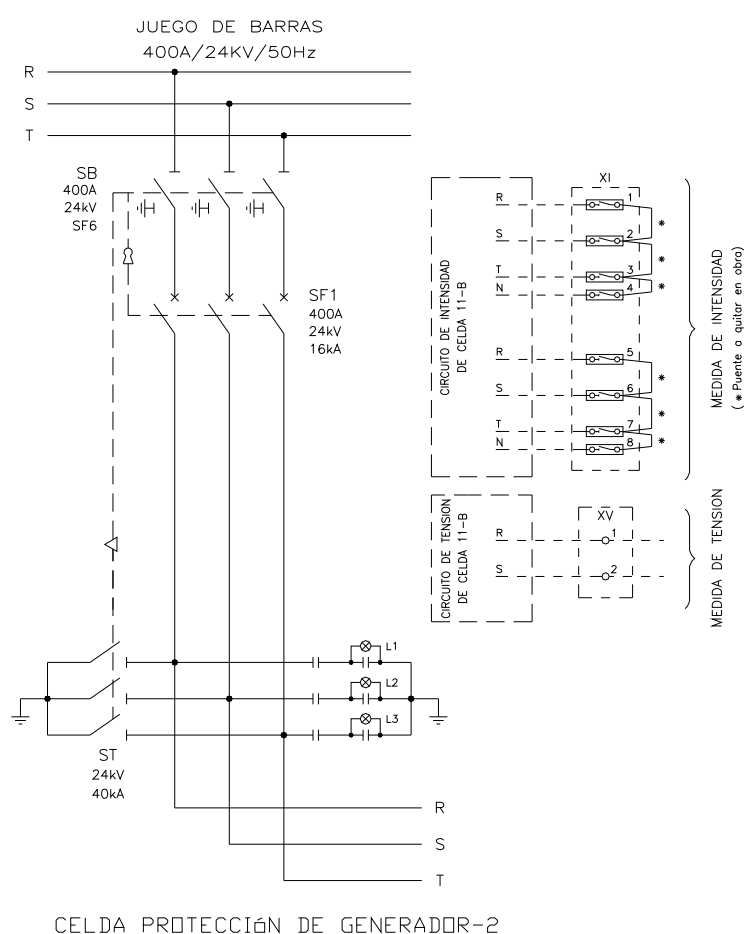


Fig. 5.13. Celda 11.

Celda 11-B

Se denomina “Medida de tensión grupo-2”. Está conectada a la Celda 11 y a la salida conecta con los cables que la unen con el transformador TCOG2. Las dimensiones de esta cabina son de 750 mm de ancho, 2050 mm de alto y 840 mm de profundidad. Es una cabina



Merlin Gerin, de designación “Cabina de medida”, de la gama SM6 y tipo GBC-C. Lleva un juego de barras tripolar de cobre aislado de 400 A y 24 kV y un embarrado de puesta a tierra en pletina de cobre, también de fabricante Merlin Gerin.

Esta celda contiene:

- Transformador de tensión bipolar. En el unifilar de la instalación (plano 001) aparece como TCOG2. Su fabricante es ARTECHE, es de tipo VXL-24, su relación de transformación es 22.000 / 110 V, de potencia y clase 50 VA cl. 0.5 y su factor de sobretensión es de 1,9 Un en 8h.
- Tres transformadores de intensidad monofásicos de doble secundario. En el unifilar de la instalación (plano 001) aparece como TICOG2. Su fabricante es ARTECHE, tipo ACJ-24, relación de transformación es 75 / 5 – 5 A, potencia y clase 25 VA cl. 0.2s y 25 VA cl. 5P10.

El esquema de esta celda se muestra en la Fig.5.14.

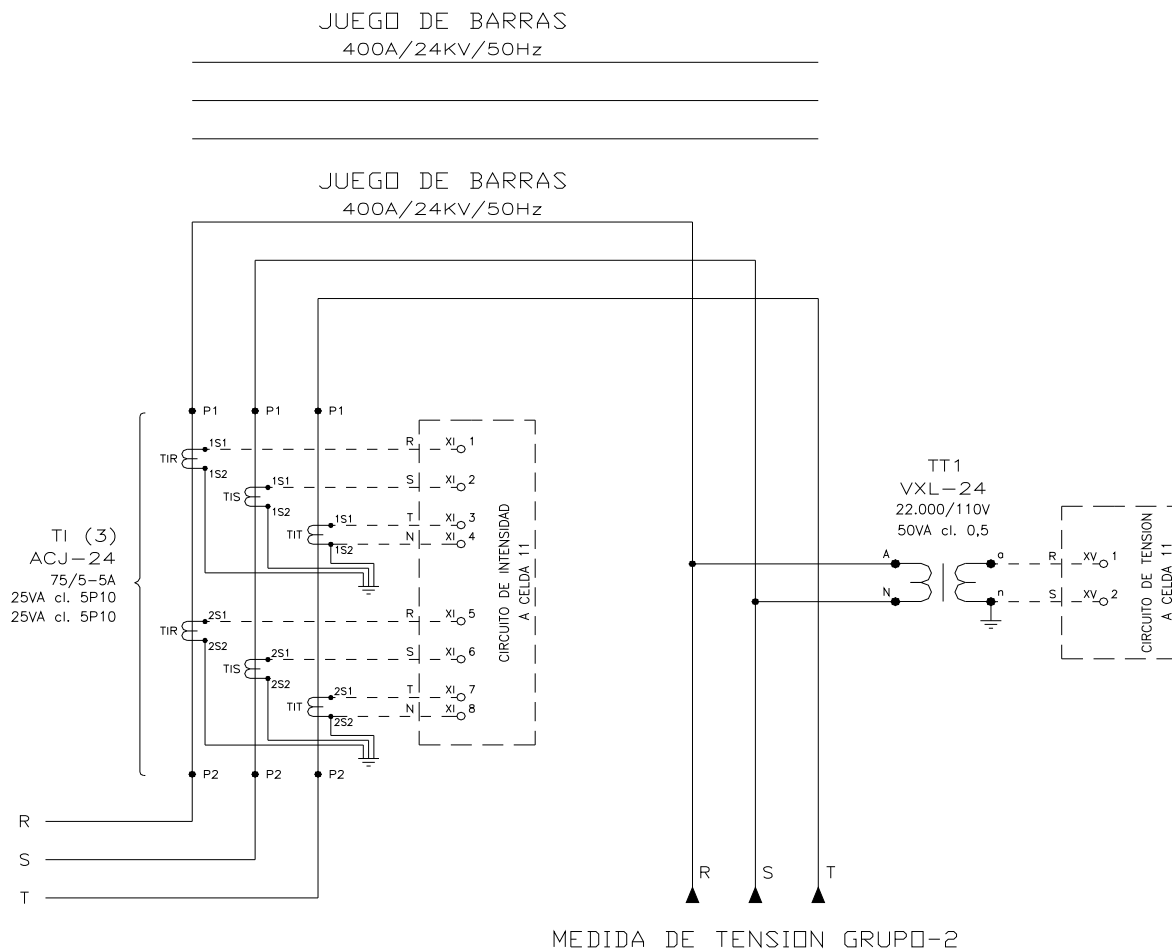


Fig. 5.14. Celda 11-B.



Celda 12

Se denomina “Protección de generador-1”. Está conectada a la Celda 11 y a la salida conecta con la Celda 12-B. Esta cabina es exactamente igual que la Celda 11, por lo que sólo se especifica en general. Las dimensiones de esta cabina son de 750 mm de ancho, 2050 mm de alto y 840 mm de profundidad. Es una cabina Merlin Gerin, de designación “Cabina de protección con interruptor automático”, de la gama SM6 y tipo DM1-C. Lleva un juego de barras tripolar de 400 A y 24 kV y un embarrado de puesta a tierra en pletina de cobre, también de fabricante Merlin Gerin.

Esta celda contiene:

- Interruptor automático SF1. En el unifilar de la instalación (plano 001) aparece como 52-G1. Este interruptor es de 24 kV, 400 A, intensidad asignada de corta duración admisible 16kA /1s, con mando RI motorizado y de fabricante Merlin Gerin.
- Seccionador tripolar SB de barras, con corte en SF₆. En el unifilar de la instalación (plano 001) aparece como 89-G1. Este interruptor es de 24 kV, 400 A, con mando CS1 manual y de fabricante Merlin Gerin.
- Seccionador tripolar ST de puesta a tierra. Este seccionador es de 24 kV, 40 kA. y de fabricante Merlin Gerin.
- Aislador capacitivo de presencia de tensión, con lámpara de señalización. Su fabricante es Merlin Gerin.

El esquema de esta celda es el mismo que el de la Celda 11, pero con los elementos del generador 1.

Celda 12-B

Se denomina “Medida de tensión grupo-1”. Está conectada a la Celda 12 y a la salida conecta con los cables que la unen con el transformador TCOG1. Esta cabina es exactamente igual que la Celda 11-B, por lo que sólo se especifica en general. Las dimensiones de esta cabina son de 750 mm de ancho, 2050 mm de alto y 840 mm de profundidad. Es una cabina Merlin Gerin, de designación “Cabina de medida”, de la gama SM6 y tipo GBC-C. Lleva un juego de barras tripolar de cobre aislado de 400 A y 24 kV y un embarrado de puesta a tierra en pletina de cobre, también de fabricante Merlin Gerin.

Esta celda contiene:



- Transformador de tensión bipolar. En el unifilar de la instalación (plano 001) aparece como TCOG1. Su fabricante es ARTECHE, es de tipo VXL-24, su relación de transformación es 22.000 / 110 V, de potencia y clase 50 VA cl. 0.5 y su factor de sobretensión es de 1,9 Un en 8h.
- Tres transformadores de intensidad monofásicos de doble secundario. En el unifilar de la instalación (plano 001) aparece como TICOG1. Su fabricante es ARTECHE, tipo ACJ-24, relación de transformación es 75 / 5 – 5 A, potencia y clase 25 VA cl. 0.2s y 25 VA cl. 5P10.

El esquema de esta celda es el mismo que el de la Celda 11-B, pero con los elementos del generador 1.

Enclavamientos celdas de media tensión 24 kV

El esquema general de los enclavamientos se puede ver en el plano 005

En este esquema se observa que tienen enclavamiento por llave las siguientes cabinas de media tensión (los enclavamientos se operan de la misma manera en todos los casos):

- a) Celda 09 (“Protección de salida a fábrica”).

Están enclavados el seccionador de puesta a tierra de la Celda 09 con el interruptor en carga de la cabina de seccionamiento del centro de transformación T2 de la fábrica, que no viene representado en los esquemas porque ya es existente, de tal forma que no pueda operarse el interruptor existente en la cabina del centro de transformación T2 sin que esté puesta la tierra de la Celda 09.

El modo de operación es el siguiente:

1. Abrir el interruptor 52-CT de la Celda 09.
2. Sacar la llave de la parte inferior del interruptor e introducirla en la parte superior para poder realizar el seccionamiento de la cabina.
3. Realizar el seccionamiento de la cabina.
4. Meter el seccionador de la puesta a tierra.
5. Liberar la llave del seccionador de puesta a tierra que es solidaria con la llave de la cabina del centro de transformación T2 de la fábrica.
6. Ir a la cabina de seccionamiento del centro de transformación T2 de la fábrica, introducir la llave y realizar la operación de apertura.



7. Mientras el interruptor de la cabina de seccionamiento del centro de transformación T2 de la fábrica no esté cerrado, no se puede extraer la llave, y por lo tanto no se puede introducir para quitar el seccionador de puesta a tierra de la Celda 09, paso previo para operar esta cabina.

b) Celda 10 (“Protección de salida a trafo T1”).

Están enclavados el seccionador de puesta a tierra de la Celda 10 con la puerta del transformador T1 de la fábrica de 2000 kVA, de tal forma que no pueda abrirse la puerta del transformador T1 sin que esté puesta la tierra de la Celda 10.

El modo de operación es el siguiente:

1. Abrir el interruptor 52-SA de la Celda 10.
2. Sacar la llave de la parte inferior del interruptor e introducirla en la parte superior para poder realizar el seccionamiento de la cabina.
3. Realizar el seccionamiento de la cabina.
4. Meter el seccionador de la puesta a tierra.
5. Liberar la llave del seccionador de puesta a tierra que es solidaria con la llave de la puerta del transformador T1.
6. Ir a la puerta del transformador T1 y abrirla. Siempre se debe comprobar ausencia de tensión en el transformador antes de realizar cualquier operación
7. Mientras la puerta del transformador T1 no esté cerrada, no se puede extraer la llave, y por lo tanto no se puede introducir para quitar el seccionador de puesta a tierra de la Celda 10, paso previo para operar esta cabina.

c) Celda11 (“Protección de generador-2”)

Están enclavados el seccionador de puesta a tierra de la Celda 11 con la puerta del transformador TCOG2 de 3400 kVA, de tal forma que no pueda abrirse la puerta del transformador sin que esté puesta la tierra de la Celda 11.

El modo de operación es el siguiente:

1. Abrir el interruptor 52-G2 de la Celda 11.
2. Sacar la llave de la parte inferior del interruptor e introducirla en la parte superior para poder realizar el seccionamiento de la cabina.
3. Realizar el seccionamiento de la cabina.



4. Meter el seccionador de la puesta a tierra.
5. Liberar la llave del seccionador de puesta a tierra que es solidaria con la llave de la puerta del transformador.
6. Ir a la puerta del transformador y abrirla. Siempre se debe comprobar ausencia de tensión en el transformador antes de realizar cualquier operación
7. Mientras la puerta del transformador no esté cerrada, no se puede extraer la llave, y por lo tanto no se puede introducir para quitar el seccionador de puesta a tierra de la Celda 11, paso previo para operar esta cabina.

d) Celda 12 (“Protección de generador-1”)

La sistemática es idéntica a la de la de la Celda 11, pero con el interruptor, seccionadores y transformador relacionados con el grupo generador G1.

En el esquema general de los enclavamientos se observa que ciertas celdas tienen enclavamiento funcional, que responden a la norma UNE-EN 60298 y la recomendación internacional de la CEI 60298. Tienen enclavamiento funcional las siguientes cabinas de media tensión:

a) Celda 02 (“Interruptor teledisparo”)

El cierre del seccionador solo es posible si el interruptor automático está abierto y el panel de acceso está cerrado. La apertura del panel de acceso al compartimento de conexión y aparamenta sólo es posible si el interruptor automático está abierto y enclavado, y si el seccionador está abierto.

b) Celda 06 (“Protección de interconexión”)

La sistemática es idéntica a la de la de la Celda 02.

c) Celda 09 (“Protección de salida a fábrica”)

El cierre del seccionador solo es posible si el interruptor automático está abierto y el panel de acceso está cerrado. La apertura del panel de acceso al compartimento de conexión y aparamenta sólo es posible si el interruptor automático está abierto y enclavado, si el seccionador está abierto y si el seccionador de puesta a tierra está cerrado.

El cierre del interruptor sólo es posible si el seccionador de puesta a tierra está abierto y el panel de acceso cerrado. El cierre del seccionador de puesta a tierra sólo es



posible si el interruptor está abierto. La apertura del panel de acceso al compartimento de conexión de cables sólo es posible si el seccionador de puesta a tierra está cerrado. El interruptor está enclavado en posición abierto cuando el panel de acceso se ha retirado, en esta posición el seccionador de puesta a tierra se puede abrir para realizar el ensayo de aislamiento del cable.

d) Celda 10 (“Protección de salida a trafo T1”)

La sistemática es idéntica a la de la de la Celda 09.

e) Celda 11 (“Protección de generador G2”)

La sistemática es idéntica a la de la de la Celda 09.

f) Celda 12 (“Protección de generador G1”)

La sistemática es idéntica a la de la de la Celda 09.

5.2.4 Sistema de medida

El conjunto de la instalación eléctrica tiene los siguientes equipos de medida:

- **MED-R:** Medida de la energía intercambiada con la red (importación y exportación), tanto en energía activa como reactiva asociada a los transformadores TTCG y TICG del diagrama unifilar de la instalación (plano 001). Este equipo será el empleado para facturación y substituirá a los anteriores.

Antes de describir los contadores utilizados, se procede a comentar en qué consisten los cuadrantes de energía.

En una instalación en la que existen equipos de generación, la energía activa puede fluir en un sentido u otro, es decir puede exportarse o importarse. De la misma forma, la energía reactiva puede ser inductiva o capacitiva que también equivale a decir que se está importando o exportando energía reactiva.

En una representación fasorial y tomando como referencia la tensión simple V situada en el lado positivo de las abscisas, la Fig. 5.15 muestra las características de las energías en función del cuadrante en el que se encuentre la intensidad.



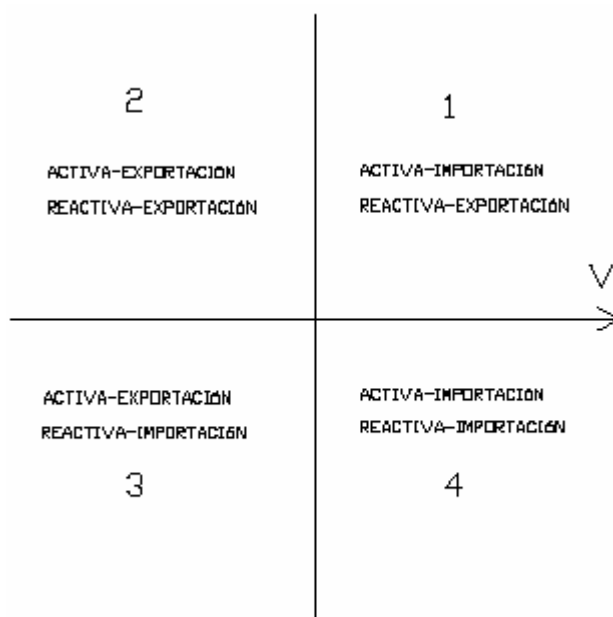


Fig. 5.15. Los 4 cuadrantes de energía.

El panel de contadores, modelo SL762 IEC3+ de la marca ACTARIS, consistente en un cuadro que aloja en su interior un conjunto de facturación eléctrica, es un equipo de medida integrado completo que cumple ampliamente los requisitos exigidos por las normas CEI de aplicación, incluyendo aquellas relativas a equipos de medida electrónicos:

- CEI 60687 (UNE EN 60687 equivalente) para equipos de clases activa 0,2 S y 0,5S.
- CEI 61036 (UNE EN 61036 equivalente) para equipos de clase activa 1.

Este contador-registrador está constituido por contador de energía activa a emisión de impulsos para sistemas trifásicos a cuatro hilos, contador de energía reactiva a emisión de impulsos, módulo electrónico de tarificación universal (con discriminación horaria y maxímetro, para tratamiento de la energía activa en dos sentidos y de la reactiva en cuatro cuadrantes), visualizador y puertos ópticos y eléctricos de comunicación.

En el tarificador del SL762 IEC3+ pueden definirse 0, 1, 2 ó 3 contratos:

- Contrato 1: Facturación de la tarifa de Acceso de Terceros a la Red.
- Contrato 2: Acuerdo entre Comercializadora y Cliente o clientes de mercado regulado.
- Contrato 3: Facturación de generadores en régimen especial o un segundo contrato entre Comercializadora y Cliente.



La señal de tensión de entrada del contador es de 110 V, equivalente a 22 kV y la señal de intensidad es de 5 A equivalente a 150 A.

Las características principales del contador-registrador se muestran en la Tabla 5.8.

Tabla 5.8

Características Técnicas	
Tipo de contador	Contador estático trifásico combinado
Índice de clase	Clase 0,2S (activa) CEI 687
Ámbito de medida	Energía activa bidireccional y reactiva en 4 cuadrantes
Principio de medida	Convertor Sigma-Delta
Registro	Visualizador LCD
Sistema de conexión a red	4 hilos
Tension de utilización	3x110V
Rango extendido o multirango de tensión	Desde 3x57,7/100V a 3x240/415V
Frecuencia de referencia	50Hz
Intensidades de base, I_b	5 A
Intensidad nominal, I_n	1A (conexión a trafos -/5A)
Intensidad máxima, I_{max}	10A (conexión a través de transformadores de medida)
Consumo interno circuitos de	< 0,01VA
Consumo interno circuitos de tensión	< 1 W < 2 VA
Intensidades de arranque	0,001 $I_n \cos \varphi = 1$ Clase 0,2S (CEI 687)
Constantes del contador	10.000 imp/kWh (conexión a transformadores)
Rango de funcionamiento especificado	-20°C a +55°C
Rango límite de funcionamiento	-20°C a +70°C
Grado de protección envolvente	IP51 (CEI 529)

Para poder cumplir con la normativa de la compañía distribuidora se requieren dos contadores electrónicos SL762 (contadores principal y comprobante de facturación) y un MODEM para lectura remota.

- **MED-G1:** Medida de energía producida por el motogenerador 1, que está asociada a los transformadores TTG1 y TIG1. Los equipos están en los cuadros de control del grupo, en la sala de control de la central, y son suministrados con dicho grupo. No tendrán efecto para facturación.
- **MED-G2:** Medida de energía producida por el motogenerador 2, que está asociada a los transformadores TTG2 y TIG2. Los equipos están en los cuadros de control del grupo, en la sala de control de la central, y son suministrados con dicho grupo. No tendrán efecto para facturación.



5.2.5 Protecciones

Los relés de protección de la instalación eléctrica se hallan distribuidos en distintos cuadros, que son los siguientes:

- Armarios de control de cada alternador y armario de sincronización.

Estas protecciones se explican en el apartado 5.2.1 de este documento.

- Armario de protecciones B00.

Las dimensiones del armario de protecciones son de 2000 mm de alto, 800 mm de ancho y 800 mm de fondo.

La totalidad de los relés de protección instalados son electrónicos. Todos están alimentados a 48 Vcc, la entrada de corriente I_n es 5 A y la entrada de tensión U_n es de 110 V, procedentes de los transformadores de protección. Se pueden distribuir en diferentes protecciones y sus ajustes son los siguientes:

a) **PROTECCIÓN DE LA INTERCONEXIÓN.**

Los relés que protegen la interconexión con la red y sus ajustes son los indicados por la Norma técnica para funcionamiento y conexión de autogeneradores a la red de HIDROELECTRICA DEL CANTÁBRICO [Ref.10]. Estos relés y sus ajustes son los siguientes:

a.1) **Relé multifunción GE F-650** [Ref. 14]:

- **Relé 3 x 59 GE F-650**: Este es un relé de máxima tensión. Está ajustado al 26,4 kV (110% de la tensión nominal 24kV) y con un temporizado de tiempo definido de 1 segundo.
- **Relé 3 x 27 GE F-650**: Este es un relé de mínima tensión. Está ajustado al 20,4 kV (85% de la tensión nominal 24kV) y con un temporizado de tiempo definido de 1 segundo.
- **Relé 81 Mm GE F-650**: Este es un relé de máxima/mínima frecuencia. Está ajustado a 51 Hz de frecuencia máxima y 49 Hz de frecuencia mínima, y con un temporizado de tiempo definido de 0,5 segundos.
- **Relé 25 GE F-650**: Este es un relé de verificación de sincronismo. Su función es evitar conectar fuera de sincronismo o con la red sin tensión. Sus ajustes son de 10° de desfase, 0,5 Hz de deslizamiento de frecuencia y 10 V de



diferencia máxima del módulo de tensión del secundario del transformador de tensión. Dentro de estos límites permite la sincronización si se mantiene esta situación durante al menos 6 períodos (0,12 segundos).

- Relé 47 GE F-650: Este es un relé de desequilibrio de tensión (por ausencia de una fase, por secuencia de fases equivocada o por mínima tensión desequilibrada). Está ajustado al 20,4 kV (85% de la tensión nominal 24kV) y con un temporizado de tiempo definido de 50 ms.

- a.2) Relé 59N GE MIV: [Ref. 15] Este es un relé de sobretensión homopolar. Está ajustado a 25 V del módulo de tensión del secundario del transformador de tensión y con un temporizado de tiempo definido de 200 ms.

- a.3) Relé 3x50/51 50N/51N ABB SPAJ 144: [Ref. 16] Este es un relé de protección de fase contra sobreintensidades de cortocircuito o sobrecargas y de protección contra defectos homopolares. Está ajustado a los siguientes valores:
 - Intensidad de sobrecarga: Se ajusta a 150 A (I_n), el ajuste de la intensidad con respecto del tiempo es con curva Normal Inversa, dial 0,05.
 - Intensidad de cortocircuito: Se ajusta a 501 A ($3,34 \times I_n$), con un retardo en la actuación de 40 ms.
 - Intensidad de sobrecarga homopolar: Se ajusta a 15 A ($0,1 \times I_n$), curva Normal Inversa, dial 0,05
 - Intensidad de cortocircuito homopolar: Se ajusta a 45 A ($0,3 \times I_n$), tiempo 50 ms.

Los transformadores de intensidad y tensión que protegen la interconexión con la red tienen las características indicadas por la Norma técnica para funcionamiento y conexión de autogeneradores a la red de HIDROELECTRICA DEL CANTÁBRICO. [Ref. 10]

Los transformadores de tensión están situados en la Celda 05 y sus características se describen el apartado 5.2.3.

Los transformadores de intensidad están situados en la Celda 08 y sus características se describen en el apartado 5.2.3.

El relé MIV recibe la señal de los transformadores de tensión TTL de relación $22000:\sqrt{3} / 110:3$ V el relé y F650 recibe la señal de los transformadores TTL de relación $22000:\sqrt{3} / 110:\sqrt{3}$ V. Ambos dan orden de apertura al interruptor 52-G.



El relé SPAJ 144C recibe la medida de los transformadores de intensidad TICG de relación 150/5 A y da orden de apertura al interruptor 52-G

PROTECCIÓN DE LA LÍNEA A CONSUMOS DE FÁBRICA.

El relé que protege la línea de consumos de fabrica es el siguiente:

Relé 3x50/51 50N/51N GE MIF [Ref. 17]: Este es un relé de protección de fase contra sobrecargas de cortocircuito o sobrecargas y de protección contra defectos homopolares. Está ajustado a los siguientes valores, con un tarado de tiempo definido:

- Intensidad de sobrecarga: Se ajusta a 38,5 A ($0.51 \times I_n$), tiempo 200 ms.
- Intensidad de cortocircuito: Se ajusta a 154 A ($2.05 \times I_n$), tiempo 50 ms.
- Intensidad de sobrecarga homopolar: Se ajusta a 7,5 A ($0,1 \times I_n$), tiempo 200 ms.

El relé MIF recibe la medida de los transformadores de intensidad TICT de relación 75/5 A, situados en la Celda 09 y cuyas características se describen en el apartado 5.2.3. Da orden de apertura al interruptor 52-CT.

PROTECCIÓN DE LA LÍNEA DE TRAF0 T1

El relé que protege la línea del trafo T1 es el siguiente:

Relé 3x50/51 50N/51N GE MIF [Ref.17]: Este es un relé de protección de fase contra sobrecargas de cortocircuito o sobrecargas y de protección contra defectos homopolares. Está ajustado a los siguientes valores, con un tarado de tiempo definido:

- Intensidad de sobrecarga: Se ajusta a 50 A ($0.67 \times I_n$), tiempo 200 ms.
- Intensidad de cortocircuito: Se ajusta a 200 A ($2.7 \times I_n$), tiempo 50 ms.
- Intensidad de sobrecarga homopolar: Se ajusta a 7,5 A ($0,1 \times I_n$), tiempo 200 ms.

El relé MIF recibe la medida de los transformadores de intensidad TISA de relación 75/5 A, que está situados en la Celda 10 y cuyas características se describen en el apartado 5.2.3. Da orden de apertura al interruptor 52-SA.

PROTECCIONES DE LOS GENERADORES G1 Y G2

Dado que los generadores son idénticos, las protecciones también serán idénticas, por lo que sólo explicaremos uno de ellos. Los relés que protegen las línea del generador son:



- a) Relé 3x50/51 50N/51N GE MIF [Ref. 17]: Este es un relé de protección de fase contra sobreintensidades de cortocircuito o sobrecargas y de protección contra defectos homopolares. Está ajustado a los siguientes valores, con un tarado de tiempo definido:
- Intensidad de sobrecarga: Se ajusta a 67 A ($0.86 \times I_n$), tiempo 200 ms.
 - Intensidad de cortocircuito: Se ajusta a 260 A ($3.47 \times I_n$), tiempo 50 ms.
 - Intensidad de sobrecarga homopolar: Se ajusta a 7,5 A ($0,1 \times I_n$), tiempo 100 ms.

El relé MIF recibe la medida de los transformadores de intensidad TICO2 (TICO1) de relación 75/5 A , situados en la Celda 11-B (Celda 12-B) y cuyas características se describen en el apartado 5.2.3. Da orden de apertura al interruptor 52-G2 (52-G1).

- b) Relé diferencial de trafo GE DTP [Ref. 18]: Esta protección diferencial longitudinal se utiliza contra los defectos entre fases en el alternador, es una protección conjunta para el transformador TCO2 (TCO1) y el generador G2 (G1), también llamada protección del bloque. En este relé se utiliza un frenado por armónicos que evita el disparo de la protección diferencial durante la energización o sobreexcitación del transformador. Para faltas externas de gran magnitud, la imposibilidad de obtener un circuito diferencial totalmente equilibrado debido a las diferencias de las medidas de los Transformadores de Intensidad, por tanto para evitar un disparo debido a estos desequilibrios se utiliza un diferencial de intensidad con frenado porcentual [Ref.19] Está ajustado a los siguientes valores:
- Intensidad de primario: Se ajusta a 81,79 A (que corresponde a 1,09 del valor de la toma del primario que es 75 A)
 - Intensidad de secundario: Se ajusta a 2845 A (que corresponde a 0,96 del valor de la toma del secundario que es 3000 A)
 - Sensibilidad: Se ajusta a $0,3 \times I_{toma}$ (por debajo de este valor no actúa el relé).

La intensidad del primario se toma de los transformadores de intensidad TICO2 (TICO1) situados en la Celda 11-B (Celda 12-B) y cuyas características se describen en el apartado 5.2.3. La intensidad del secundario se toma de los transformadores de intensidad internos al generador TIG2 (TIG1), que están situado dentro de la envolvente del generador y sus características ya han sido descritas en el apartado 5.2.1. El relé DTP recibe la medida de estos dos transformadores y da orden de apertura al interruptor 52-G2 (52-G1).



En la siguiente figura (Fig. 5.16) se muestran las curvas características tiempo/corriente de los relés SPAJ y MIF para sobrecargas, en ellas puede verse que se cumple la selectividad de los relés en caso de sobrecarga.

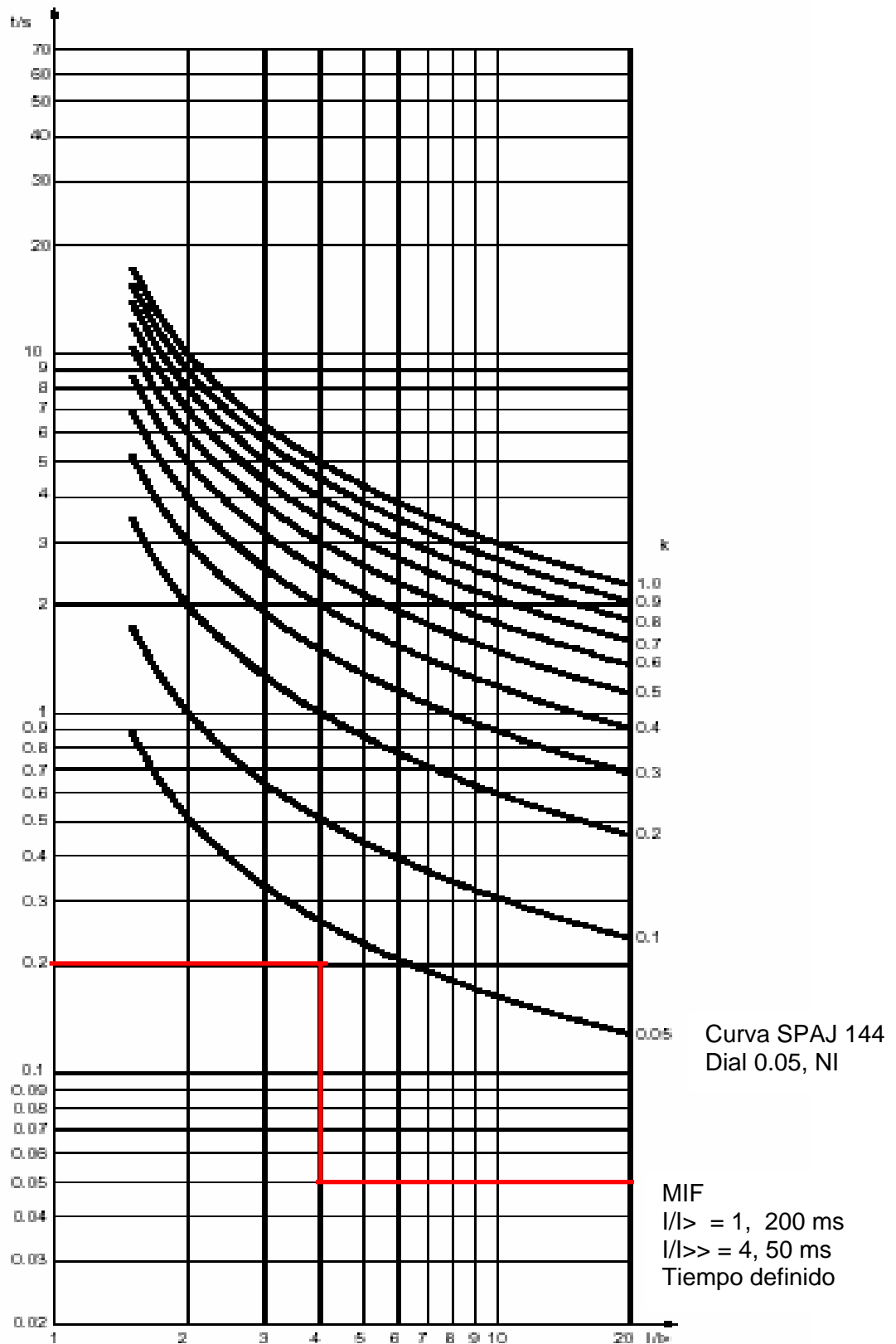


Fig. 5.16 Curva característica tiempo/corriente



5.2.6 Cables

Para la determinación de la sección de los conductores, se precisa realizar un cálculo en base a tres criterios [Ref.20] [Ref.21]:

1. Intensidad máxima admisible por el cable en servicio permanente.
2. Intensidad máxima admisible en cortocircuito durante un tiempo determinado
3. Caída de tensión.

El método más aconsejable es hallar la sección según el criterio 1, después se controlará que la sección también es aceptable según el criterio 2 y, por último, se verificará el criterio 3.

Los cables elegidos para la instalación se pueden ver en el diagrama unifilar (plano 001) y sus características más importantes se muestran en la Tabla 5.9.

La justificación de la elección de estos cables se encuentra en el Anexo A.3.

Tabla 5.9

Cables instalación eléctrica		
Nombre	Tipo	Longitud
Cable 1	3x1x240 mm ² Al XLPE, 18/30 kV	70 m
Cable 2	3x1x240 mm ² Al XLPE, 18/30 kV	8 m
Cable 3	3x1x240 mm ² Al XLPE, 18/30 kV	8 m
Cable 4	3x1x240 mm ² Al XLPE, 18/30 kV	8 m
Cable 5	3x[1x9x240]+5x1x240 mm ² Cu, XLPE, 0,6/1 kV	15 m
Cable 6	3x1x240 mm ² Al XLPE, 18/30 kV	8 m
Cable 7	3x[1x9x240]+5x1x240 mm ² Cu, XLPE, 0,6/1 kV	15m

5.2.7 Equipamiento auxiliar de baja tensión

Servicios auxiliares de la planta de cogeneración

El conjunto motogenerador implica un gran número de elementos auxiliares: motores y bombas de baja tensión, precalentadores de aire, alumbrado y otras cargas menores. La totalidad de estas cargas se puede encontrar en el documento "Listado de motores y cargas"



del Anexo D.1, donde se indica la potencia instalada de estas cargas. La potencia que estas cargas demandan viene suministrada a través del transformador T1 de 2000 kVA.

El cuadro de distribución de baja tensión de este transformador se denomina Armario de servicios auxiliares (ASA). El fabricante de este cuadro es Schneider Electric. Su diagrama unifilar puede verse en el plano 006.

Para la maniobra eléctrica de estos equipos, el proyecto incluye un PLC que viene alimentado a través del Armario servicios auxiliares. El PLC y el armario están situados en la sala de control, como se puede ver en el plano 002. El listado de señales de entrada y salida del PLC viene detallado en el Anexo D.2.

En caso de fallo de suministro eléctrico, los equipos de baja tensión se pararían y obligarían a parar los motores, no obstante hay una serie de instrumentos de control que deben de seguir funcionando durante un tiempo para garantizar una parada controlada, por esta razón se requiere que las alimentaciones de los armarios de control de la planta de cogeneración sean tensiones seguras. Se instala un sistema de alimentación de ininterrumpida (SAI) que alimenta a 230 Vca 50Hz el PLC de control de los equipos de servicios auxiliares, un PC y un monitor de la sala de control. También se instala unas baterías de 48 Vcc que alimentarán las protecciones de las cabinas de MT, situadas en el armario de protecciones B00, y a los interruptores de las cabinas de MT. Para finalizar, otros elementos de corriente segura de la planta de cogeneración son las baterías de los motores JENBACHER, cuyos cargadores se alimentarán a través de los armarios de control del fabricante. Estas baterías JENBACHER, que se especifican en el apartado 5.2.1 de este documento, se utilizan para el arranque y el control de los grupos motogeneradores. En la Figura 5.17 se muestra el esquema de la distribución de corriente segura.

DISTRIBUCION CORRIENTE SEGURA

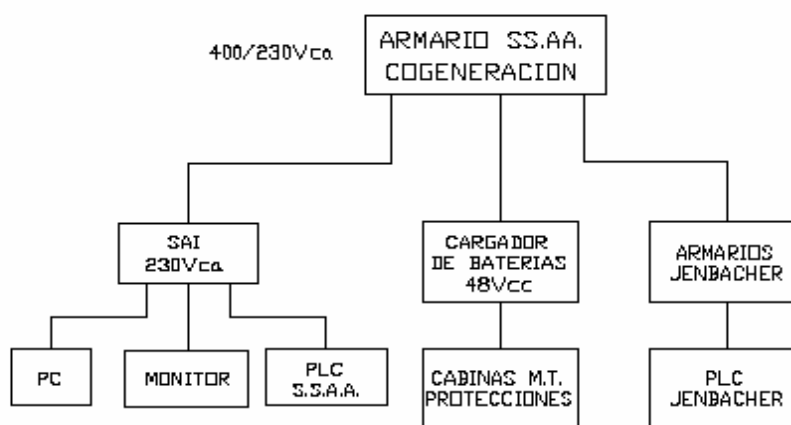


Figura 5.17. Distribución corriente segura



Sistema de alimentación en corriente continua

Está constituido por un juego de baterías de 48 Vcc de plomo, un rectificador/cargador alimentado a 230 Vca, un convertidor 48Vcc/12Vcc y una tarjeta de alarmas [Ref. 22]. Este sistema de alimentación en continua da suministro eléctrico a los circuitos de mando, señalización y protección asociados a todas las cabinas de interruptores, protección y medida. Se debe cuidar especialmente la fiabilidad y seguridad de la reserva de energía necesaria para la actuación de las protecciones y el disparo de los interruptores en caso necesario. [Ref 10]

Este sistema está situado en la sala de control, como se puede ver en el plano 002.

Las características del juego de baterías se muestran en la Tabla 5.10.

Tabla 5.10. Características baterías.

Batería	
Marca	EMISA-TUDOR
Tensión alimentación	230 Vca
Frecuencia	50 Hz
Tensión Nominal de Salida	48 Vcc
Intensidad nominal de Salida	25 A
Tolerancia variación alimentación	±20%
Tolerancia de la frecuencia	±5%
Autonomía	36 Ah

Se señala de forma acústica o luminosa la detección de las siguientes anomalías:

- Desconexión de la alimentación a la batería.
- Desconexión de la alimentación a los motores de los interruptores automáticos
- Desconexión de los circuitos de mando de los interruptores automáticos
- Desconexión de la alimentación en corriente continua, de los relés de protección.
- Desconexión de los circuitos secundarios de los transformadores de tensión, que alimentan las protecciones.



Unidad de alimentación ininterrumpida

Como ya se ha explicado anteriormente, este SAI alimenta al PLC de control de los equipos de servicios auxiliares de la planta de cogeneración, a un PC y a un monitor de la sala de control. La potencia media demandada a este SAI será aproximadamente de 400 W, y su potencia nominal es de 3000 VA. Se prefiere sobredimensionarlo por si en un futuro se le quieren añadir más cargas. Se sitúa en la sala de control, como se puede ver en el plano 002. [Ref.23]

Este SAI, cuyo funcionamiento y control tiene lugar a través de una lógica gestionada por microprocesador, está compuesto por los siguientes elementos:

- Un cargador que convierte la corriente alterna de la red primaria en corriente continua para cargar las baterías.
- Baterías que alimentan al SAI en caso de caída de tensión de la red primaria.
- Un inversor, que convierte la corriente continua de las baterías en corriente alterna senoidal en una forma que las cargas sensibles pueden utilizar y que garantiza una tensión y frecuencia de salida estables.
- Un circuito auxiliar estático de by-pass que mantiene la alimentación de la carga en caso de avería del inversor o de sobrecarga.
- Un by-pass manual que permite efectuar el mantenimiento en línea sin desconectar las cargas.
- Software de monitorización y cierre gradual del sistema con la capacidad, a través de un puerto RS232, de monitorizar el funcionamiento del SAI y programar los parámetros para ofrecer óptimas prestaciones.

Su esquema se muestra en la Fig. 5.18



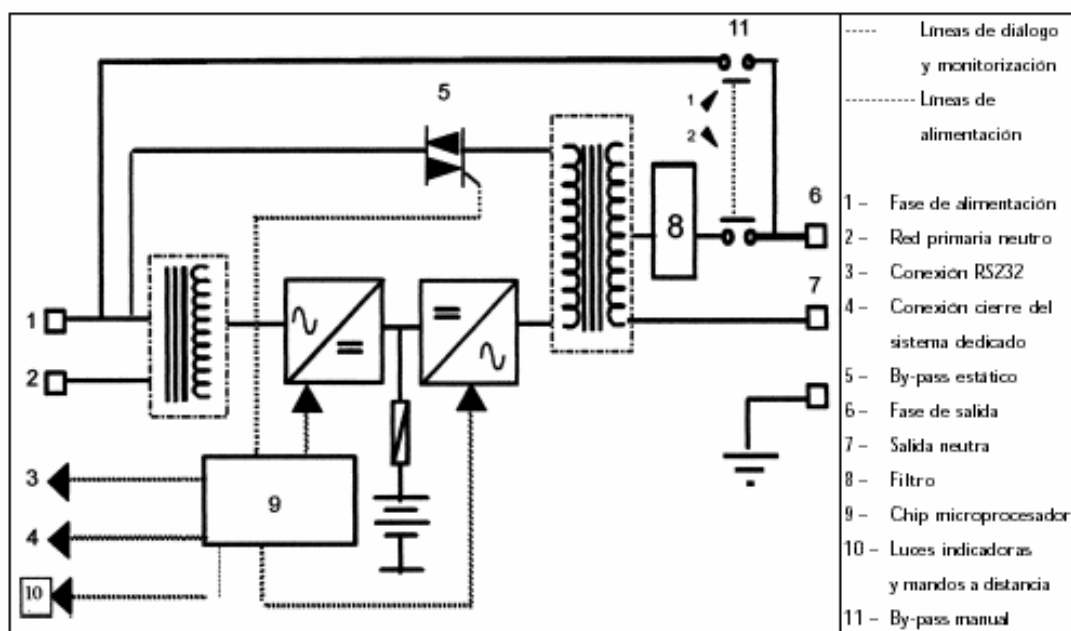


Fig. 5.18. Esquema funcionamiento SAI.

En condiciones de funcionamiento normal de la medición instantánea de la tensión de salida, el microprocesador calcula continuamente el valor exacto de la tensión en salida y pone en marcha las diferentes operaciones necesarias para mantener la tensión de salida dentro de las tolerancias permitidas.

El cargador, carga las baterías y las mantiene a un nivel de tensión.

El microprocesador controla la tensión del cargador en función del valor de la temperatura interna del SAI, de modo tal que las baterías se carguen a una tensión adecuada a dicha temperatura, prolongando así la duración de las baterías.

Sus características principales se muestran en la Tabla 5.11.

Tabla 5.11. Características SAI

Unidad de alimentación ininterrumpida	Unidades
Marca	CLHORIDE
Modelo	POWER LAN PLUS 3000 VA
ENTRADA	
Tensión nominal	230 V ca
Variación de tensión	10 -15%
Frecuencia	50 ± 4% Hz
SALIDA	



Tensión nominal	230V ca
Tolerancia de la tensión	± 5%
Variación de frecuencia	± 4 %trabajando bajo red
	± 0.1 trabajando bajo ondulador
Factor de potencia	0.7
Forma de onda	Senoidal <3% de distorsión armónica
Rendimiento del UPS	95%
CARGADOR	
Tipo de baterías	Plomo Hermético sin mantenimiento
Tensión nominal baterías	48 V
Datos nominales baterías	7 Ah
	3x4x12 V
Corriente de carga	2 A
FUSIBLES	
Fusible de entrada	16 A
Fusible de baterías	90 A
Fusible de salida	2x8 A
GENERALIDADES	
Autonomía	35 min
Dimensiones	415x180x465 mm

5.2.8 Sistema de puesta a tierra

Para el dimensionado de la red de puesta a tierra se determina la superficie del terreno del que se dispone y la resistividad del mismo. A continuación, una vez se elige un modelo de malla, se procede al cálculo de la resistencia de puesta a tierra, las máximas intensidades de puesta a tierra, la sección necesaria para los conductores, las tensiones de paso en el exterior de la instalación, las tensiones de paso y contacto en el interior de la instalación, y las tensiones aplicadas.[Ref.24] Estos cálculos se encuentran en el Anexo A.4.

La resistencia de puesta a tierra de la red de la planta de cogeneración resulta ser 0,5 Ω , lo que indica su buena calidad.



El sistema de puesta a tierra de protección y servicio de la instalación de cogeneración se compone de líneas de tierra, picas y puentes de prueba. Los cables de tierra se conectan en dos puntos a la red de tierras subterránea general (que ya se encuentra realizada con picas y cables subterráneos correspondientes).

Se conectan a la red de puesta a tierra las partes metálicas de la instalación que no estén en tensión normalmente pero que puedan estarlo a consecuencia de averías o causas fortuitas, tales como los chasis y los bastidores de los aparatos de maniobra, envolventes metálicas de las cabinas y carcasas de los transformadores y motogeneradores.

En concreto se incluyen los cables para puesta a tierra de:

- Partes metálicas de cuadros y cabinas de la central: celdas de MT, cuadro de distribución de baja tensión de servicios auxiliares, cuadros de sala de control, cuadro general de baja tensión de la fábrica (que en este documento no se ha contemplado, pero que si se ha tenido en cuenta para su puesta a tierra), etc.
- Estructura de los motogeneradores, estructura de elementos auxiliares de los grupos motogeneradores, estructura de los transformadores de potencia.
- Neutro de los generadores.
- Neutro de los transformadores de potencia.
- Tierra de los secundarios de los transformadores de tensión e intensidad de las celdas de medida

El sistema de puesta a tierra consiste en un mallado con cable de cobre desnudo de 50 mm². Se acomoda a las exigencias de las unidades ubicadas en el perímetro e interior del recinto del sistema eléctrico de la planta de cogeneración, de forma que la línea de tierra está formada por cuadrados de lado 3500 mm, cuyos vértices requieren de una soldadura aluminotérmica que asegura que permanentemente haya un buen contacto (sistema utilizado contra los problemas de corrosión). Los cables de tierra se entierran a una profundidad de 800 mm de profundidad. Gracias a este mallado se consigue una buena equipotencialidad.

El punto donde es necesario un estudio más detallado de la puesta a tierra es el de la ubicación de los transformadores de potencia, especialmente el del transformador de 2000 kVA ya que presenta una corriente de cortocircuito fase-tierra de 28,4 kA (ver Anexo A.1). Para garantizar una correcta puesta a tierra se colocan a 1225 mm de los transformadores, una hilera de 6 picas de Acero-Cu de 3m y diámetro 14 mm, paralela a la fachada, con una separación entre ellas de 3,5 m y enterradas verticalmente a una profundidad de 0,8 m. Esta hilera de picas se une a la malla a través de dos puentes de prueba, que se utilizan para



poder medir la resistencia de las picas, sin influencia de la malla, y poder medir así la resistencia de puesta a tierra.

A 8 m se coloca otra hilera de picas de 4 picas, también separadas entre ellas 3,5 m y enterradas verticalmente a una profundidad de 0,8 m. Esta hilera de picas hacen que la red de tierras tenga una cierta simetría y de esta forma lograr una buena difusión del defecto a tierra. Esta hilera de picas está unida a la malla directamente, sin puentes de prueba, porque no son accesibles ya que están situadas debajo del hormigón.

La red de tierras de la instalación se puede ver en el plano 007. La justificación de esta red se encuentra en el Anexo A.4.

Según la instrucción MIE-RAT 13 del Reglamento sobre Centrales Eléctricas [Ref.25], subestaciones y centros de transformación, la tensión máxima que se puede aplicar al cuerpo humano se determina en función del tiempo de duración del defecto según (Ec. 5.1).

$$V_{ca} = \frac{k}{t^n} \quad (\text{Ec. 5.1})$$

Siendo t el tiempo de duración del defecto en segundos, $k = 7$ y $n = 1$ para un tiempo $t \leq 0,9$ s, y $k = 78,5$ y $n = 0,18$ para un tiempo t entre 0,9 y 3 segundos.

A partir de la (Ec.5.1) y haciendo un planteamiento simplificado del circuito en el que se considera que la resistencia del cuerpo humano es de 1000Ω y asimilando cada pie a un electrodo cuya resistencia de contacto con el suelo es $3\rho_s$, siendo ρ_s la resistividad superficial del terreno en Ω m, se obtienen las fórmulas (Ec. 5.2) y (Ec. 5.3) que la misma instrucción MIE-RAT 13 da como valores máximos admisibles de tensiones de paso y contacto en una instalación

$$V_p = \frac{10k}{t^n} \left(1 + \frac{6\rho_s}{1000} \right) \quad (V) \quad (\text{Ec. 5.2})$$

$$V_c = \frac{k}{t^n} \left(1 + \frac{1,5\rho_s}{1000} \right) \quad (V) \quad (\text{Ec. 5.3})$$

Siendo V_p la tensión máxima admisible de paso y V_c la tensión máxima admisible de contacto.

En esta instalación, la resistividad superficial del terreno es de 20Ω m, el tiempo de disparo de la protección es aproximadamente 0,3 s, el valor k es por tanto 72 y el valor n es 1. En la



(Ec. 5.4) y (Ec. 5.5) se muestran los valores máximos admisibles de tensión de paso y contacto de la red de tierras.

$$V_p = \frac{10 \cdot 72}{0,3^1} \left(1 + \frac{6 \cdot 20}{1000} \right) = 2.688 \text{ V} \quad (\text{Ec. 5.4})$$

$$V_c = \frac{72}{0,3^1} \left(1 + \frac{1,5 \cdot 20}{1000} \right) = 247 \text{ V} \quad (\text{Ec. 5.5})$$

Según el documento “Método de calculo y proyecto de instalaciones de puesta a tierra para centros de transformación conectados a redes de tercera categoría” [Ref.26], en caso de electrodos longitudinales con picas exteriores, no se indica el valor de la tensión de contacto exterior, ya que depende de la posición en que se ubique el electrodo respecto al Centro de Transformación. En general, si las picas se colocan frente a los accesos al Centro de Transformación, paralelas a la fachada, no debe considerarse la tensión de paso de acceso (tensión de contacto exterior).

5.3 Explotación de la instalación eléctrica para cogeneración.

5.3.1 Puesta en marcha de la instalación

Asumiendo que los equipos están en condiciones de poder funcionar, la puesta en marcha de la central requiere que el interruptor de red 52-L y el interruptor de acople 52-G estén cerrados. En estas condiciones, se puede proceder a la puesta en marcha, que se desarrolla del siguiente modo:

1. Orden de puesta en marcha de los grupos motogenerador.
2. Comprobación de las anteriores condiciones.
3. Secuencia de arranque de los motores.
4. Arranque de la generación de vapor.
5. Sincronización del grupo G1 con la red de la compañía y cierre del interruptor 52-G1.
6. Sincronización del grupo G2 con la red de la compañía y cierre del interruptor 52-G2.

5.3.2 Situación usual de explotación

La forma usual de explotación es trabajar en paralelo con la red de la Compañía eléctrica.

La energía eléctrica producida se vierte a los embarrados de 24 kV, de esta energía la fábrica consume la que necesite. Los excesos o defectos de energía eléctrica determinados por la demanda de la fábrica se exportan o se obtienen de la red.



5.3.3 Situaciones especiales

Las situaciones especiales (distintas de la habitual explicada en el punto 5.3.2) que se plantean son las siguientes:

- ◆ Alimentación sólo a través de la Compañía eléctrica

En caso de que la central esté fuera de servicio, la fábrica se alimenta desde la red de la Compañía eléctrica. Toda la fábrica queda alimentada por HIDROCANTABRICO. Por sincronización sobre los interruptores 52-G1 y 52-G2 podrían acoplarse los grupos a la red, con lo que se pasaría a la situación usual de trabajo en paralelo.

- ◆ Trabajo en isla

De producirse una falta en el suministro eléctrico exterior tal que provoque el disparo de alguno de los relés de interconexión con la red, la central se desconecta de la red por provocarse la apertura simultánea del interruptor de red 52-L y el interruptor de acople 52-G. En esta situación, los motogeneradores pasan a funcionar en isla, alimentando a la fábrica.

Durante un tiempo breve trabajan los dos motogeneradores, disminuyendo progresivamente el paso de gas para mantener la velocidad del alternador constante y de esta forma mantener la tensión y la frecuencia constantes, ya que los motores han de suministrar la potencia que demanda de la fábrica (históricamente siempre ha sido menor que 2000 kW). Los motores de gas no pueden trabajar a carga parcial un tiempo indefinido por problemas de refrigeración, mecánicos y medioambientales, por ello transcurrido ese tiempo se desconecta el grupo G2 para que el grupo G1 pueda ir a una carga más próxima a la nominal. Si el generador G1 trabaja a carga parcial, se desconecta y la fábrica quedaría sin suministro eléctrico hasta que no se restableciese la red de la Compañía.

En situación de isla, el control de tensión, frecuencia y potencia lo realizan los grupos motogeneradores.

5.3.4 Operaciones de sincronismo y maniobra de los interruptores

Los grupos motogeneradores disponen de un módulo de sincronismo integrado en sus cuadros de control que permite la realización de las siguientes operaciones de sincronismo, derivadas de los pasos entre las situaciones explicadas:

- ◆ Sincronización del alternador del grupo G1 con la red: Existiendo tensión de red en barras (interruptores 52-L y 52-G cerrados) se puede sincronizar el alternador con la red, a través del interruptor del grupo 1 a 24 kV, 52-G1, empleando las señales de los



transformadores de tensión a un lado y otro del interruptor, que se envían al sincronizador. Se compara la señal Sincronización A con la señal Sincronización C (ver plano 001), y el sincronizador envía la orden a los reguladores para poder sincronizar correctamente.

- ◆ Sincronización del alternador del grupo G2 con la red: Existiendo tensión de red en barras (interruptores 52-L y 52-G cerrados) se puede sincronizar el alternador con la red, a través del interruptor del grupo 2 a 24 kV, 52-G2, empleando las señales de los transformadores de tensión a un lado y otro del interruptor, que se envían al sincronizador. Se compara la señal Sincronización A con la señal Sincronización C (ver plano 001), y el sincronizador envía la orden a los reguladores para poder sincronizar correctamente.
- ◆ Resincronización con la red, estando ambos grupos o cualquiera de los grupos en marcha, trabajando en isla y alimentando a la fábrica (interruptor 52-G abierto, interruptor 52-G1 cerrado, interruptor 52-G2 abierto o cerrado), se puede sincronizar con la red a través del interruptor de acople 52-G, empleando las señales de de los transformadores de tensión a un lado y otro del interruptor, que se envían al sincronizador. Se compara la señal Sincronización A con la señal Resincronización B (ver plano 001). A partir de la señal Sincronización A se vuelve a sincronizar correctamente el o los alternadores, comparándola con la señal Sincronización C y el sincronizador envía la orden a los reguladores para poder sincronizar correctamente.

El módulo de sincronismo compara tensión, frecuencia y fase a un lado y otro del interruptor de red, ordenando subir/bajar la velocidad y/o subir/bajar tensión al regulador del grupo hasta que se igualen los valores a ambos lados, con las siguientes tolerancias máximas: diferencia de tensión de $\pm 3\%$, diferencia de frecuencia de $\pm 0,1\text{Hz}$ y diferencia de fases de $\pm 7^\circ$. [Ref. 10]

Tras conseguir la igualación, el módulo de sincronismo emitirá una señal de “Cerrar el interruptor” y una vez le llegue señal del propio interruptor indicando “Cerrado”, el sincronizador quedará anulado y puesto a cero.

En el caso de que la sincronización sea fallida, el cuadro indica alarma pero no se paran los grupos.

Para poder resincronizar es necesario que hayan transcurrido al menos 3 minutos desde la apertura del interruptor de red. [Ref. 7]



Estas operaciones se realizan siempre de forma totalmente automática, aunque (como ya hemos comentado en el apartado 5.2.1) se tienen las opciones en el cuadro de sincronización de poder dar manualmente la orden de iniciarlas.

Por otra parte, se definen las maniobras que se han previsto:

- Maniobras sobre el interruptor de cada grupo

Su cierre sólo puede ser a través de sincronizador, si 52-L y 52-G están cerrados.

Su apertura puede ser manual o por disparo de los relés de protección de cada grupo.

- Maniobras sobre el interruptor de acople 52-G

Su cierre puede ser manual si 52-G1 y 52-G2 están abiertos. También puede cerrarse a través de sincronizador, si 52-L y 52-G1 están cerrados.

Su apertura puede ser manual, o por disparo de los relés de protección de la interconexión de la red (aunque el relé de comprobación de sincronismo impide su cierre, en vez de provocar su apertura), o por enclavamiento tras abrir 52-L.

- Maniobras sobre el interruptor de red 52-R

Su cierre es local previa autorización de la Compañía eléctrica.

Su apertura puede ser a través de Telemando de la Compañía eléctrica o local.



Conclusiones

En el documento presente se ha realizado el proyecto eléctrico y los cálculos correspondientes para asegurar el correcto funcionamiento de la planta de cogeneración y la fábrica, cumpliendo con los reglamentos técnicos correspondientes.

Obteniendo como resultados más relevantes los siguientes:

1. Dado que el Rendimiento Eléctrico Equivalente calculado es 60,96% (mayor que 55%) y su Autoconsumo es 32,3% (mayor que 30%), la planta de cogeneración cumple con los requisitos fijados por el Real Decreto 2818/98 para su reconocimiento como Instalación Acogida al Régimen de Producción de Energía Eléctrica, con motores de gas natural
2. El pay-back aproximado de esta inversión es de 6 años lo que, sumado con el resto de ventajas que aporta la instalación de la planta de cogeneración, hace que se apruebe la inversión
3. La planta de cogeneración contribuye a la reducción de emisiones globales a la atmósfera de CO₂ en 13.354 t_{CO2}/año.
4. Mejora de la fiabilidad del suministro eléctrico ante fallos externos a la fábrica, gracias a la capacidad de autogeneración de la nueva planta de cogeneración
5. La explotación de la planta de cogeneración produce una disminución de los costes de la energía eléctrica.
6. La planta de cogeneración dota a la fábrica de una central flexible, capaz de atender futuras ampliaciones con demandas energéticas de como máximo 3.245 kW de forma económica y con fácil explotación.

Además, este proyecto me ha servido para profundizar en el tema de la cogeneración y poder aplicar conocimientos adquiridos en la carrera.





Agradecimientos

Para finalizar quiero dar las gracias a todas aquellas personas que me han ayudado en este proyecto, ya que sin su ayuda este proyecto no hubiera sido posible.

A Antoni Sudriá, director del proyecto, por su gran ayuda desde el principio, por la aportación de múltiples buenas ideas, y por las horas y esfuerzo que ha dedicado a este proyecto.

A Aureli Virgós, Ingeniero Técnico Industrial, por la enorme ayuda que me ha prestado en el diseño del proyecto eléctrico de la planta de cogeneración.

A Jordi Aymerich, Ingeniero Superior Industrial, por sus indicaciones y explicaciones sobre el proceso termoenergético.

Al resto de profesores, investigadores y becarios del Departamento de Ingeniería Eléctrica de la ETSEIB por las múltiples ayudas prestadas.

A mi familia y amigos, por el soporte incondicional que me han prestado





Bibliografía

Referencias bibliográficas

- [1] Directiva 2004/8/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 11 de febrero de 2004, relativa al fomento de la cogeneración sobre la base de la demanda de calor útil en el mercado interior de la energía
- [2] REAL DECRETO 2818/1998, de 23 diciembre, sobre producción de energía eléctrica por instalaciones abastecidas por recursos o fuentes de energía renovables, residuos y cogeneración.
- [3] REAL DECRETO 436/2004, de 12 de marzo, por el que se establece la metodología para la actualización y sistematización del régimen jurídico y económico de la actividad de producción de energía eléctrica en régimen
- [4] <http://www.aesa.net/aesa/cogeneracion/cogeneracion.htm>
- [5] REAL DECRETO 1802/2003, de 26 de diciembre, por el que se establece la tarifa eléctrica para 2004.
- [6] DECISIÓN DE LA COMISIÓN, de 29 de enero de 2004, por la que se establecen directrices para el seguimiento y la notificación de las emisiones de gases de efecto invernadero de conformidad con la Directiva 2003/87/CE del Parlamento Europeo y del Consejo.
- [7] ORDEN de 5 de septiembre de 1985, por la que se establecen normas administrativas y técnicas para funcionamiento y conexión a las redes eléctricas de centrales hidroeléctricas de hasta 5.000 kVA y centrales de autogeneración eléctrica.
- [8] BOIX, O., SAINZ, L., CÓRCOLES, F., SUELVES, F.J. *Tecnología eléctrica*. Barcelona, Ed. Ceysa, 2002, p.195-204
- [9] ORILLE, A.L. *Centrales eléctricas. Tomo II*. Barcelona, Edicions UPC, 1996, p. 31-44.
- [10] Norma técnica para funcionamiento y conexión de autogeneradores a la red de Hidroeléctrica del Cantábrico.
- [11] ORILLE, A.L. *Centrales eléctricas. Tomo III*. Barcelona, Edicions UPC, 1996, p.167-183.
- [12] *Distribución Media Tensión Centros de Transformación 24 kV MT/BT*. Schneider Electric, Catálogo 2002



- [13] BERROSTEGUIETA, J. *Introducción a los transformadores de medida (I)*. Mungia, Ed. Electrotécnica Artech Hnos., S.A., p.32. (<http://www.artech.es>)
- [14] http://www.geindustrial.com/cwc/products?pnlid=6&famid=31&catid=216&id=f650&lang=en_US
- [15] http://www.geindustrial.com/cwc/products?pnlid=6&famid=31&catid=226&id=miv&lang=en_US
- [16] [http://library.abb.com/GLOBAL/SCOT/scot229.NSF/VerityDisplay/8C4B10B0BAFCF45AC2256BF1002D2427/\\$File/FM_SPAJ144C_EN_BE.A.pdf](http://library.abb.com/GLOBAL/SCOT/scot229.NSF/VerityDisplay/8C4B10B0BAFCF45AC2256BF1002D2427/$File/FM_SPAJ144C_EN_BE.A.pdf)
- [17] http://www.geindustrial.com/cwc/products?pnlid=6&famid=31&catid=216&id=mif&lang=en_US
- [18] http://www.geindustrial.com/cwc/products?pnlid=6&famid=31&catid=213&id=ntp&lang=en_US
- [19] ORILLE, A.L. *Centrales eléctricas. Tomo III*. Barcelona, Edicions UPC, 1996, p.99-150.
- [20] *Cables y accesorios de Media Tensión*. Barcelona, Ed. Pirelli, 2000.
- [21] *Cables y accesorios de Baja Tensión*. Barcelona, Ed. Pirelli, 2000.
- [22] SEIP, G.G. *Instalaciones eléctricas. Tomos 2*. Berlín y Munich, Ed. Siemens, 1989. p.815-836.
- [23]. *Especificaciones técnicas POWER LAN PLUS 3000 VA*. Ed. CHLORIDE. POWER PROTECTION, 2000.
- [24] ORILLE, A.L. *Centrales eléctricas. Tomo III*. Barcelona, Edicions UPC, 1996, p.243-285
- [25] MIE-RAT 13. *Reglamento sobre Centrales eléctricas, Subestaciones y Centros de transformación*. Madrid, Ed. Liteam, 2001.
- [26] *Método de cálculo y proyecto de instalaciones de puesta a tierra para centros de transformación de tercera categoría. Manual técnico*. Madrid, Ed. UNESA, Febrero 1989

Bibliografía complementaria

Ministerio de Industria y Energía. *Reglamento sobre Centrales eléctricas, Subestaciones y Centros de transformación*. Madrid, Ed. Liteam, 2001.

Ministerio de Industria y Energía. *Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión*. Barcelona, Ed. ABB, 2002.

ORILLE, A.L. *Centrales eléctricas. Tomo II y III*. Barcelona, Edicions UPC, 1996.



SEIP, G.G. *Instalaciones eléctricas. Tomos 1 y 2.* Berlín y Munich, Ed. Siemens, 1989.

BOIX, O., SAINZ, L., CÓRCOLES, F., SUELVES, F.J. *Tecnología eléctrica.* Barcelona, Ed. Ceysa, 2002.

GRAINGER, J.J., STEVENSON, W.D. *Análisis de sistemas de potencia.* México D.F., Ed. Mc Graw Hill, 2001

MONTANÉ, P. *Protecciones en las instalaciones eléctricas.* Barcelona, Ed. Marcombo, 1988.

RAS, E. *Transformadores de potencia, medida y protección.* Barcelona, Ed. Marcombo, 1978.

HAZEL, T. *Producción de energía eléctrica integrada en emplazamientos industriales y edificios comerciales. Cuaderno Técnico nº196.* Ed. Schneider Electric, 2001.

CEMEP, Comité Europeo de Fabricantes de Máquinas Eléctricas y Electrónica de Potencia. *Guía Europea de los SAI.* París, 1999.

Generalitat de Catalunya, Departament d'Indústria i Energia, *Direcció General d'Energia. Cogeneració amb motors alternatius.* Barcelona, 1989.

