



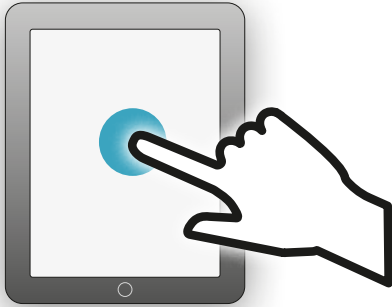
TOTALLY INTEGRATED POWER

Plantas industriales

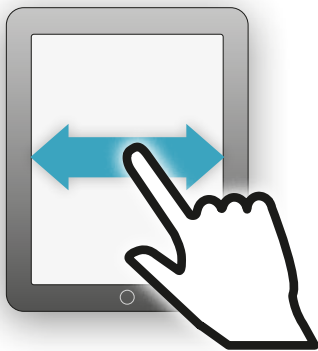
Aplicaciones para la distribución de energía eléctrica

SIEMENS

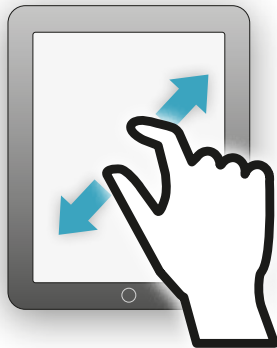
Ayudas de navegación



Para navegar, tocar la pantalla



Arrastrar en horizontal para cambiar entre las páginas individuales



Abrir y cerrar (alejar y acercar)



Barra de navegación

En cada página encontrará una barra de navegación.

Pinche en la designación / el número del capítulo en la barra de navegación para cambiar a la página inicial del capítulo correspondiente.

Pinche en "Índice" en la parte más superior para acceder al índice.

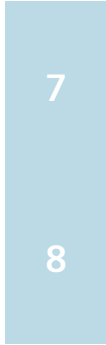
Contenido de los capítulos

7.1 Celdas de media tensión	68
7.2 Transformadores	72
7.3 Cuadros de distribución de baja tensión	76
7.4 Sistemas de canalizaciones eléctricas prefabricadas	78

En la página inicial del capítulo encontrará un listado de los subcapítulos.

Pinche en el subcapítulo para acceder al texto correspondiente.

Referencias a figuras y tablas



... Teniendo en cuenta los cinco niveles de planificación en la Fig. 2/3, puede desarrollarse un esquema de planificación de cinco fases ...

Si el texto hace referencia a una figura (Fig.) o tabla (Tab.), pinche en la referencia para saltar a la Fig./Tab. correspondiente, si esta se encuentra en otra página.

Abb. 2/3: Fases del proceso de planificación de ...



Desde una figura o tabla volverá a la página de la referencia del enlace o a su flujo de lectura pulsando el botón más inferior en la barra de navegación (a la última vista).

Editorial

Las plantas industriales constituyen un sistema de instalaciones de producción, posibilidades de transporte y almacenamiento, así como instalaciones de oficinas e infraestructuras. El suministro de energía eléctrica de estos sistemas heterogéneos es un componente central utilizado conjuntamente por todas las instalaciones y que puede tener una gran influencia sobre la funcionalidad de las mismas. Por este motivo, durante la planificación hay que tener en cuenta una gran variedad de requisitos operacionales y organizativos.

En Totally Integrated Power (TIP) de Siemens somos expertos en soluciones integrales para la planificación del suministro de energía eléctrica para infraestructuras, instalaciones y edificios en plantas industriales. En estrecha adaptación a la planificación de fábricas de Siemens, TIP aporta el planteamiento necesario para un funcionamiento fiable y eficiente de las plantas.

En base a la experiencia de TIP, este manual describe las bases generales a observar en las primeras fases de planificación durante el diseño de proyectos industriales. La calidad y funcionalidad de los productos y sistemas de Siemens abarca un amplio campo de aplicación. Por ello, estos pueden ser dimensionados y configurados en muchos sentidos. Sin embargo, nunca se debe perder de vista el proyecto global y sus condiciones marco.

Este manual puede hacer sugerencias y dar una idea sobre un procedimiento específico típico para plantas industriales. Más allá del contenido de este manual, las personas de contacto de TIP le proporcionarán un soporte específico para su proyecto.

Sebastian Büschel

Director de Consultant Support Totally Integrated Power

Índice

1

1 **Introducción**
(virtualización, agilidad) **4**

2

2 **Planificación de fábricas**
(MindSphere, proceso de fabricación) **10**

2.1 Estructura de la planificación de fábricas 11

2.2 Modelo de fases para la planificación de fábricas 12

2.3 Fábrica digital 12

3

3 **Suministro de energía y consumo de energía durante la operación de la fábrica** **18**

3.1 Consumo de energía y valor de producción 19

3.2 Cargas económicas por cortes de electricidad 21

3.3 Diagramas de flujo de energía 24

3.4 Red inteligente para la industria 26

4

4 **Elaboración de un concepto de planificación** **34**

4.1 Alimentación 36

4.2 Distribución de alimentación y configuración de la red 38

4.3 Autogeneración 39

4.4 Celdas de media tensión y centros de carga de baja tensión a nivel de proceso 50

4.5 Influencia sobre el arranque de motores 59

5

5 **Concepto para la distribución de energía en una planta de envasado de bebidas** **62**

5.1 Descripción de la planta de envasado de bebidas 62

5.2 Estimación de la demanda de potencia para la planta 65

5.3 Conexión a la red de suministro 67

5.4 Determinación de los centros de carga 67

5.5 Emplazamiento de las subestaciones de centros de carga, ejemplo LC 4 69

5.6 Protección de la red de media tensión 70

5.7 Conexión de la planta fotovoltaica 70

5.8 Cuadros de distribución de baja tensión para los centros de carga 78

7

6 **Concepto para la distribución de energía en una planta química** **94**

6.1 Descripción del proceso de separación del aire 94

6.2 Consumidores y requisitos 94

6.3 Diseño de la red y parámetros básicos del concepto 98

6.4 Configuración de las celdas de media tensión 99

6.5 Dimensionamiento de las salidas a motor en media tensión 105

6.6 Arranque de motor con transformador de bloque 111

6.7 Protección de generador 112

6.8 Concepto de protección de red así como gestión de la energía 113

6.9 Vistas de frente y planificación de espacios para las celdas de media tensión 118

7 **Anexos** **122**

7.1 Lista de las normas citadas 122

7.2 Lista de abreviaturas 125

7.3 Bibliografía 127

7.4 Sistema de unidades 129

Impreso **132**



E7	7F
54	B3
A2	14
13	4C
5A	C9
82	13
75	55
35	B1
A4	A2
15	56
08	08
3E	07
A4	A4
A9	D9
B4	16
04	88
8E	8E

Capítulo 1

Introducción
(virtualización, agilidad)

1 Introducción

1

La serie de manuales de aplicación de Siemens relativos a la distribución de energía eléctrica se basa en las indicaciones generales de planificación descritas en los manuales de planificación (como por ejemplo [1.1]).

En estos manuales de aplicación se concretizan los conceptos y descripciones generales en cuanto a los requisitos especiales de las aplicaciones correspondientes.

En el presente manual de aplicación se resumen los requisitos para redes industriales teniendo en cuenta la digitalización así como la integración de la autogeneración, y se reproducen en redes ejemplares. Las distintas tareas y condiciones marco conllevan planteamientos de solución específicos. El análisis y la optimización de los mismos con respecto a los requisitos típicos del cliente, como por ejemplo:

- Rentabilidad (inversión y operación)
- Respeto medioambiental
- Seguridad de futuro
- Seguridad de servicio

son las tareas principales de un planificador eléctrico.

2

3

La guía de planificación para distribuciones eléctricas [1.2] describe la concepción, realización y operación de redes industriales de manera muy detallada y exhaustiva. El presente manual de aplicación profundiza estos procesos y describe los procedimientos en base a dos ejemplos. Además se esbozan desarrollos recientes referentes a la integración de sistemas de autogeneración y de almacenamiento de energía, así como las amplias posibilidades ofrecidas por Siemens para la planificación y construcción de plantas industriales. Se presenta una estructura superior para el procedimiento de planificación del suministro de energía eléctrica en plantas industriales, con el fin de poder integrar las explicaciones más amplias y técnicamente más profundas [1.2] de una forma más rápida y sencilla.

Sin embargo, para obtener un procedimiento óptimo en el caso de proyectos de planificación más detallados, se recomienda consultar las observaciones de [1.2].

4

5

Este manual de aplicación puede emplearse, por un lado, para familiarizarse con la planificación eléctrica de plantas industriales, y por el otro lado, para usarlo casi como un catálogo para proyectos de empresas, contratistas generales y planificadores de fábricas. Este último aspecto muestra claramente que la consistencia de los conocimientos del socio contractual también influye en la consistencia de una solución de proyecto a elaborar.

6

Algunas particularidades de las redes industriales (véase [1.2]) son:

- Gran acumulación de cargas y aparamenta
- Configuraciones sencillas de las redes, que permiten modos de operación claros

7

- Potencia de cortocircuito elevada y alto nivel de sollicitación por corrientes de cortocircuito
- Alto nivel de fiabilidad de suministro en la red de distribución de baja tensión
- Integración de autogeneración y almacenamiento de energía
- Estrecha relación entre los procesos de fabricación / producción y la provisión de energía (generación, almacenamiento, distribución)
- Grandes perturbaciones en la red debidas a consumidores dinámicos
- Número elevado de horas de utilización para equipos e instalaciones eléctricas.

Para simplificar, en adelante no se distingue entre los conceptos de fabricación y producción. La literatura económica hace una distinción entre:

- Fabricación discreta = Demanda irregular con producción individual o de volumen y típicamente, de tanto en tanto, con cambios en los productos fabricados
- Fabricación repetitiva = Fabricación de productos idénticos en términos de tiempo y cantidad; pedidos en grandes cantidades
- Fabricación de procesos = Producción = Fabricación por lotes y basada en flujos; distinción entre procesos por lotes (discontinuos) y procesos continuos.

Dado que la capacidad de fabricación / producción de una planta industrial depende en gran medida del suministro de energía, y con ello también de la distribución de energía eléctrica, el planificador tiene que exigir, a su vez, especificaciones lo más detalladas posibles – u obtenerlas por sí mismo – para poder encontrar una solución adaptada de manera óptima. Entre otros, estas especificaciones incluyen:

- Definición de las cargas: Lo ideal sería que el planificador obtuviera una vista de planta con las cargas más importantes y sus datos eléctricos
- Especificaciones relativas a procesos y operación – con respecto a espacio y tiempo
- Requisitos de redundancia, disponibilidad y flexibilidad
- Emplazamiento y datos característicos de sistemas para la autogeneración y el almacenamiento de energía, incluyendo los modos de operación deseados
- Datos característicos de las alimentaciones por parte de los gestores de redes de transporte o distribución.

En casi todos los casos, la coordinación de las condiciones marginales para la planificación será un proceso iterativo, en el cual será de suma importancia la interacción entre el operador, el planificador de la fábrica, el arquitecto, el planificador de la producción, el planificador eléctrico y otras partes implicadas.

Más allá del margen de los conocimientos adicionales “clásicos” sobre planificación eléctrica, como por ejemplo experiencia en la planificación de fábricas y producción, ingeniería mecánica y de instalaciones, tecnología de automatización y edificios, análisis de eficiencia, así como gestión del medio ambiente y de la calidad, hoy día el planificador no debe perder de vista las tendencias actuales:

- Digitalización de la industria e Industria 4.0
- Simulaciones y modelado de información de construcción (BIM)
- Agilidad y sostenibilidad.

Estas tendencias, así como la interconexión en hardware y software de la técnica de fabricación y de procesos con la tecnología de la información y la comunicación (TIC), impulsan el progreso en todos los campos industriales. Además, ya hace tiempo que la industria está dando un paso más hacia la interconexión, adaptándose a las tendencias y requisitos actuales: la conexión inteligente entre la técnica energética y la técnica de fabricación/procesos. En este contexto, la gestión de la energía asume un papel importante para optimizar, por un lado, el suministro de energía, la generación de electricidad, el almacenamiento y la distribución de energía, y por el otro la disponibilidad, seguridad, eficiencia así como la flexibilidad y la aceleración de los procesos.

La interacción durante la integración e implementación de las tendencias individuales marca la pauta para la seguridad de futuro de un proyecto, sea en “Greenfield” (campo verde o abierto) o “Brownfield” (campo marrón u ocupado). Traducido al trabajo del planificador, este último analiza su proyecto en base a

- las experiencias obtenidas en el pasado
- las posibilidades y expectativas actuales
- los requisitos de clientes, autoridades, del público y el medio ambiente en el futuro, y determina sus soluciones en el presente.

i) Industria 4.0

Para las empresas, Industria 4.0 (abreviado I4.0) significa la profundización, paso a paso, de la digitalización a través de la cadena de valor industrial:

- Captura digital de parámetros y variables de proceso (empleo de sensores y aparatos de medida)
- Utilización de técnicas digitales de fabricación y producción (p.ej. actuadores, robótica, impresión 3D)
- Interconexión de dispositivos y procesos (IoT – Internet de las cosas – conceptos de big data y bases de datos como p.ej. MindSphere)
- Virtualización de dispositivos, instalaciones y sistemas (gemelo digital)

- Simulación y análisis de procesos y operaciones (sistemas de gestión, sistemas de planificación de producción)
- Automatización mediante tecnología de control (sistemas de control)
- Pronóstico y autorregulación mediante algoritmos y sistemas expertos.

Esto se representa en forma de una vía escalonada de desarrollo a Industria 4.0 para la transición de Industria 3.0 (digitalización en el sentido convencional para la aplicación de TIC) hacia I4.0 (Fig. 1/1). Otros términos actuales referentes a la planificación de fábricas son la fabricación avanzada “advanced manufacturing”, la fábrica del futuro “factory of the future”, la fábrica inteligente “smart factory”, o la industria inteligente “smart industry”. El término de sistema ciberfísico “Cyber-Physical System” (CPS) define la tecnología y la ingeniería en las que se basa el concepto de I4.0¹⁾. La digitalización, el IoT y los servicios web basados en la nube, como por ejemplo MindSphere, son módulos elementales de I4.0.

El objetivo de I4.0 es

- una flexibilización con costes optimizados de todas las etapas de la cadena de valor (palabra clave: flexibilización)
- preservando los recursos y el medio ambiente (palabras clave: eficiencia y conciencia ecológica)
- en conexión con un análisis inmediato de las condiciones marginales (palabra clave: rapidez)
- y la implementación sencilla de decisiones (palabra clave: adaptabilidad)
- manteniendo la calidad exigida (palabra clave: calidad).

Finalmente, en el mundo idealizado de una comunicación de máquina a máquina (M2M), las acciones humanas se concentran ante todo en la fase de planificación así como en la eliminación de fallos posteriores en el flujo de la producción o la operación.

¹⁾ Nota: Los sistemas ciberfísicos no solo juegan un papel decisivo para I4.0, sino que son los propulsores de muchos temas del futuro como por ejemplo la red inteligente (Smart Grid), la movilidad inteligente, vida activa asistida (AAL) o ESalud (E-Health).

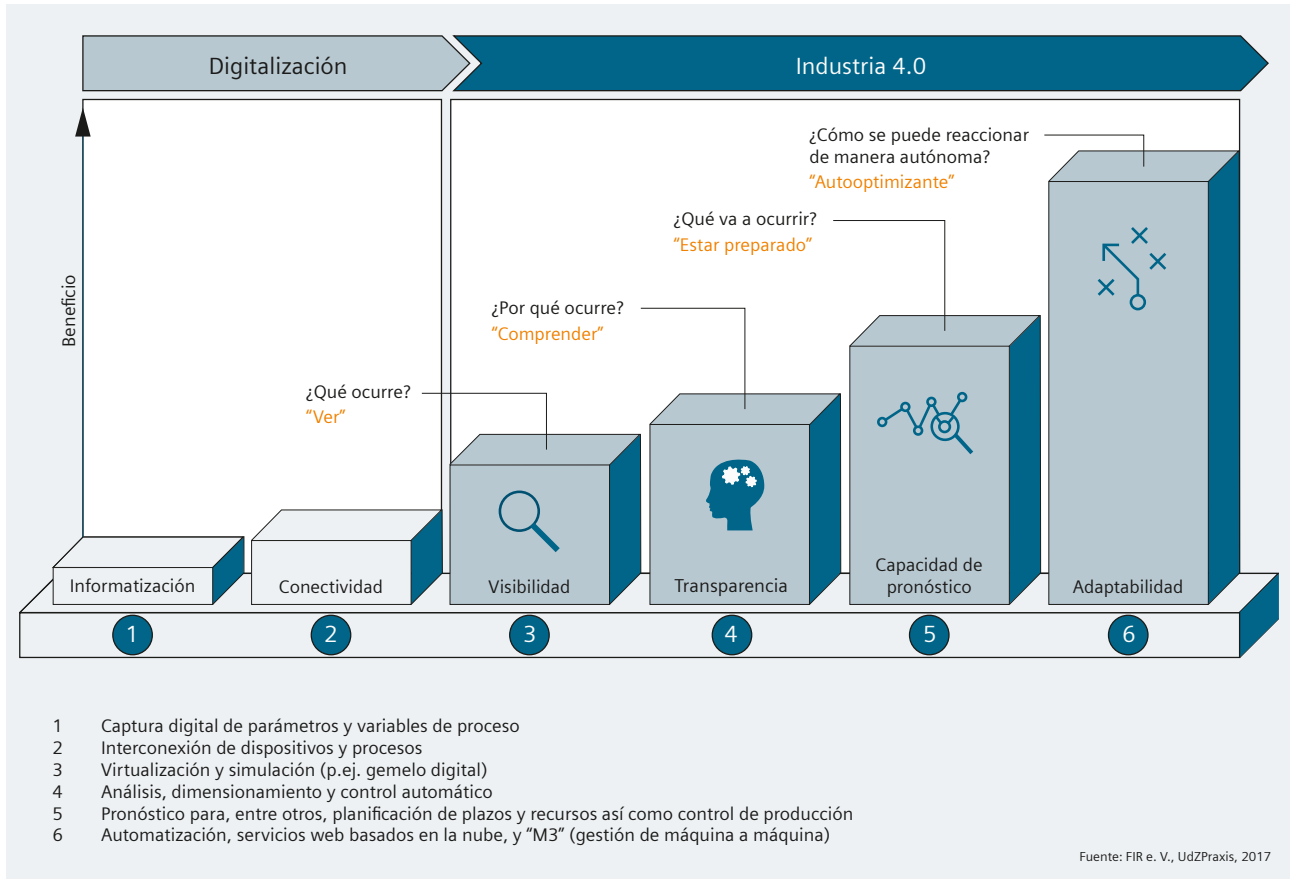


Fig. 1/1: Vía de desarrollo de Industria 4.0 para la transformación digital de empresas [1.3]

ii) Modelado de información de construcción (BIM)

Un módulo importante para la planificación de plantas industriales según I4.0 es la integración de BIM en el proceso de planificación de la fábrica. Durante la modelación hay que observar las conexiones cruzadas y los solapamientos entre sistemas y procesos que han sido planificados individualmente en su mayoría:

- Ingeniería de instalaciones
- Tecnología de edificios
- Técnica energética
- Sistemas TIC
- Arquitectura
- Procesos de negocios
- Procesos de fabricación o producción
- Procesos logísticos.

BIM es un primer paso hacia la planificación integrada. Los planificadores técnicos elaboran modelos parciales separados que luego se guardan en un modelo central para su posterior utilización. El modelo virtual acompaña a la fábrica a lo largo de todo el ciclo de vida: desde la

planificación a través de la construcción y la operación así como la adaptación o modificación retroactiva hasta el desmantelamiento.

BIM va mucho más allá de la planificación convencional en 3D, y debe considerarse como un concepto de optimización y coordinación a través de todos los edificios y procesos [1.4]. Además de los datos 3D para la geometría de los modelos de los edificios, hay que recopilar los datos para las otras dimensiones de los modelos de información de construcción [1.5]:

- 4D – Planificación del tiempo de construcción
- 5D – Planificación de los costes de construcción
- 6D – Informaciones de ciclo de vida típicas para la operación.

Los objetivos de BIM son los siguientes según la Directiva VDI 2552 Hoja 1:

- Optimización de la calidad de planificación
- Aumento de la seguridad de costes
- Eficiencia de la construcción y/o mejores análisis de ciclo de vida

- Minimización de riesgos mediante gestión de requisitos, modelos del proceso de construcción, y modelos de plazos integrados
- Mayor claridad y posibilidades de control mediante recopilación y administración de datos con una gestión de datos central.
- Provisión de una herramienta estandarizada con opciones ampliadas de marketing y relaciones públicas.

Las ventajas básicas derivadas son el intercambio estandarizado y estructurado de información, así como el almacenamiento superior de los datos del proyecto (como por ejemplo en la Fig. 1/2) De este modo pueden evitarse incompatibilidades, problemas de coordinación, coincidencias, redundancias, la no aceptación, la contaminación del medio ambiente y, en consecuencia, problemas de tiempo, costes adicionales e insatisfacción.

A este respecto, la Directiva Alemana VDI 2552 Hoja 1 especifica las fases de prestación del proceso de planificación según HOAI (estructura de honorarios para servicios de arquitectura e ingeniería). Mientras que la Directiva VDI 2552 Hoja 1 define que la determinación de las bases y la planificación preliminar (fases de prestación 1 y 2 según HOAI) no se efectúe antes del data drop 3 (desarrollo del proyecto), sería deseable – de cara a las ventajas que ofrece una coordinación temprana – integrar al planificador eléctrico ya durante el proceso de determinación de la demanda (Tab. 1/1).

Hay que observar que la consideración de los procesos operativos juega un papel importante en la planificación de la fábrica (capítulo 2). En consecuencia, es precisamente el planteamiento de un modelo BIM, incluyendo los factores decisivos de tiempo y costes, el que es particularmente interesante para la planificación de plantas industriales. La demanda de información se multiplica debido a los muchos factores a considerar. Además, cualquier imprecisión o incluso falta de datos y estimaciones pueden provocar iteraciones costosas.

Por esta razón y en relación con los costes de planificación, es aconsejable poner especial énfasis en los tres primeros hitos de la Tab. 1/1, tanto en tiempo como en costes. Debido al incremento del nivel de detalle, los costes de planificación para información, documentación, coordinación e integración aumentarán constantemente en el modelo de fases, por lo cual será cada vez más importante disponer de una base digital para planos, cálculos, simulaciones y comprobantes, con BIM como herramienta de trabajo.

iii) Agilidad y sostenibilidad

El término “agilidad” (“Business Agility”) se refiere a la reacción rápida de un sistema económico frente a cambios. Esto puede aplicarse a todo el entorno empresarial y, de este modo, también a la planificación de plantas industriales. La cooperación intensiva de las partes implicadas, la implementación y documentación de los resultados para otras partes implicadas en la planificación, así como la elaboración de soluciones óptimas que también tengan en cuenta otras instalaciones, puede suponer un extra en agilidad. En este proceso se aplica la documentación electrónica, tal como lo exige el sistema BIM.

En el contexto de la agilidad son conceptos básicos la flexibilidad y la dinámica, que deben ofrecer apoyo en vista de una planificación cada vez más compleja y requisitos con plazos críticos. La creciente cantidad de datos no solo debe ser registrada y almacenada, sino también procesada e implementada en actualizaciones del proceso y en ajustes de las instalaciones.

Tal como se siempre se expresa sin compromiso alguno, el rendimiento, el respeto medioambiental y la sostenibilidad pueden ser criterios importantes para acciones.

Data drop (hito)	Fase de proyecto BIM	Fases de prestación de la HOAI
1	Estudio del concepto	
2	Determinación de la demanda	Determinación de bases
3	Desarrollo del proyecto	Planificación preliminar
4	Diseño / aprobación	Planificación del diseño y de la aprobación
5	Ejecución	Planificación de la ejecución, supervisión de la obra
6	Conclusión del proyecto	Supervisión de la obra, documentación, ensayo de recepción
7	Operación / Utilización	

Tab. 1/1: Hitos (data drops) para la planificación BIM (según VDI 2552 Hoja 1) en relación con las etapas de planificación de la HOAI

Modelo de información de proyecto (PIM)

Modelo de coordinación + datos

Modelos técnicos

Formatos nativos

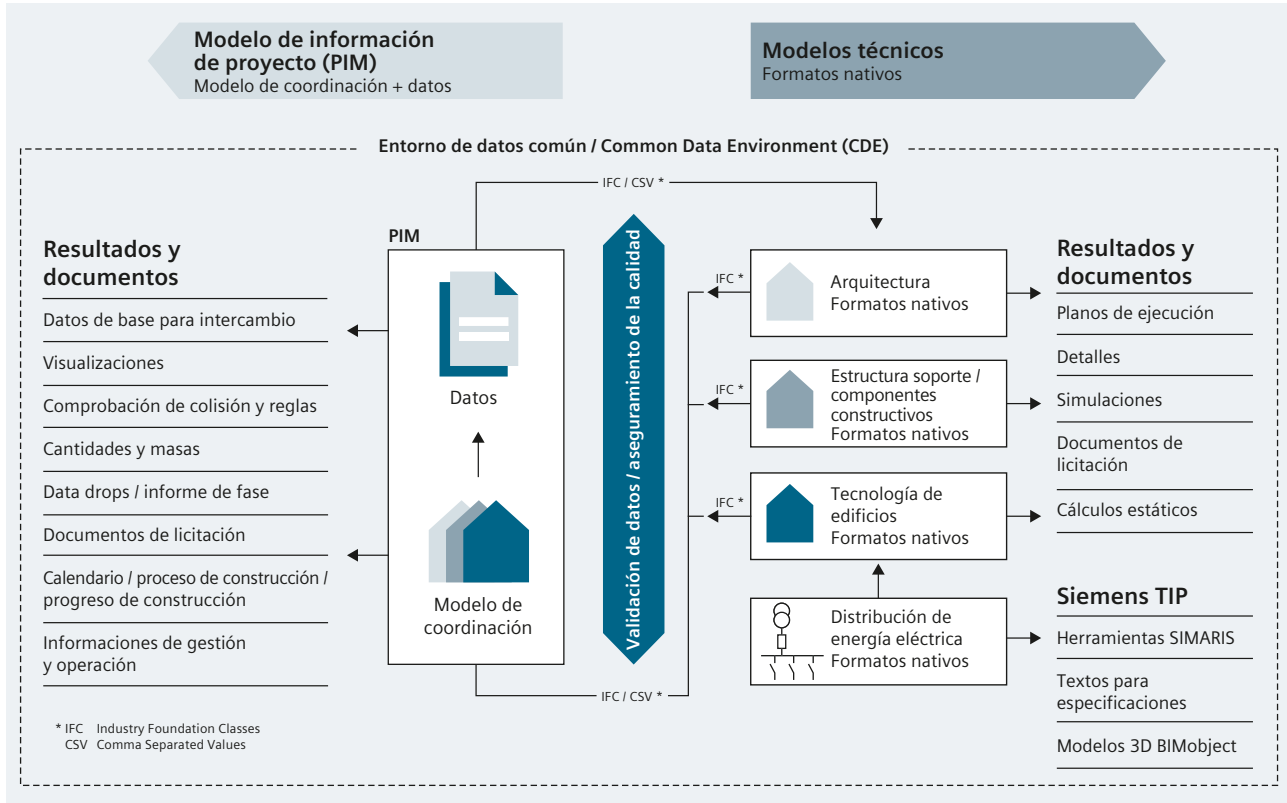


Fig. 1/2: Representación esquemática de un intercambio de datos estandarizado en BIM [1.6]

El verdadero dilema de la agilidad es la aparente renuncia a un plan de trabajo claramente estructurado, como se describe en la HOAI, en favor de fases que se solapan, para ahorrar tiempo y posiblemente costes. Mientras que las características actuales de BIM dirigen la planificación hacia un proceso uniforme y el empleo de herramientas, en los proyectos de planificación la agilidad destaca la interacción y reacción frente a cambios. Durante la planificación, la importancia de estos puntos aumenta de paso a paso precisamente con respecto a desarrollos, mejoras y coordinación.

Sin embargo, si un constructor no tiene las ideas muy claras sobre un proyecto y el objetivo de la planificación solamente ha sido diseñado de manera aproximada, los métodos ágiles apoyan el progreso del proyecto. En estos casos solo sirven procedimientos iterativos e incrementales: Se trabaja en múltiples equipos de planificación y en pasos pequeños, con total transparencia entre los equipos individuales. La transparencia es necesaria para desarrollar una comprensión hacia los requisitos del cliente, el arquitecto y los colegas planificadores. Se desarrollan objetivos de planificación, los cuales se transforman en planteamientos para la planificación.

Los resultados son verificados, y los objetivos y requisitos, ajustados.

La agilidad durante la planificación realza la importancia de las primeras fases de prestación (véase la Tab. 1/1; HOAI: FP1 y FP2; BIM: desde estudio del concepto hasta el desarrollo del proyecto), y BIM puede convertirse en un módulo importante de una planificación ágil, en especial de cara a otra tendencia: Un procedimiento "disruptivo" tiene la función de dividir tareas complejas en pequeñas unidades parciales, con los cuales los expertos pueden trabajar de forma más rápida y con competencias técnicas especiales. La vinculación de los resultados técnicos individuales y un intercambio de datos estructurado dentro de un modelo de información de proyecto BIM (véase la Fig. 1/2) facilita verificaciones y respuestas automáticas. Estas simplifican y aceleran el análisis, la coordinación y la documentación durante la planificación del proyecto.



Capítulo 2

Planificación de fábricas (MindSphere, proceso de fabricación)

2.1 Estructura de la planificación de fábricas	11
2.2 Modelo de fases para la planificación de fábricas	12
2.3 Fábrica digital	12

2 Planificación de fábricas

Índice

1

Científicamente, la planificación de fábricas se asocia a una división propia, las ciencias de fabricación. Aquí es interesante la multidisciplinariedad, que no se limita solamente al conocimiento técnico y aspectos de economía empresarial, sino que también está influida por el progreso en las ciencias sociales, ciencias naturales e incluso las ciencias humanas (Fig. 2/1) [2.1].

2

En la Directiva Alemana VDI 5200 Hoja 1, la planificación de fábricas se define como un proceso sistemático orientado a objetivos, estructurado en fases progresivas, realizado con la ayuda de métodos y herramientas, destinado a la planificación de una fábrica desde la definición de objetivos hasta el arranque de la producción. Se distingue entre:

- Nueva planificación (greenfield)
- Replanificación (brownfield) como por ejemplo ajustes, conversiones, ampliaciones, optimizaciones
- Cierre y desmantelamiento (shutdown)
- Revitalización de la planta (greyfield)

3

En principio, la planificación de fábricas siempre está basada en una decisión de estrategia empresarial, independientemente de si está motivada por causas internas, externas o una combinación de ambas. Por regla general, la fábrica deberá ser rentable, adaptable de forma flexible, así como ser compatible con la sociedad y el medio ambiente.

Respecto al horizonte de planificación de las decisiones empresariales, se puede distinguir entre [2.2]:

- Planificación estratégica (horizonte temporal de 5 años o más)
 - objetivo empresarial a largo plazo
- Planificación táctica (horizonte temporal de 2 a 3 años)
 - adaptación empresarial y de objetivos considerando condiciones de mercado
- Planificación operativa (horizonte temporal de 1 año)
 - acciones y medios para alcanzar los objetivos planeados.

La planificación de fábricas puede clasificarse esquemáticamente en un diagrama estructural (Fig. 2/2) según [2.3].

4

5

6

7

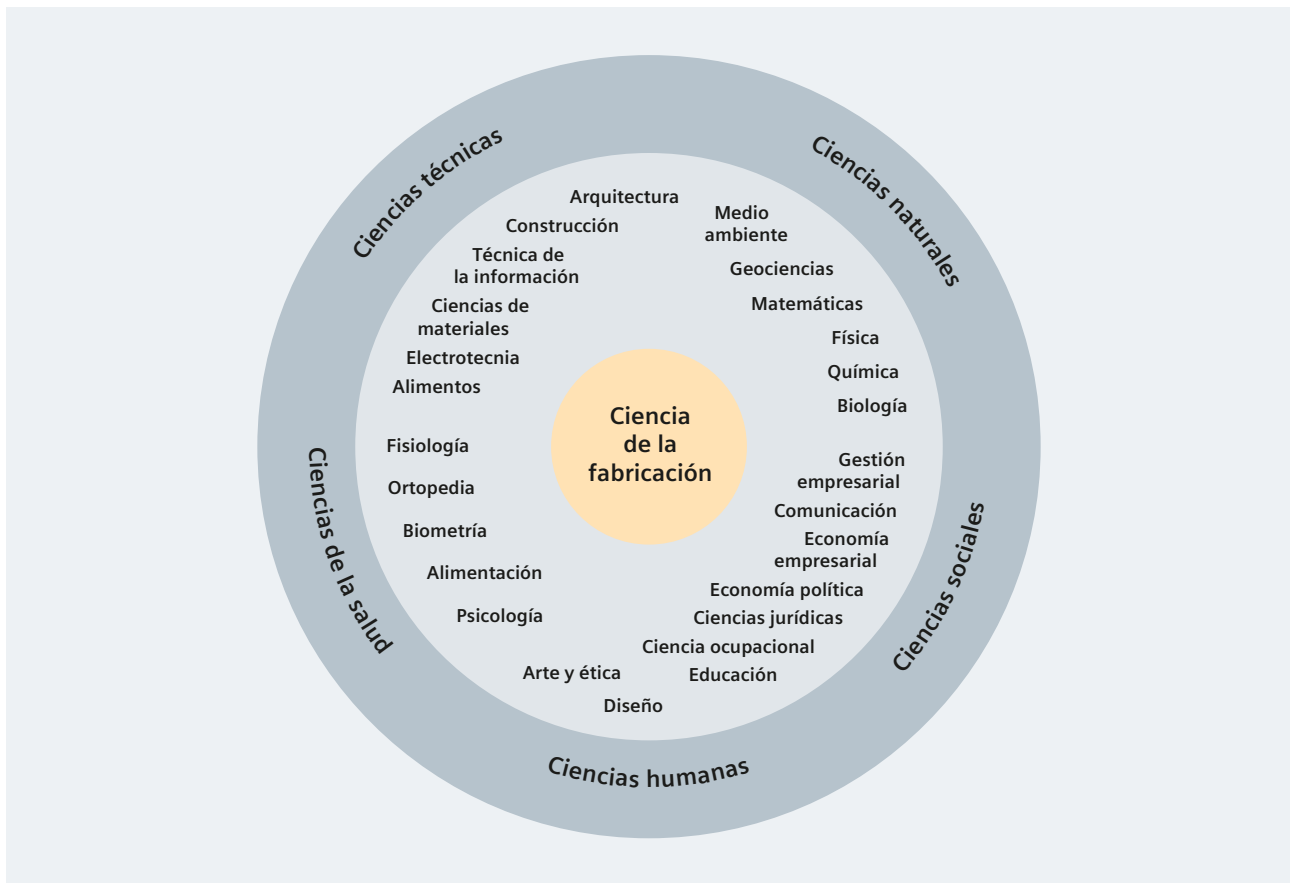


Fig. 2/1: Multidisciplinariedad de las ciencias de la fabricación, basadas en la categorización FOS de la OCDE [2.4]

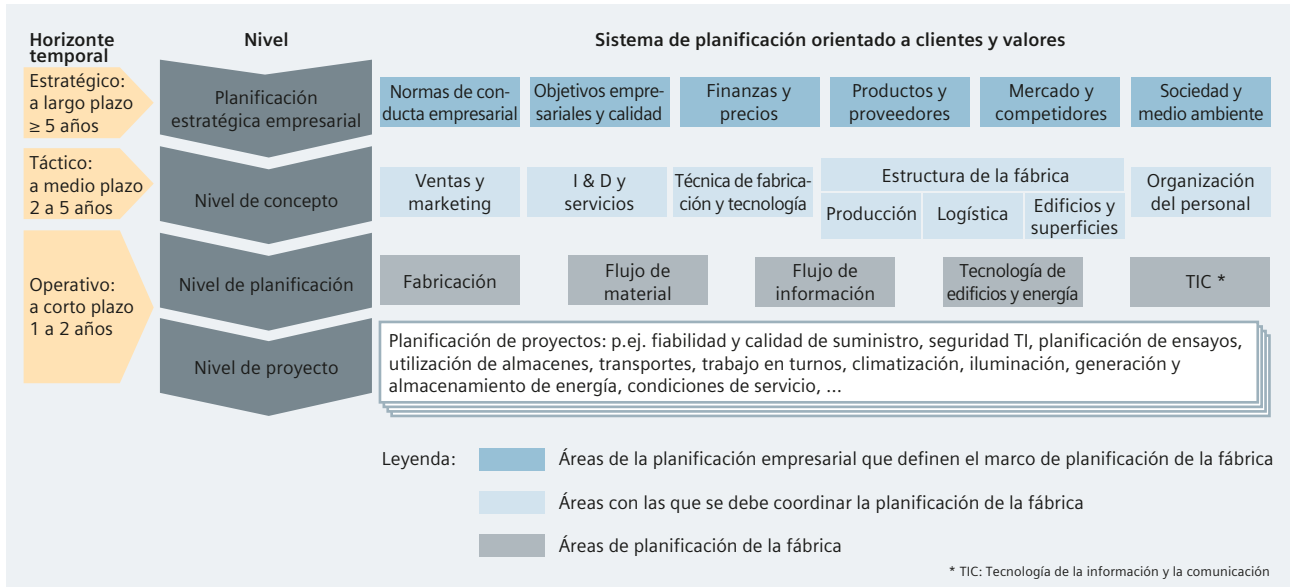


Fig. 2/2: Estructura de un sistema de planificación integral similar a VDI 3637

2.1 Estructura de la planificación de fábricas

Generalmente, el impulsor de una planificación de fábrica es la dirección de la empresa (o, en caso de replanificaciones menores, al menos sus representantes). El punto de partida está formado por conceptos estructurales que deben ser autorizados por la dirección de la empresa. Según la Directiva VDI 3637,

- el concepto de estructura técnica de producción (aspectos tecnológicos),
- el concepto de estructura logística (aspectos de organización de procesos)
- y el concepto de estructura de edificación (aspectos de edificabilidad urbana)

forman el marco para la planificación de fábricas (la Fig. 2/2 muestra un detalle de la estructura de planificación en base a la Directiva VDI 3637). Aquí ya queda clara la importancia futura de un proceso de planificación conforme a BIM mediante un gemelo digital.

Las ventajas de una estandarización de los procesos de planificación son, entre otras:

- Reutilizabilidad de resultados de planificación
- Facilitación en cuanto a la documentación y el archivado de datos.

En el nivel de concepto deben elaborarse, por ejemplo, plantillas de decisión que contengan datos sobre el presupuesto y la rentabilidad de inversión y operación, así como datos sobre el margen de tiempo previsto para la realización y las posibilidades de adaptaciones en el

futuro. Los modelos simples y las simulaciones pueden apoyar al proyectista ya durante la fase de concepción, de modo que tiene que ocuparse menos de las tareas rutinarias. En el modelado digital con BIM (véase VDI 2552-1 y capítulo 1), esto se implementa a través del concepto de aumento del nivel de detalle (LoD) para las fases de planificación. El nivel de detalle de modelado LoD se define por el nivel de detalle de datos necesario para la respectiva fase de planificación (nivel de finalización del modelo o madurez del modelo: LOD) respecto a informaciones económicas, técnicas y geométricas:

$$LoD (= LOD) = LoI + LoG$$

Nivel de detalle del modelo (nivel de finalización del modelo) (LoD) = nivel de detalle de datos de las informaciones técnicas y de economía empresarial (LoI) + nivel de detalle de datos de las especificaciones geométricas (LoG)

Esto significa: Para la planificación de ejecución, las informaciones deben ser más minuciosas y el concepto de fábrica desarrollado debe ser implementado con detalles adicionales de la forma más realista posible. Estos trabajos poseen un elevado potencial para el aprovechamiento efectivo de las herramientas de la "fábrica digital" (capítulo 2.3). Estas aceleran el proceso de planificación, ya que muestran flujos de trabajo – por ejemplo, con soluciones de muestra estandarizadas – a los proyectistas implicados. Ejemplos de ello son un modelado rápido y una rápida ubicación de instalaciones de producción o partes de la tecnología de edificios, por ejemplo tuberías, con ayuda de bibliotecas o funciones ("features").

2.2 Modelo de fases para la planificación de fábricas

La planificación de fábricas, especialmente en caso de nueva planificación o conversión, también puede dividirse en fases. En la Directiva VDI 2552 Hoja 1 se especifica el modelo de fases correspondiente. En comparación con las estructuras de fases de prestación en BIM y HOAI (Tab. 1/1), los requisitos empresariales se incorporan al proceso de planificación ya desde un principio (Fig. 2/3). Explicaciones más detalladas respecto a la Fig. 2/3 excederían este ámbito y pueden consultarse en la literatura especializada, por ejemplo en [2.5] y [2.6].

En este contexto se definen cada vez con mayor detalle el diseño, la organización y los procesos, así como sus respectivas interconexiones con otras disciplinas de planificación. A medida que se tienen en cuenta las tareas de planificación empresarial, la complejidad de las relaciones entre los distintos aspectos de la planificación crece. Generalmente, esto conduce a numerosas iteraciones. Según VDI 5200 Hoja 1, algunas disciplinas de planificación típicas que deben ser integradas, son:

- Planificación empresarial
- Desarrollo tecnológico
- Planificación de personal
- Planificación financiera
- Operación de la fábrica.

Teniendo en cuenta los cinco niveles de planificación en la Fig. 2/3, puede desarrollarse un esquema de planificación de cinco fases:

- Estructura ideal (orientada a redes)
- Esquema de función y flujo (fábrica)
- Visión idealizada del diseño (diseño aproximado)
- Plan de diseño real (diseño minucioso)
- Configuración (estación de procesado y de trabajo)

La finalidad última del esfuerzo técnico de planificación en la evolución de una empresa industrial clásica hacia una “fábrica digital” es la creación y operación virtual de un gemelo digital (Fig. 2/4) ya en la fase inicial de la planificación.

2.3 Fábrica digital

Un modo de representación y planificación digital puede considerarse la solución ideal para poder definir y analizar de forma sistemática las interconexiones y los procedimientos. Como punto de partida para la planificación de fábricas, la Directiva VDI 4499 Hoja 1 define el concepto de “fábrica digital” como un concepto general

para una red extensa de modelos, métodos y herramientas digitales – por ejemplo, para la simulación y visualización tridimensional –, integrados mediante una gestión consistente de datos. Con aplicaciones de bases de datos y posibilidades de simulación que profundizan cada vez más en los procesos de producción y trabajo, la digitalización está introducida en todas las fases y niveles de la planificación de fábricas. Algunas de las ventajas son:

- Mejora de la ingeniería y de la calidad de automatización
- Preparación y desarrollo del proyecto en menos tiempo
- Aumento de la disponibilidad y de la seguridad de las instalaciones
- Posibilidad de optimización, formación y prueba antes de la puesta en servicio.

Hay que remarcar que la Directiva VDI 4499 Hoja 1 pone en un primer plano los aspectos técnicos y de economía empresarial de la digitalización. Sin embargo, aparte de la técnica y la rentabilidad, el tercer gran factor que debe ser incorporado de forma integral en todas las planificaciones es la persona, para lo cual se deben tener en cuenta entre otros factores las jornadas de trabajo, cualificaciones y nexos sociales. En la directiva se hace referencia a otra Directiva VDI (VDI 3633 Hoja 6), donde se describe la representación del personal en los modelos de simulación.

Básicamente, para la digitalización de la planificación de fábricas debería tenerse en cuenta la influencia del público y de la sociedad, y con ello, como ya se ha mencionado anteriormente, los nexos sociales y ecológicos de la fábrica y de la producción. Sin embargo, en adelante se considera la planificación técnica de la distribución de energía, de modo que los aspectos sociales de la fábrica digital solo se tienen en cuenta de forma marginal. Por el otro lado, la influencia ecológica en el diseño técnico de la distribución de energía eléctrica – y con ello, también sobre el proceso de planificación – adquiere una importancia cada vez mayor.

Un aspecto esencial de la fábrica digital es la virtualización. El gemelo digital integral tiene tres características: el producto, la producción y el rendimiento de producto y producción (Fig. 2/4), que deben estar disponibles en un modelo de datos común [2.7].

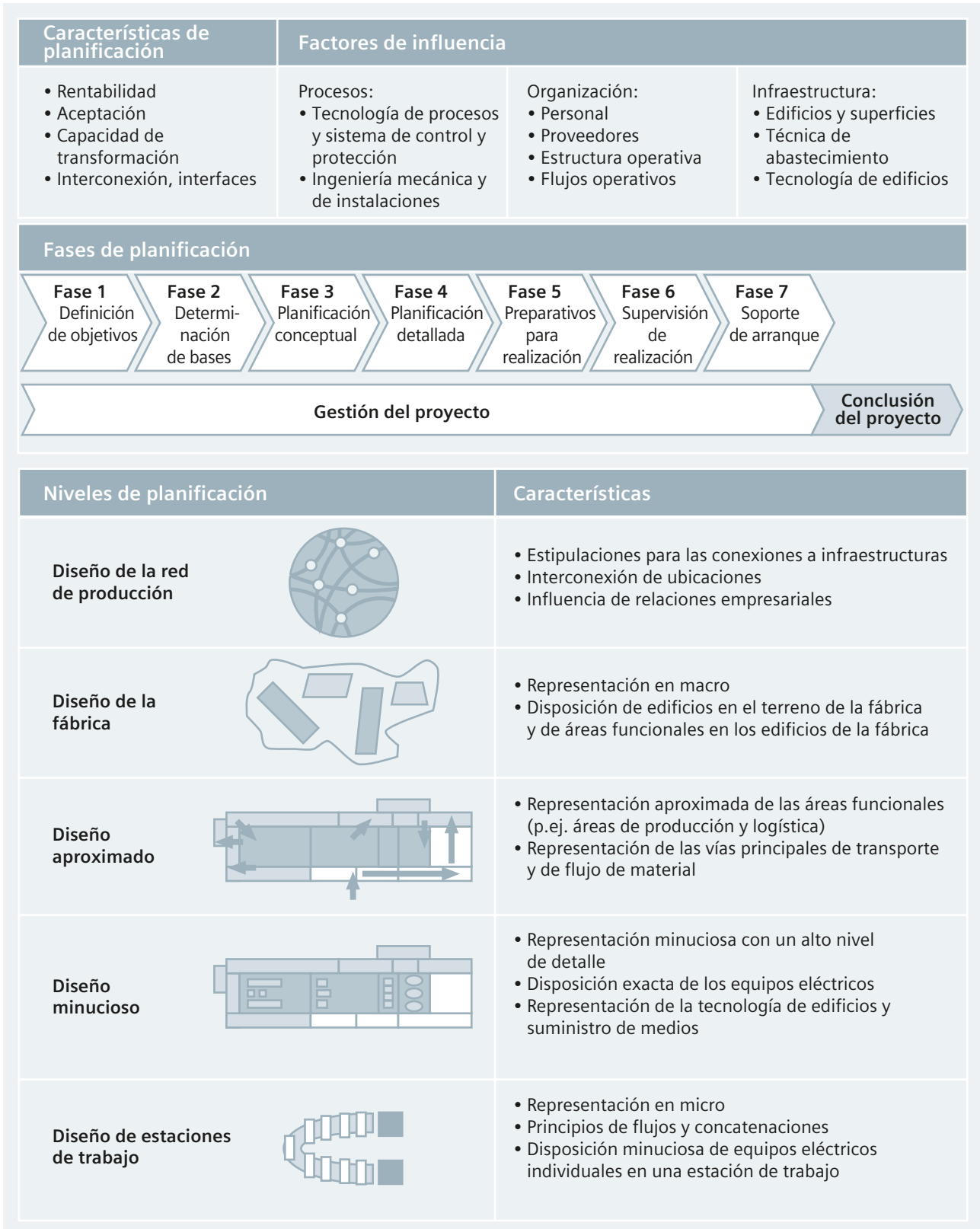


Fig. 2/3: Fases del proceso de planificación de fábricas

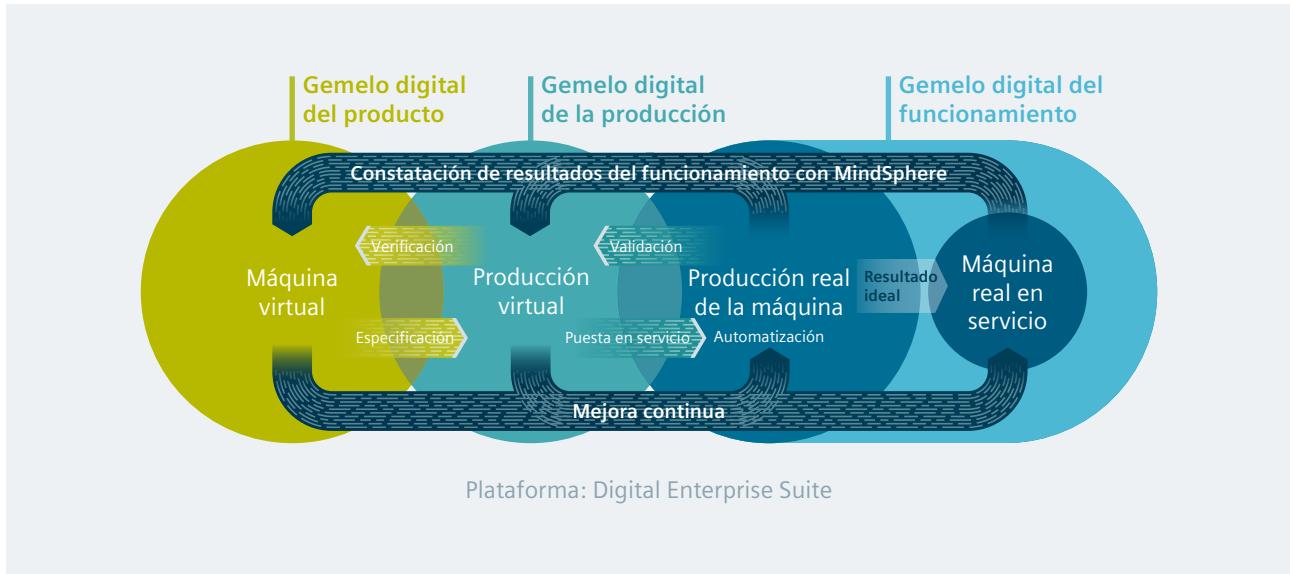


Fig. 2/4: Virtualización con Digital Enterprise Suite

Siemens ofrece un completo portafolio de software en torno a la virtualización de la fábrica. Digital Enterprise Suite puede generar soluciones óptimas para la gestión de una fábrica de producción (MOM), basándose para ello en numerosos módulos. Estos son algunos ejemplos de los módulos de este conjunto de programas:

- Teamcenter – software para la gestión de datos de productos y de su ciclo de vida (PDM y PLM)
- NX – diseño e ingeniería de productos
- Simcenter – creación de un gemelo digital del producto y simulaciones de prueba de su rendimiento
- Tecnomatix – simulación de fabricación y optimización de procesos
- COMOS – gestión de ingeniería y gestión de activos, amplias posibilidades de formación para el personal operativo
- SIMATIC – integración transversal y planificación de procesos con visión de futuro
- XHQ – gestión de KPI (indicadores típicos) y rendimiento en tiempo real para análisis y apoyo en la toma de decisiones
- SIMIT – virtualización de instalaciones y simulación de estado de instalaciones para la optimización de la ingeniería de procesos; entorno virtual de formación
- TIA Portal – plataforma de ingeniería, para la automatización y simulación de lógica de automatización, entre otros

MindSphere completa la oferta para la implementación de la planificación digital de fábricas como parte de Industria 4.0. Siendo una plataforma abierta basada en la nube (PaaS), MindSphere ofrece una conexión de datos segura a aparatos, máquinas e instalaciones. Gracias a la transmisión de datos en tiempo real, las aplicaciones y servicios en la plataforma se pueden aprovechar, por ejemplo, para servicios y optimizaciones. La comparación de datos reales con los resultados de simulaciones puede indicar problemas como cargas incorrectas o retardos. La Fig. 2/5 representa de forma aproximada la arquitectura de la plataforma MindSphere. En [2.8] se puede encontrar una descripción más detallada.

MindSphere ofrece un entorno de desarrollo que permite la integración de aplicaciones y servicios propios. La plataforma – concebida como sistema operativo abierto para el internet de las cosas – permite mejorar el rendimiento de instalaciones mediante la captura y el análisis de grandes cantidades de datos de producción. La conectividad, las herramientas para desarrolladores, las aplicaciones para captura, visualización, análisis y reutilización de datos, así como aplicaciones y servicios específicos del sector industrial son los principales componentes de MindSphere. Ejemplos de los cuatro módulos principales (Fig. 2/5) son:

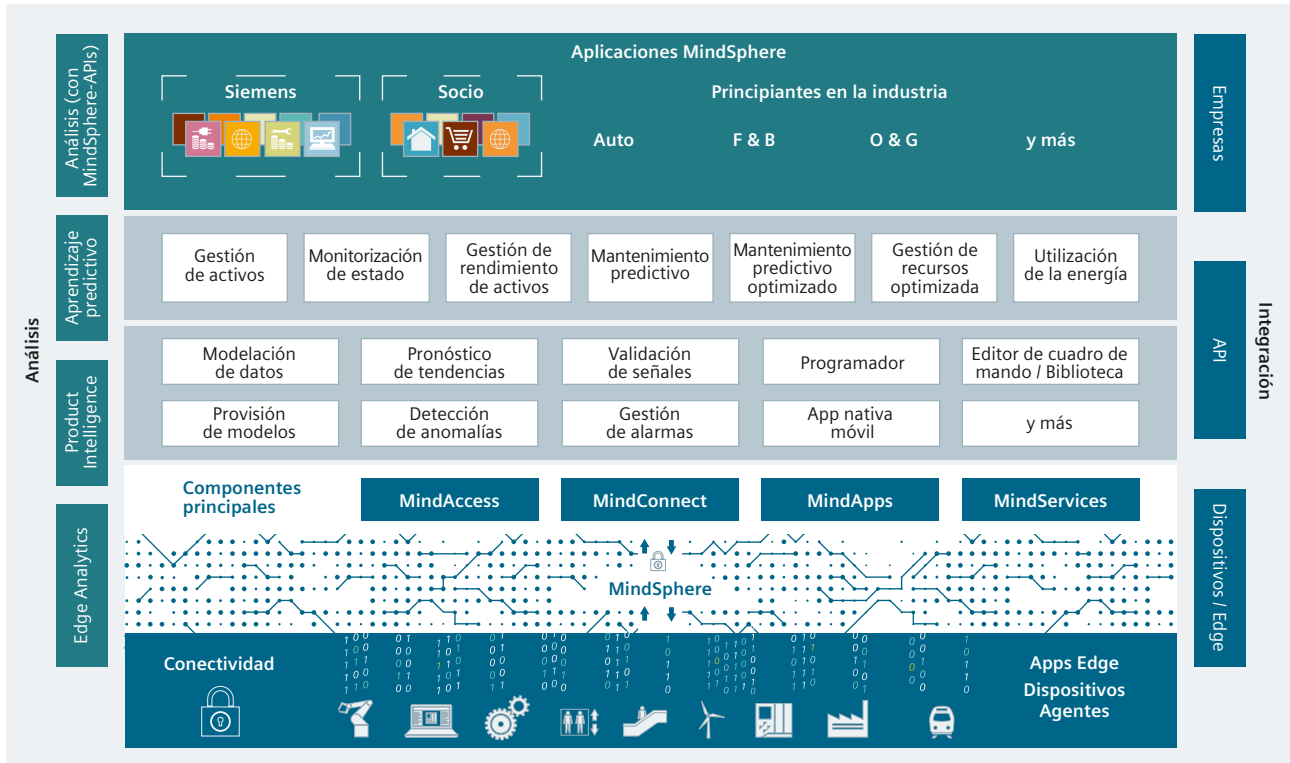


Fig. 2/5: Resumen de la arquitectura MindSphere [2.8]

i. MindAccess

- **MindAccess Developer** permite el acceso al sistema de desarrollo para desarrollar y comprobar aplicaciones e incorporarlas al sistema en operación en función del paquete
- **MindAccess User** proporciona una cuenta con la cual se puede acceder a la plataforma MindSphere, y permite utilizar aplicaciones MindSphere, configurar activos y usuarios, así como almacenar datos
- **Fleet Manager** ofrece un resumen de los activos configurados en MindSphere, así como la posibilidad de encontrar y gestionar rápidamente activos relevantes en base a distintos criterios
- **Fleet Manager Plus** añade, como opción complementaria a Fleet Manager, funcionalidades adicionales como reglas con notificación por correo electrónico e información sobre activos

• Visual Analyzer

proporciona una sinopsis sobre los activos configurados en MindSphere. Mientras que Fleet Manager es una herramienta para gestionar el parque de máquinas, Visual Analyzer es una herramienta para la búsqueda en profundidad en los datos, y ofrece la posibilidad de configurar vistas específicas de distintos aspectos

• TIBCO JasperSoft™ Service

simplifica la creación de paneles de control e informes.

ii. MindConnect

• MindConnect Nano / MindConnect IoT2040

Hardware (aparatos) para la conexión de activos a MindSphere, para permitir la captura y transmisión de datos

• MindConnect FB 1500

Biblioteca TIA Portal STEP 7 que permite la conexión de S7-1500 a MindSphere

• CMS X-Tools PROFESSIONAL

Condition Monitoring System (CMS), una herramienta para el análisis, diagnóstico, visualización y archivado de procesos dinámicos en todos los sectores industriales.

iii. MindApps

- *Product Intelligence*
automatiza la evaluación dependiente del contexto de los datos de rendimiento de producto, aumentando de este modo la transparencia del rendimiento del producto y de la cadena de suministro con el fin de evitar costosas retrallamadas, solucionar más rápidamente los problemas de calidad e intensificar la experiencia de los usuarios
- *Manage MyMachines*
permite, de forma sencilla, la monitorización de máquinas herramienta en centros de producción pequeños o grandes, aumentando de esta manera su disponibilidad y productividad.

iv. MindServices

- *MindSphere Academy*
es sinónimo de posibilidades universales y variadas de formación en el marco de Industria 4.0. Se centra en la digitalización de la empresa, el diseño de aplicaciones, posibilidades técnicas y soluciones con MindSphere, así como en el desarrollo y distribución de soluciones empresariales en el mercado IoT
- *MindSphere Consulting*
ofrece visión y conocimientos para apoyar y simplificar la implementación de MindSphere. La experiencia de nuestros expertos facilita el arranque y ofrece apoyo durante el desarrollo de casos de negocio y apps, o soluciones a medida
- *MindSphere Security Service*
para asegurar los datos IoT en cualquier punto. Siemens Plant Security Services reconoce amenazas de forma temprana, de modo que los puntos débiles se pueden analizar en detalle. Se implementan medidas de seguridad adecuadas y exhaustivas para evitar ataques futuros.



Capítulo 3

Suministro de energía y consumo de energía durante la operación de la fábrica

3.1 Consumo de energía y valor de producción	19
3.2 Cargas económicas por cortes de electricidad	21
3.3 Diagramas de flujo de energía	24
3.4 Red inteligente para la industria	26

3 Suministro de energía y consumo de energía durante la operación de la fábrica

Índice

1

2

3

Según los aspectos para la planificación de fábricas mostrados en el capítulo 2, como objetivo de una planificación óptima no solo se debe definir una inversión en equipos e instalaciones lo más rentable posible. Los cálculos ejemplares de costes y potencias para la operación planificada también tienen en cuenta, además de los costes de materias primas, personal, prestaciones y servicios, los costes del suministro de energía. En el futuro, las consideraciones económicas y tecnológicas serán influenciadas por condiciones generales políticas y aspectos medioambientales todavía más que en la actualidad. La Fig. 3/1 [3.1] muestra el desarrollo del consumo final de energía, desglosado según fuentes de energía.

De igual modo se aprecian las diferencias regionales en la utilización de las diferentes fuentes de energía y el correspondiente desarrollo futuro (Fig. 3/2). Los valores esperados de consumo de energía en la Fig. 3/1 y la

Fig. 3/2 hasta el año 2050 están basados en el escenario de referencia de la EIA. Aquí, para los países de la OCDE se parte de un crecimiento medio del producto interior bruto (PIB) de aproximadamente el 1,5 % entre 2018 y 2050. Para los países que no pertenecen a la OCDE, el valor es de aproximadamente el 3,8 %. Sin embargo, hasta el año 2050 el valor absoluto del PIB de los países no pertenecientes a la OCDE podría no haber superado aún el 45 % del PIB de los países de la OCDE.

Hay que tener en cuenta el detalle de que el incremento del consumo final de energía entre 2018 y 2050 en los países de la OCDE es causado principalmente por el aumento del consumo industrial de productos petrolíferos y de gas en los EE.UU. El consumo de energía eléctrica tampoco destacará en el futuro. Sin embargo, el aumento medio anual del 1,05 % del consumo de electricidad en la industria sobrepasa el incremento total de energía de aproximadamente el 0,9 % anual.

4

5

6

7

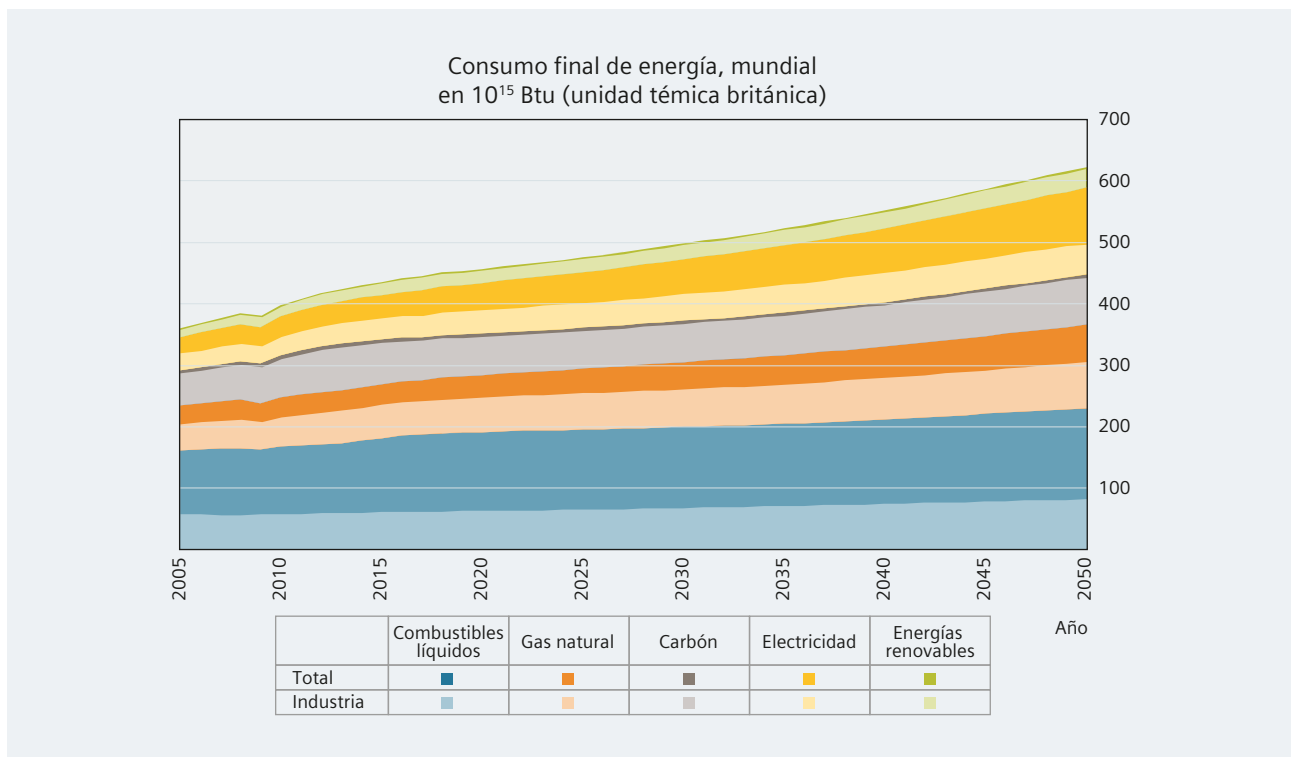


Fig. 3/1: Evolución temporal del consumo mundial final de energía (consumo total y parte proporcional de la utilización industrial), desglosado según fuentes de energía [3.1]



Fig. 3/2: Evolución temporal del consumo final de energía para utilización industrial en diferentes regiones [3.1], desglosado según fuentes de energía

3.1 Consumo de energía y valor de producción

Para una mejor estimación de la importancia del consumo final de energía para plantas de producción hay que valorar estos costes en relación con las demás partes proporcionales del valor de producción, tales como costes laborales y precios de materia prima, entre otros. Con la ayuda de valores estadísticos pueden evaluarse series numéricas para países y regiones importantes en el aspecto económico (Fig. 3/3). Aquí, las diferencias regionales y el desarrollo técnico de países y regiones tienen un efecto notable sobre las distintas partes proporcionales de los costes. También son dignas de consideración las diferencias que resultan del desglose de los costes para los distintos sectores productivos.

Los costes de energía se pueden desglosar según las fuentes de energía utilizadas en la producción (Fig. 3/4). Para simplificar, los consumos de energía se vinculan con precios medios de las diferentes fuentes de energía, ya que para el consumo de las diferentes fuentes de energía son importantes las técnicas empleadas y los recursos disponibles. Además, los precios para las distintas fuentes de energía se diferencian claramente según país o región. También la evolución temporal de los distintos componentes en cuanto a los costes de producción influye claramente en los recursos, procedimientos y tecnologías empleadas.

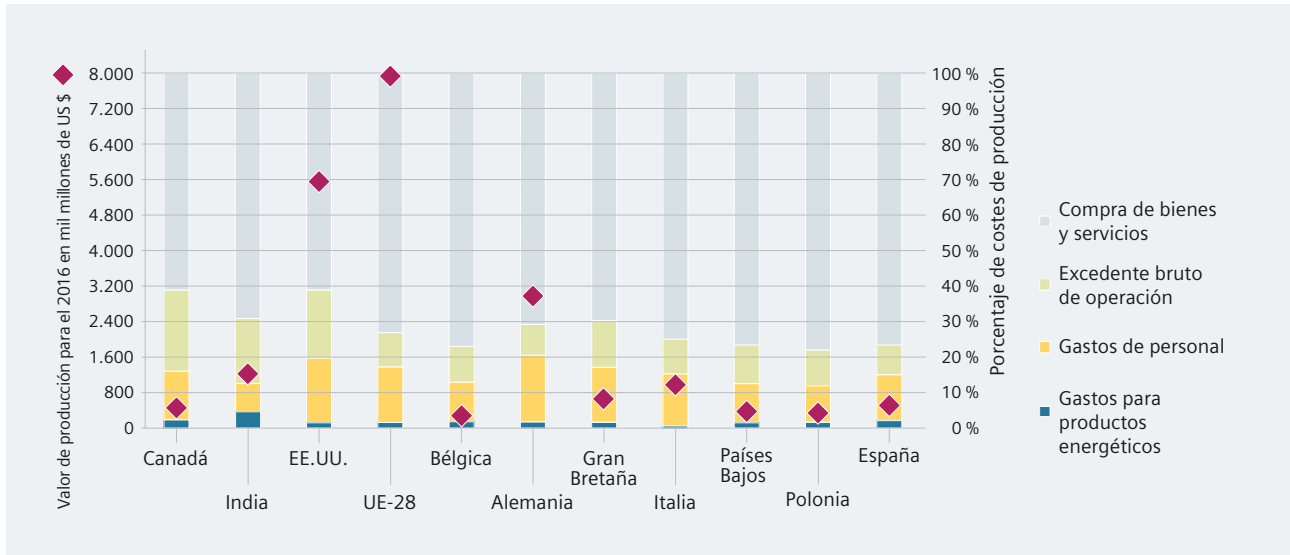


Fig. 3/3: Desglose porcentual de los costes de producción (barras, véase a la derecha) y del valor total de producción (rombos, véase a la izquierda) en el año 2016 en países / regiones seleccionadas, promediado para los distintos sectores de fabricación [3.2]

Ejemplos de diferencias de precio y, por consiguiente, de costes en las fuentes de energía:

- El desglose de los costes específicos de las fuentes de energía referidos a extracción propia o importaciones también conduce a diferencias cruciales en los precios en distintos países [3.3]
- Actualmente, los precios del gas natural en Europa son, por término medio, aproximadamente el doble de los de EE.UU. e incluso el triple de los de Canadá [3.4]
- En la UE, los precios de la electricidad para usuarios industriales difieren en un factor de 2,5 aproximadamente [3.4]. También los precios de la electricidad en EE.UU. son aproximadamente la mitad de los valores medios de la UE.
- Dependiendo de las cantidades de electricidad o gas consumidas por la empresa, los precios difieren en parte de forma clara (en la media europea, la diferencia en el precio de la electricidad para una empresa "pequeña" o una empresa "grande" difiere en una relación de 1,75 a 1 y la diferencia para el precio del gas es de 1,3 a 1)
- De todas formas, para una empresa media deben suponerse precios ficticios de electricidad y gas debido a la vinculación entre los precios de potencia y precios de consumo de electricidad y gas, causados también por los diferentes impuestos y tasas en los diferentes países
- En la India, los sectores industriales del hierro y acero, metales no férricos, la industria química, así como la construcción de maquinaria prácticamente utilizan exclusivamente productos del carbón y productos petrolíferos [3.5] en la actualidad. Una causa posible

es la autogeneración de las empresas mediante carbón o productos petrolíferos debido a la elevada inseguridad del suministro a través de la red.

Para la Fig. 3/4, los datos de consumo de las fuentes de energía según Eurostat [3.6] se convierten en partes proporcionales de costes para las distintas fuentes de energía en base a los precios específicos de fuentes de energía de la Tab. 3/1.

Electricidad	100 €/MWh (entre unos 50 y 150 €/MWh)
Gas natural	30 €/MWh (entre unos 3 y 50 €/MWh)
Carbón	10 €/MWh (entre unos 6 y 15 €/MWh)
Petróleo crudo	24 €/MWh (entre 23,5 y 25,5 €/MWh)

Tab. 3/1: Precios específicos de fuentes de energía, derivados de las indicaciones en [3.3, 3.4, 3.7]

En la Unión Europea, el consumo de electricidad es el mayor factor de costes a la hora de comprar energía. Para la importancia de la energía eléctrica en la producción también hay que tener en cuenta la aseguración de una operación fiable, lo cual se esboza brevemente en el apartado siguiente.

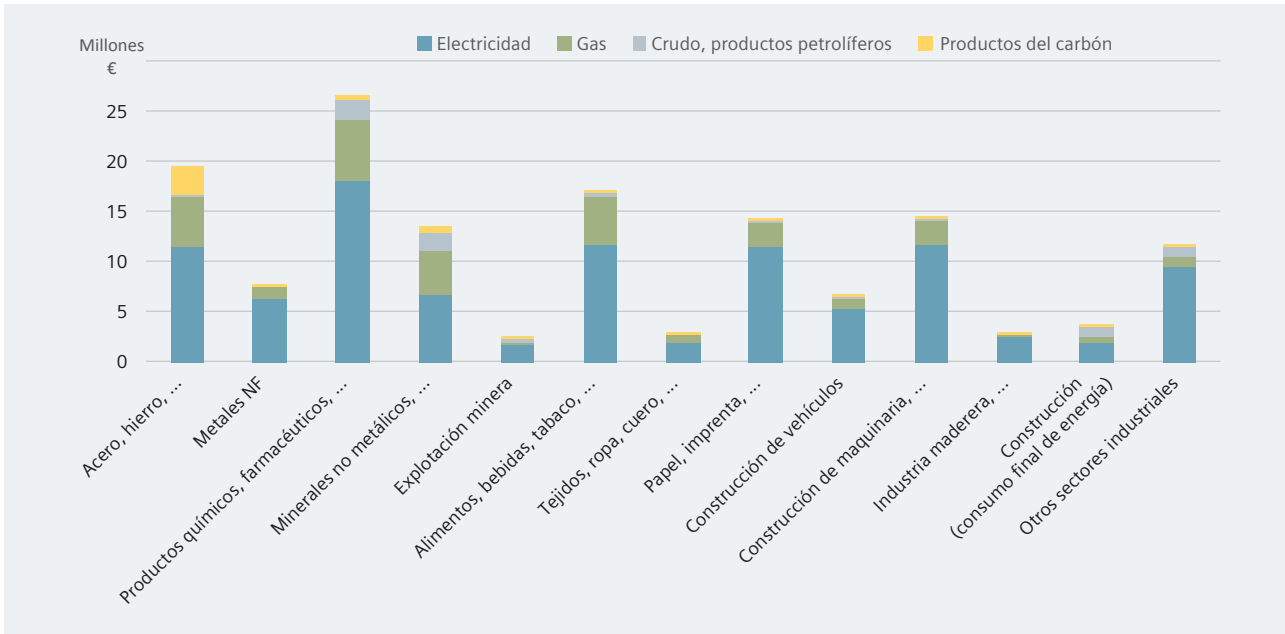


Fig. 3/4: Desglose de los costes de energía en la UE (UE-28 para 2016) para distintos sectores de fabricación

3.2 Cargas económicas por cortes de electricidad

Si en el lado de los costes de una planta de producción se consideran los factores que pueden ser influenciados de manera inmediata, como pueden ser los costes de personal y de energía, los costes del consumo de electricidad sí que son una parte importante. A ello hay que añadir la influencia sobre el desarrollo de la producción de las incidencias en el suministro de electricidad causadas por eventos externos (fallo en la alimentación de red) o internos (accidente de trabajo con destrucción de cables o consecuencias de un incendio). Incluso pequeños fallos ya pueden tener como consecuencia paros en la producción o incluso daños en las instalaciones. Un ejemplo típico de las graves consecuencias de un fallo es el enfriamiento y solidificación no deseada de coladas, de modo que haya que desmontar y cambiar partes completas de las instalaciones. Los problemas externos pueden ser causados, por ejemplo, por catástrofes naturales, ataques cibernéticos o errores de operación en las redes de transporte y distribución. En un mercado liberalizado, tampoco se debe subestimar el peligro "no técnico" debido a la especulación en el comercio de electricidad [3.8]. Si el suministro de red es afectado por estas influencias externas, la gestión interna de problemas de la empresa debe estar preparada para ello. Porque el seguro contra daños debidos a gestores de red externos es, por regla general, excesivamente bajo.

Value of Lost Load (VoLL)

Para la valoración económica de un corte de electricidad o, más exactamente, de los costes debidos a energía eléctrica no suministrada, se ha creado un parámetro característico: VoLL. En el Reglamento UE 2019/943, este valor ha sido definido como el importe que el cliente estaría dispuesto a pagar por la continuidad del suministro eléctrico, por ejemplo para evitar una interrupción de la producción debida a un corte de electricidad. En el comercio de energía, este importe – aún por definir – debe ser tenido en cuenta para los precios de compensación (el precio de compensación identifica el punto de intersección entre oferta y demanda, y se determina según el Reglamento UE 2015/1222 mediante el balance entre ofertas de compra y venta en el mercado de la electricidad). Con la definición simple del VoLL según el informe de la Comisión Europea [3.9]:

$$\text{VoLL} = \frac{\text{Excedente de operación}}{\text{Consumo de electricidad de la empresa}}$$

y los valores estadísticos de Eurostat, IEA, Canada Statistics y Klems India se puede calcular una serie de estimaciones que representan la pérdida económica – en Euros u otra divisa – que podría producirse debido a la falta o la ausencia de un kilovatio hora o un megavatio hora de energía eléctrica (véase la Fig. 3/5). En la Fig. 3/6 y

Fig. 3/7, las plantas de producción se diferencian según sectores, de modo que la dependencia de la técnica empleada y la fuente de energía utilizada en los procesos de fabricación – al igual que las peculiaridades regionales – reflejan, por así decirlo, la importancia económica de un suministro de electricidad fiable.

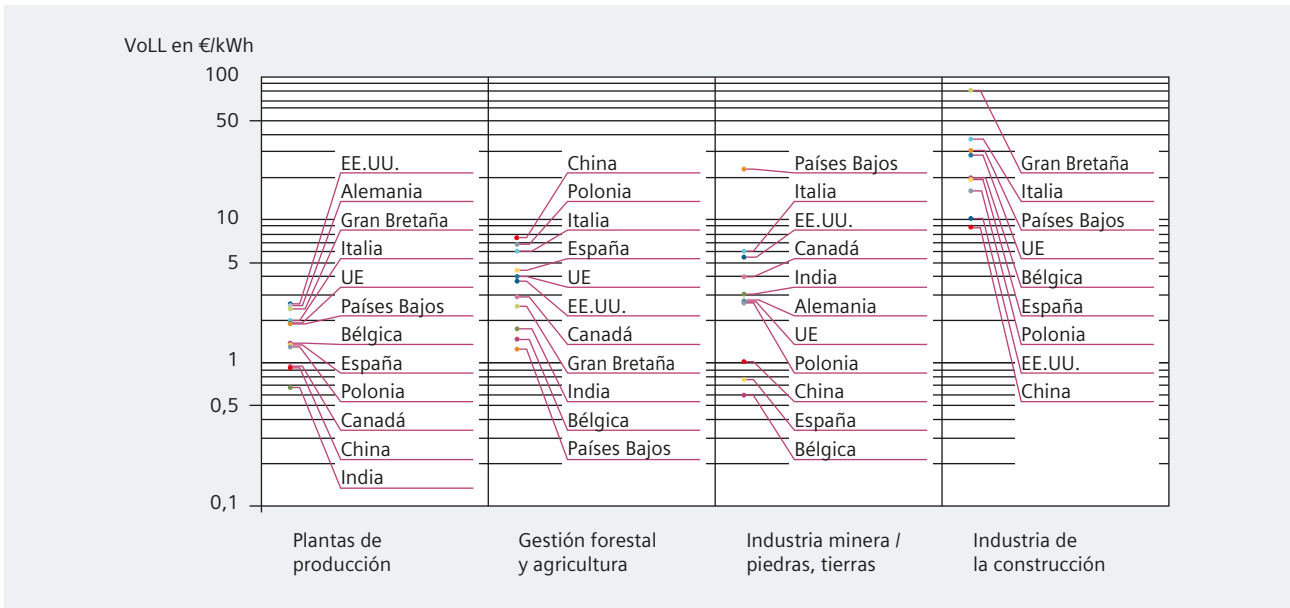


Fig. 3/5: Valores calculados del Value of Lost Load (VoLL) para industrias individuales de algunos países y regiones en el año 2016



Fig. 3/6: Parte 1 de los valores calculados del Value of Lost Load (VoLL) para sectores de producción individuales de algunos países y regiones en el año 2016

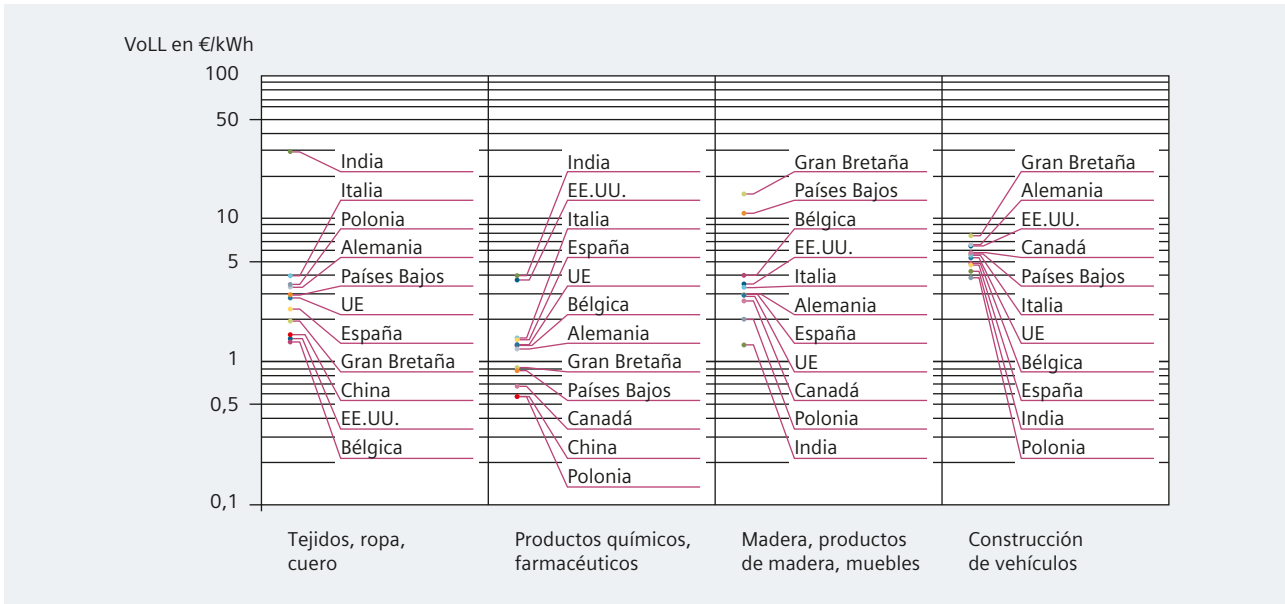


Fig. 3/7: Parte 2 de los valores calculados del Value of Lost Load (VoLL) para sectores de producción individuales de algunos países y regiones en el año 2016

El diferencial de los valores para distintos sectores comerciales y productivos demuestra claramente que los valores calculados de forma simple ofrecen solamente un punto de partida para la importancia económica de un suministro de energía eléctrica seguro. Aparte de ello puede esperarse una dependencia de la duración de un corte de electricidad. Adicionalmente existirá una relación entre los valores y el momento en el que se produzcan los cortes de suministro de electricidad (época del año y hora del día, así como día de la semana).

El coeficiente VoLL global – determinado a partir del valor correspondiente para la creación de valor calculada mundialmente a partir de estadísticas y el consumo de electricidad global en el área de producción [3.10, 3.11] – da como resultado para 2016 un valor de aproximadamente 1,30 € por kWh. Este valor es claramente inferior al valor VoLL de 11 a 26 € por kWh indicado por muchos países de la UE [3.9]. Valores similares a los de la Fig. 3/5 a Fig. 3/7 se mencionan en el estudio CEPA [3.12] de ACER (Agencia de Cooperación de los Reguladores de la Energía) (véase la Fig. 3/8).

En base al desarrollo de los números estadísticos subyacentes es probable que los valores del VoLL aumenten en el futuro. Incrementos de productividad en el lado del numerador y progresos de eficiencia en el denominador modificarán la relación en este sentido. En la UE, la Directiva UE 2018/2002 sobre eficiencia energética

prescribe ahorros anuales en el consumo final de energía del 0,8 % anual (entre 2021 y 2030 y, en caso dado, hasta más allá). Así que, ya hoy en día, el tema del suministro de electricidad de una empresa debería ser una combinación de aspectos relativos a costes, eficiencia, medio ambiente y seguridad, cuya perspectiva de futuro sea tenida en cuenta durante la planificación.

El marco legal respecto a la importancia de esta tarea se encuentra en el reglamento relativo al mercado interior de la electricidad de la Unión Europea (el Reglamento UE 2019/943 sustituye al Reglamento CE 2009/714). Para la implementación del Reglamento UE 2019/943, la ENTSO-E (Red Europea de Gestores de Redes de Transporte de Electricidad) publicó en diciembre de 2019 un proyecto para la determinación del VoLL para su inspección pública [3.13]. Hay que destacar que, para la industria, a los costes de pérdida de producción se les tienen que sumar “otros costes” específicos del sector industrial. Estos son, por ejemplo, costes adicionales por daños, restitución del servicio, material defectuoso, repercusiones sociales, efecto en los clientes y muchos más. [3.13] define el VoLL de un sector industrial como sigue:

$$\text{VoLL} = \text{Producción perdida} + \text{otros costes}$$

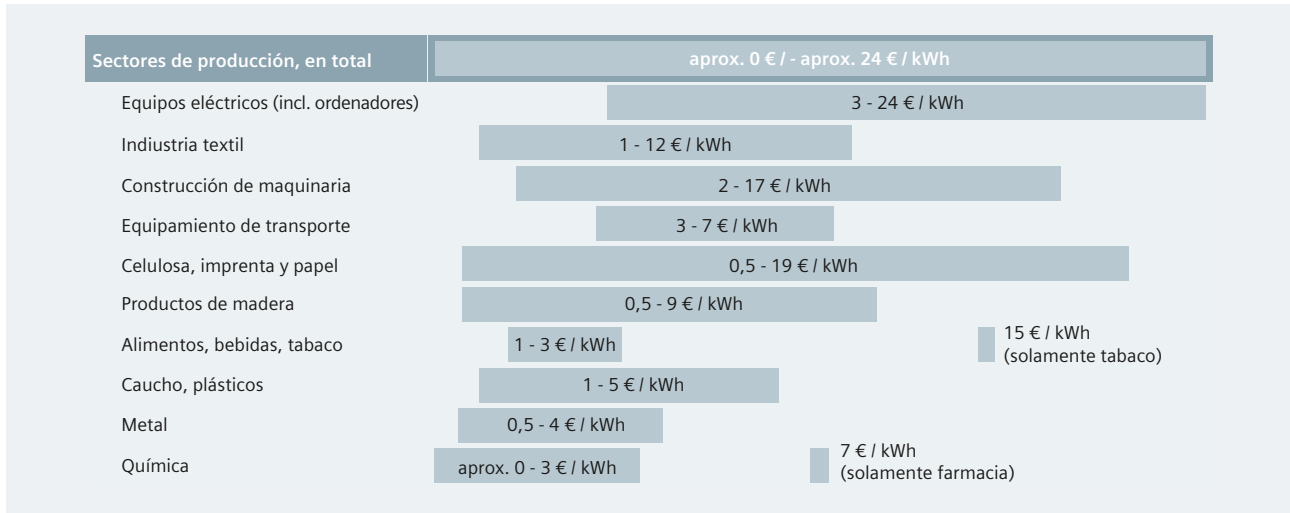


Fig. 3/8: Estimación de valores VoLL para sectores industriales individuales según estudio CEPA [3.12]

Para lo cual el valor de la *producción perdida* se define como:

$$\text{Producción perdida} = \frac{\text{PNF} \times \text{SF} \times \text{creación de valor bruto anual}}{\text{consumo anual de electricidad}}$$

Siendo

PNF = factor de prenotificación; indica la medida en que un anuncio de problemas en el suministro de electricidad puede mitigar problemas en la producción, p.ej. mediante incremento de la autogeneración o compra adicional a corto plazo; sin prenotificación, el *PNF* es igual al 100 %; en [3.13], los organismos recomiendan o bien una supervisión propia o, como alternativa, calcular con un *PNF* = 79 % para todos los sectores industriales (excepto *PNF* = 62 % para la agricultura)

SF = factor de sustitución; identifica la parte proporcional de la creación de valor bruto dependiente del suministro de electricidad. ACER indica un valor de 0,68 para la agricultura / gestión forestal y pesca; para los demás sectores industriales, el valor es de 0,80 [3.12].

En el Reglamento UE 2019/943 se indica que en vista de los retos y objetivos ecológicos y económicos es imprescindible una regulación del mercado de la electricidad junto con la ampliación y mejora de los sistemas de valores y métodos de cálculo de precios. Por ello, en el artículo 10 de la Directiva UE 2019/944 para el mercado interior de la electricidad en la UE se ha anotado lo siguiente:

Los clientes finales tendrán derecho a un contrato con el suministrador, en el que se especifique ...

f) los acuerdos de compensación y reembolso aplicables si no se cumplen los niveles de calidad contratados, ...

Hay que remarcar que los límites superiores del precio de venta de electricidad indicados por países de la UE [3.9] – como 3 €/kWh (Bélgica, Dinamarca, Francia, Alemania, Italia, Suecia) o 1 €/kWh (Irlanda) o 0,18 €/kWh (Portugal, España) son poco adecuados para rentabilizar un suministro para cargas de emergencia o de pico. Estos precios reflejan el estado actual de la autoaseguración del suministro de electricidad mediante sistemas de alimentación ininterrumpida (SAI) y generadores propios para la alimentación de seguridad en las plantas de producción. Junto con la preferencia de tecnologías volátiles de generación de electricidad, estos precios conducen a problemas cada vez mayores en el suministro para cargas pico y mayor rigidez de los requisitos para la integración de plantas de autogeneración en las redes de distribución (véase el capítulo siguiente).

3.3 Diagramas de flujo de energía

Otro paso importante más hacia la planificación básica de la distribución de energía eléctrica es una estimación aproximada de la demanda de potencia para las partes más importantes de una planta de producción. A ello hay que añadir la determinación de condiciones marginales en el suministro de la potencia eléctrica necesaria. La Fig. 3/9 muestra de forma simplificada las interacciones entre los bloques básicos de alimentación de red / auto-generación / consumidor y los elementos que los conectan.

La Fig. 3/9 detalla de forma rudimentaria que en general no se trata de una secuencia inamovible de procesos que transcurre en una dirección. Al contrario, la planificación de la distribución de energía eléctrica es habitualmente

un proceso iterativo que puede necesitar varias iteraciones basadas en la concretización y adaptación de detalles a lo largo del progreso del proceso de planificación a fin de tener en cuenta repercusiones e interacciones. Por ejemplo: Prácticamente en todo el mundo se exige – o al menos se desea – un acceso cada vez más amplio de los gestores de redes de distribución y transporte a potentes elementos de generación, almacenamiento y consumo, con el fin de garantizar una estabilización del estado de la red en caso de alimentación de red fluctuante. De igual modo, tanto en la generación de electricidad para autoalimentación de los consumidores como en la recarga de elementos de almacenamiento o la inyección deseada de energía en la red de suministro hay que tener en cuenta diferentes aportaciones y direcciones de los flujos de potencia.

Los diagramas de flujo de energía son adecuados para describir de forma aproximada las situaciones clásicas de suministro con operación normal y un flujo de potencia que parte de la generación de electricidad en dirección a los consumidores. En las estadísticas se indican habitualmente valores promedios durante un período de tiempo

típico. Aumentará el interés en aquellas partes de los flujos de energía que dependan de su dirección. Para el diseño y el dimensionamiento de las instalaciones se necesitarán los valores de pico y máximos.

Actualmente, la autogeneración y el almacenamiento de energía eléctrica y el calor/vapor de proceso en plantas de cogeneración se usan primordialmente para el consumo propio. La retroalimentación regenerativa hacia la red de suministro aún juega un papel secundario y por ello todavía no se tiene en cuenta en las estadísticas y diagramas de flujo.

Frecuentemente, los diagramas de flujo se utilizan para visualizar estadísticas y como base para los análisis que se derivan de las mismas. En principio, aquí se vinculan magnitudes energéticas de entrada y salida con la demanda de energía de los procesos principales y secundarios de la producción. Al agrupar los datos, los consumidores se resumen en grupos mediante conceptos generales como calor, refrigeración, energía mecánica de motores, o aire comprimido e iluminación.

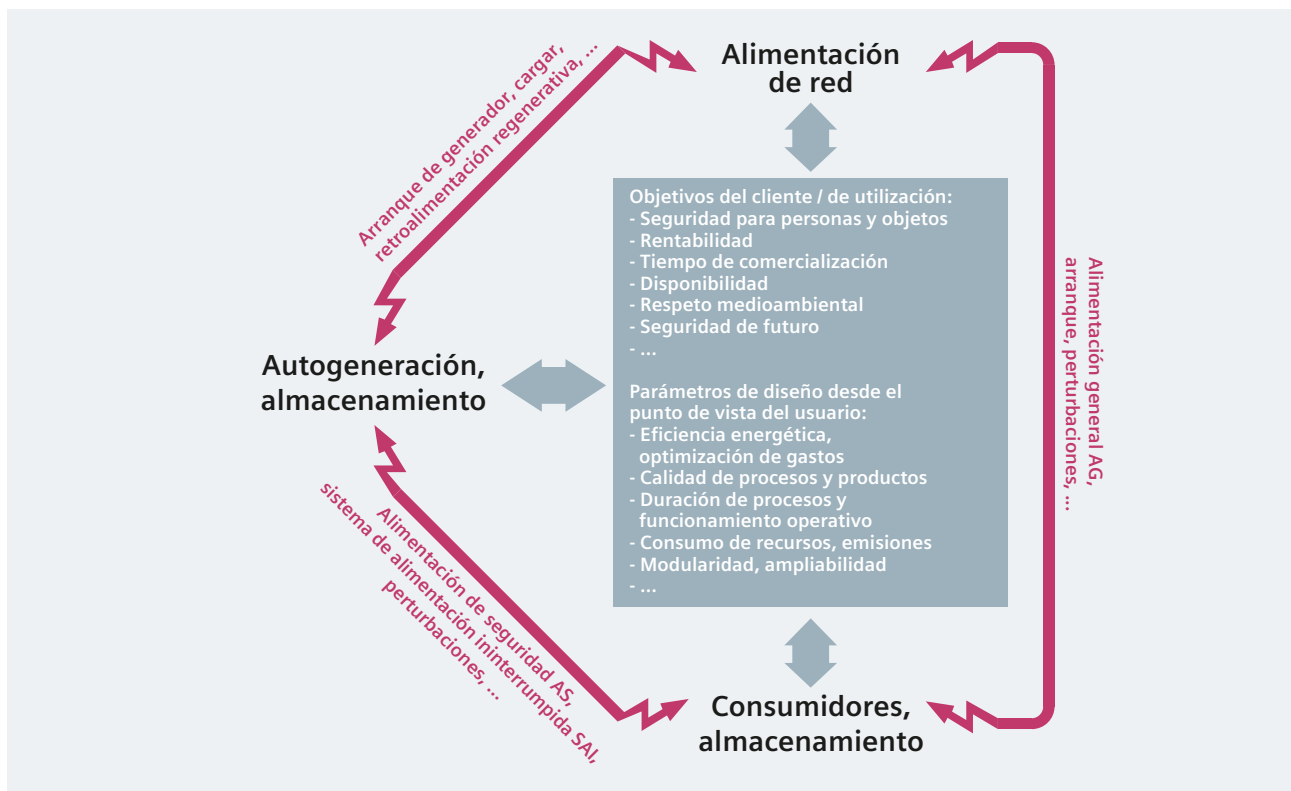


Fig. 3/9: Pilares para la planificación básica

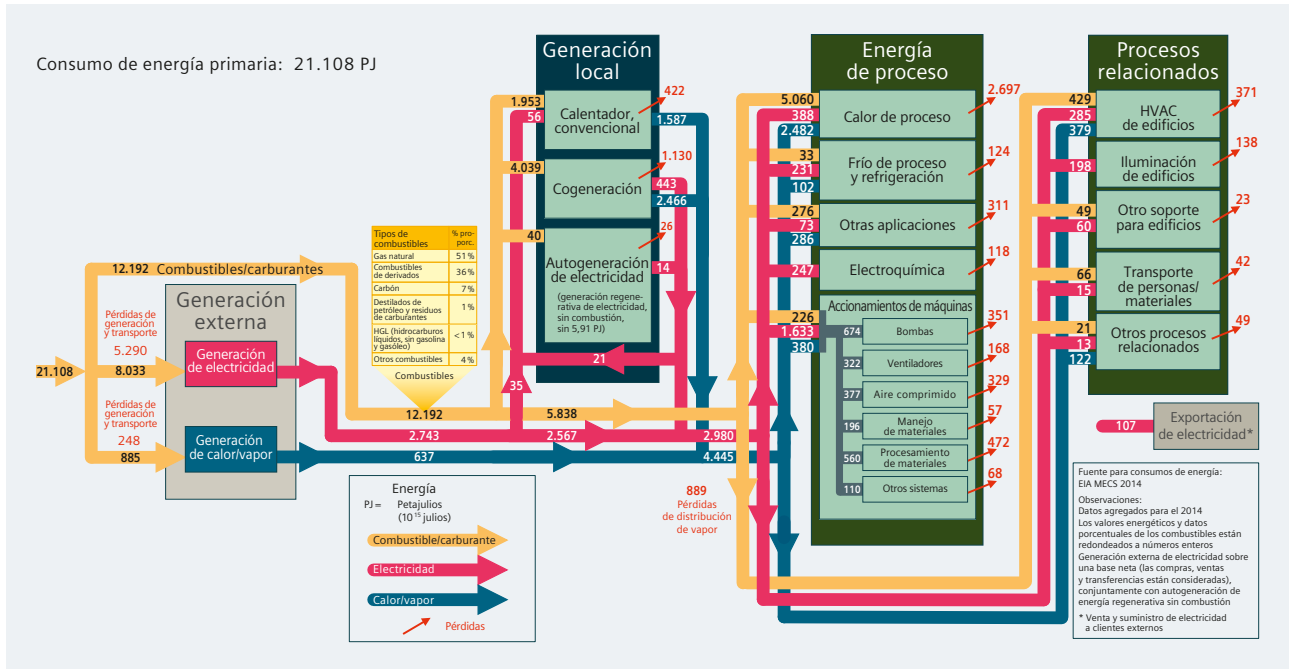


Fig. 3/10: Diagrama de flujo de energía para la industria de los EE.UU. en 2014 [3.14]

La Fig. 3/10 muestra un diagrama de flujo de energía creado a partir de datos estadísticos para la producción industrial en los Estados Unidos de América [3.14]. Hay que señalar que, al día de hoy, en todas las estadísticas solo se tiene en cuenta el flujo de energía desde la generación hacia el consumidor. Dada la importancia de la gestión de energía y de la red inteligente, probablemente no pasará mucho tiempo antes de que se faciliten evaluaciones más amplias y en las estadísticas se pueda tener en cuenta el incremento de la retroalimentación regenerativa a la red mediante plantas de autogeneración. Actualmente, en empresas individuales con contratos adecuados, esto ya se da por sentado.

3.4 Red inteligente para la industria

Los diagramas de flujo de energía como los mostrados en el apartado anterior solo representan la situación basada en el promedio anual. El aumento en la utilización de fuentes de energía volátiles como la eólica y la fotovoltaica, las posibilidades de aplicación de tecnologías de almacenamiento, aplicaciones suplementarias de electricidad como la carga de sistemas de baterías en vehículos eléctricos, así como los requisitos y posibilidades que los mercados de la energía ofrecen a grandes prosumidores ya no se pueden describir solamente mediante una única dirección de los flujos de energía. Por el contrario, la vinculación entre generación y consumo de energía eléctrica, así como la necesaria flexibi-

lidad de las redes que se derivan de estos factores, conlleva la exigencia de sistemas y soluciones energéticas inteligentes (Smart Energy Systems and Solutions). Para la producción industrial, esto significa que el suministro y la distribución de energía eléctrica en instalaciones industriales se considera para cada instante durante la operación, se integra en la cadena de procesos de producción, y se controla de forma "smart", es decir, de forma inteligente, con unos objetivos concretos.

Este planteamiento se debe tener en cuenta durante la planificación, mostrando y analizando – como se indica de forma esquemática en la Fig. 3/9 – los requisitos energéticos de los procesos industriales y los procesos relacionados, así como las condiciones marco de las cadenas de suministro y mercados desde el punto de vista de las influencias sociales, comunitarias y ecológicas. Pero esto ya no debe ser solo la consideración de un estado medio y estático durante la entrada en funcionamiento de las instalaciones de producción. Al contrario, ya en las fases de planificación hay que tener en cuenta las dependencias temporales a lo largo de toda la duración del servicio. El ciclo de gestión de operaciones se representa en forma circular en la Fig. 3/11, de forma similar a otros ciclos de gestión, como los que ya se usan en ISO 9001, ISO 14001 e ISO 50001. La evaluación en la fase de planificación y la configuración de las correspondientes instalaciones forman la base para el aprovechamiento económico y ecológicamente sostenible de Smart Energy Systems and Solutions.

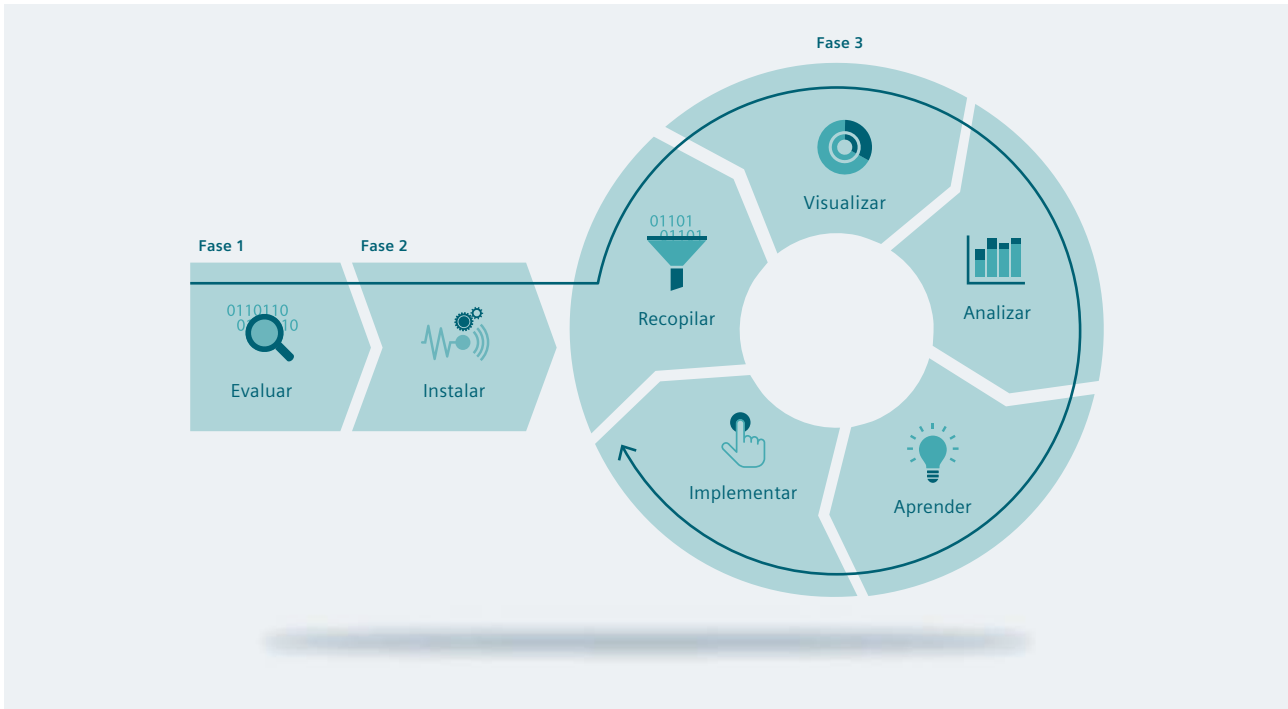


Fig. 3/11: Proceso elemental de gestión como base para Smart Energy Systems and Solutions

El proceso de gestión subyacente (Fig. 3/12) es soportado de forma universal:

- Para ayudar en la toma de decisiones, y como fundamento para las mismas, Siemens crea análisis y estudios de viabilidad ya en las fases tempranas de la planificación: desarrollando conceptos y modelos para sistemas de energía descentralizados (DES), calculando simulaciones para todas las fases del proyecto en base a un software de simulación modular (PSS®), y comparando los resultados
- La paleta de productos Microgrid Control basados en la plataforma de productos SICAM ofrece una oferta integral de hardware y software para la monitorización y el control local de flujos de energía y los indicadores clave de rendimiento (KPI) más importantes en el entorno de Smart Energy Systems and Solutions.
- En el ciclo de operación de la Fig. 3/11 se puede monitorizar y gestionar la demanda de energía y potencia mediante servicios basados en la nube (como los que se utilizan en DEOP). Además, DEOP facilita análisis y predicciones referentes al suministro de energía y el consumo, así como la vinculación con otros participantes en el mercado de la energía.

i) Desarrollo de conceptos y simulaciones (basado en software PSS®)

El tiempo es un factor crítico en la planificación. Por ello, durante el desarrollo de conceptos, el número de iteraciones y repeticiones para la distribución y el suministro de energía eléctrica debería ser lo más bajo posible, como se esboza en la Fig. 3/9. Sin embargo, durante la elaboración del concepto es importante tener en cuenta diferentes escenarios de desarrollo para la planta industrial, ya que tales escenarios ayudan a determinar el óptimo individual, y por ello pueden influir de forma importante en el diseño básico del concepto. Con la ayuda de simulaciones se pueden representar escenarios específicos.

Para el análisis de viabilidad se especifican puntos clave para la utilización de la planta industrial y las correspondientes infraestructuras, y se definen los calendarios. Del análisis de los resultados de las simulaciones se deriva el concepto para la distribución de energía eléctrica que se adapta a las expectativas del usuario. El empleo de herramientas de software PSS® específicas (PSS®DE y PSS®SINCAL) para la realización de simulaciones permite escenificar numerosas variantes y comparar técnica y económicamente diferentes escenarios de suministro.

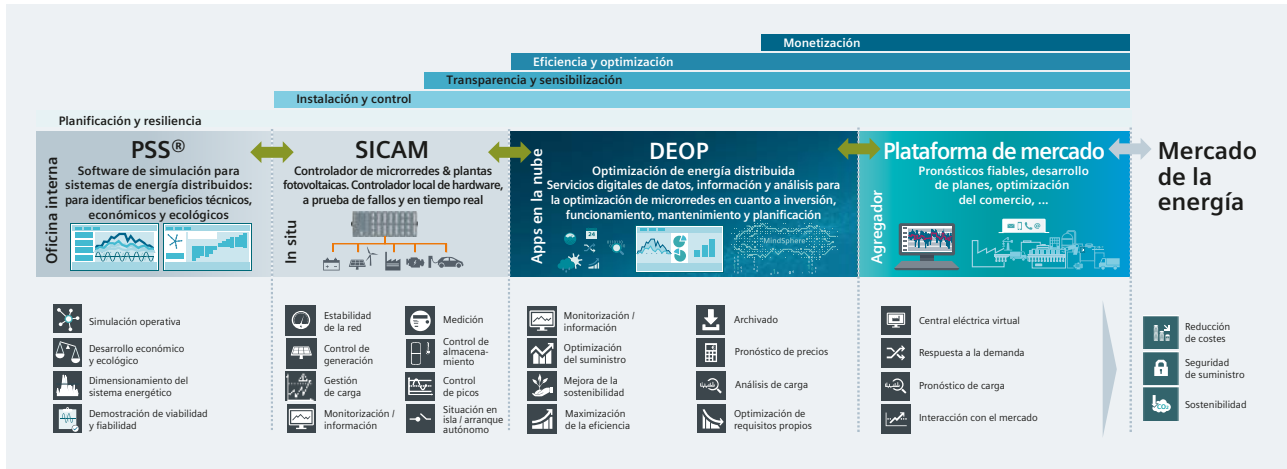


Fig. 3/12: Planteamiento integral de Siemens para Smart Energy Systems and Solutions

Su análisis conduce a la optimización específica del suministro de energía, buscada en base a los objetivos y ponderaciones especificados. Por ejemplo, se realiza una ponderación entre:

- Seguridad, disponibilidad y fiabilidad
- Viabilidad técnica y su implementación
- Rentabilidad (OPEX y CAPEX)
- Operabilidad y flexibilidad
- Sostenibilidad y eficiencia
- Independencia de proveedores
- Compatibilidad con el medio ambiente.

Para las simulaciones en PSS®DE (software PSS® para la simulación del calendario de generación de centrales eléctricas – llamado “despacho de generación”) se crea un gemelo digital de las plantas de generación y, en caso dado, de las plantas de almacenamiento. Adicionalmente, PSS®SINCAL permite la configuración y el análisis de la infraestructura energética, por ejemplo de la red de suministro eléctrico. Esto sirve como base para desarrollar, analizar y valorar escenarios del sistema energético planificado. Aquí, los siguientes aspectos juegan un papel fundamental:

- Series temporales específicas del proyecto, por ejemplo perfiles de carga, datos medioambientales de sol y viento, perfiles de temperatura, precios de trabajo y de potencia
- Especificaciones sobre el comportamiento de la utilización a medio y largo plazo de las instalaciones, así como para el desarrollo empresarial deseado
- Estimaciones sobre posibilidades de variación y su ponderación para generar criterios de valoración a partir de ellos y para establecer una comparabilidad financiera.

En proyectos de planificación basados en PSS® se realizan cálculos para un gran número de variantes de forma automática, y se consideran las configuraciones seleccionadas a lo largo de la vida útil prevista, pudiendo definir y tener en cuenta condiciones marginales específicas tales como reservas operacionales, redundancias, escenarios de arranque y finalización, restricciones de conversión o remodelación, ampliaciones y muchos otros. La Fig. 3/13 muestra las tres fases:

- Definición del proyecto (definición del sistema, sistemas de generación de electricidad, cargas, prosumidores, condiciones ambientales)
- Simulación (gemelo digital, tiempos de servicio, condiciones de servicio)
- Análisis, valoración financiera y optimizaciones (análisis de red y resiliencia, ponderaciones y comparaciones entre variantes, criterios técnicos de valoración y KPIs empresariales).

En última instancia, los análisis sirven para

- un mejor entendimiento de las interrelaciones en el sistema de energía planificado y un diseño de sistema optimizado adecuadamente
- la estimación de importantes parámetros técnicos, económicos y ecológicos que forman la base del concepto energético, así como su dependencia de distintos escenarios
- fundamentar puntos clave para licitaciones, considerando posibilidades de monitorización y gestión para Smart Energy Systems and Solutions
- la identificación y valoración de alternativas, de modo que la red industrial inteligente se haga a prueba de futuro.

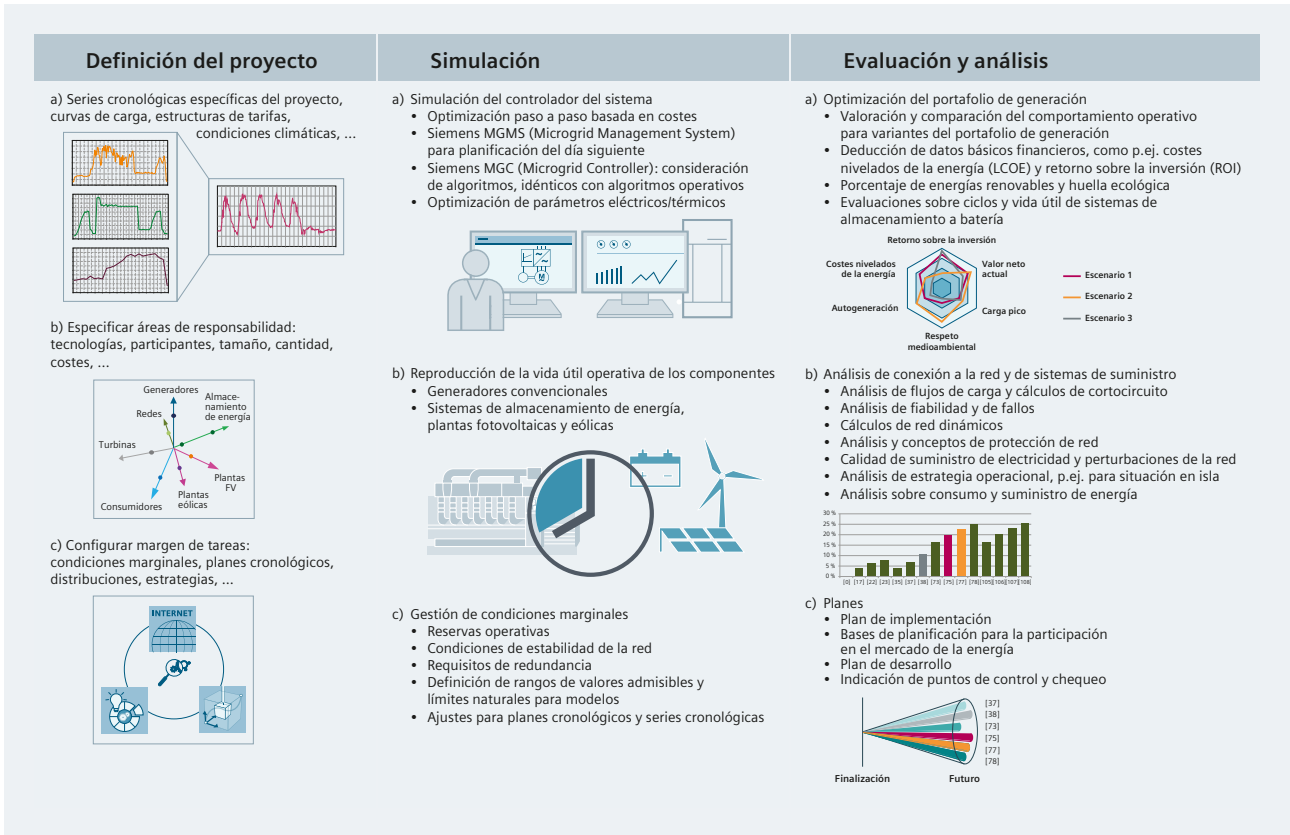


Fig. 3/13: Etapas de proceso en proyectos de planificación basados en PSS®

ii) Opciones de posibilidades de control y monitorización para Smart Energy Systems and Solutions

En la segunda fase de la Fig. 3/11 y Fig. 3/12 se realiza la implementación técnica de la monitorización, la recoptación y evaluación de datos así como el ajuste entre datos de servicio y resultados de cálculos/estudios. La configuración del hardware y software correspondiente se debe tener en cuenta ya durante la planificación. Las desviaciones sistemáticas se evitan gracias al empleo de algoritmos y estructuras unificadas en los estudios realizados anteriormente con PSS®DE y en las instalaciones con SICAM.

La paleta de productos Microgrid Control, una aplicación SICAM, permite la activación óptima de las centrales eléctricas y consumidores disponibles localmente para garantizar la consecución de objetivos acordados, como alta disponibilidad, calidad del suministro de electricidad o autonomía. En la Fig. 3/14 se muestra una pantalla

ilustrativa como ejemplo para la monitorización e integración de las comunicaciones con la interfaz de usuario (IHM) de Microgrid mediante Microgrid Control.

El sistema Microgrid soporta la monitorización y control de equipos eléctricos como:

- Generadores convencionales con accionamiento por pistón impulsor (p.ej. en plantas de cogeneración)
- Turbinas
- Sistemas de almacenamiento a batería
- Cargas eléctricas conmutables
- Punto de interconexión de red (PCC)
- Plantas fotovoltaicas
- Plantas eólicas.

Para adecuarse a los requisitos del cliente respecto a la consecución de sus objetivos económicos y técnicos, el Microgrid Controller ofrece, entre otras, características disponibles directamente y testeadas de forma exhaustiva (véase la Tab. 3/2).

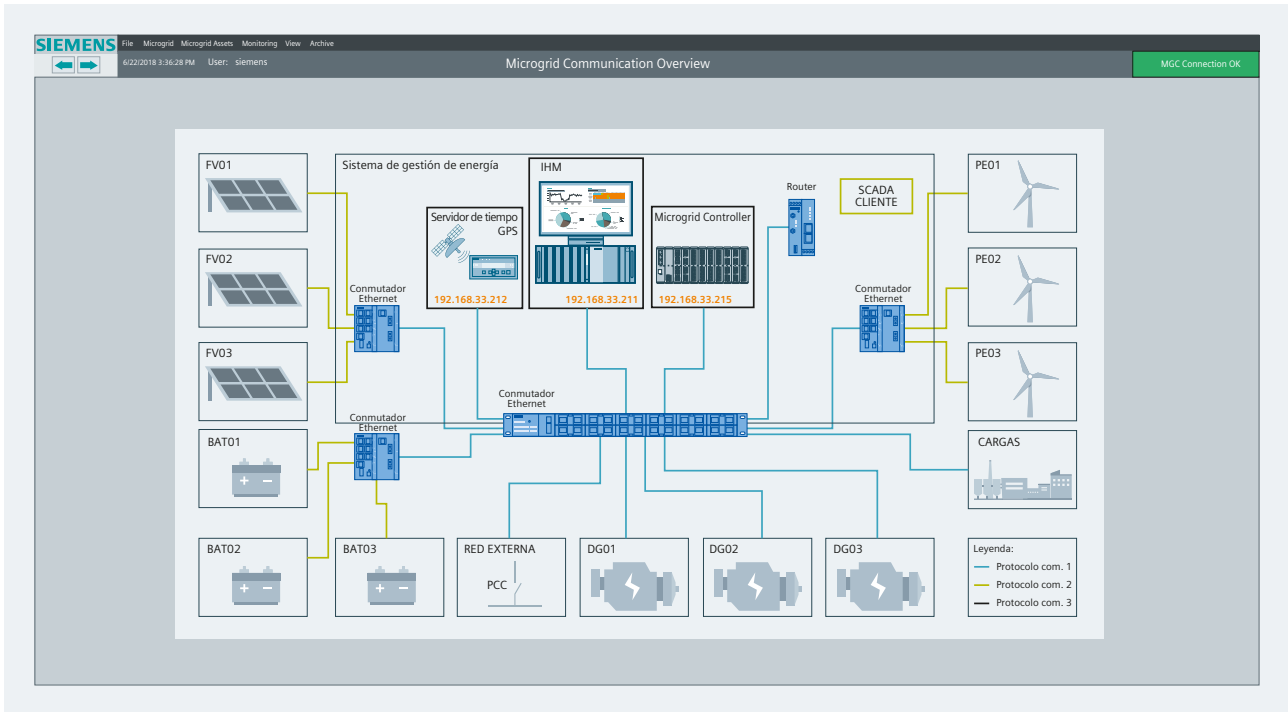


Fig. 3/14: Pantalla resumen en la IHM de Microgrid para el estado de las comunicaciones

Inglés	Español
Blackout detection	Detección automática de una pérdida de red
Island detection	Reconocimiento automático de una red en isla
Load Frequency Control (LFC)	Regulación de frecuencia en situación en isla
Automatic Voltage Control (AVC)	Regulación de tensión en situación en isla
Re-synchronization	Reconexión después de situación en isla
Generator control / monitoring	Activación de generadores convencionales
CHP control / monitoring	Activación de plantas de cogeneración
Battery storage control / monitoring	Activación de instalaciones de almacenamiento a batería
Intentional islanding	Establecimiento manual de una situación en isla
Load flow control (from / to grid)	Control del flujo de carga (desde / hacia la red)
Tariff monitoring & supervision	Supervisión de tarifas dinámicas de energía
SMS messaging	Mensajes por SMS
Operation modes	Modos de operación
Peak shaving	Corte de carga pico
Demand charge reduction	Reducción de costes de utilización de la red
Reserve monitoring	Monitorización de potencia de reserva en la red
Load shedding & manual restoration	Desconexión y reconexión de carga
Photovoltaic control / monitoring	Control / monitorización de instalaciones fotovoltaicas
Autostart sequencing	Rearranque automático de centrales eléctricas
Load forecasting	Pronósticos de carga
Generation forecasting	Pronósticos de generación (p.ej. de plantas eólicas / fotovoltaicas)
Scheduling	Control de funciones y modos basado en el calendario operativo

Tab. 3/2: Características de Microgrid Controller disponibles directamente (en español y en inglés)

Todo el sistema de control está basado en funciones testeadas y disponibles directamente. Además, estas funciones son completamente adaptables y por ello se pueden utilizar de forma flexible.

iii) Soporte operativo mediante DEOP

Después de la instalación de los productos flexibles, seguros y fiables de Microgrid, durante la operación, y con ayuda de la aplicación de optimización de energía DEOP, se pueden compactar, entre otros, datos, valores, notificaciones, avisos y procesos automatizados de maniobra y control (véase la Fig. 3/12) de forma jerárquica para luego ser distribuidos – desde la visualización en la instalación y la interfaz hombre-máquina, pasando por la comunicación mediante interfaz web hasta el puesto de control en la central de monitorización.

Ejemplos de las funcionalidades:

- Monitorización / control de todos los componentes de la instalación (SCADA)
- Gestión de potencia y energía (equilibrio entre consumo, generación, almacenamiento y adquisición de energía)
- Gestionar situaciones de pérdida de red (p.ej. plan de rearranque después de desconexiones)
- Estabilización de la frecuencia y estabilización de la tensión (gestión de procesos dinámicos en Smart Energy Systems and Solutions)
- Controlar vinculaciones con los mercados de la energía (p.ej. control de potencia, reservas de regulación, central de energía virtual (VPP))
- Gestionar entre funcionamiento en isla y suministro a través de red (sincronización).

DEOP sirve como portal web y también para la monitorización y la evaluación comparativa remota de los parámetros de la instalación (energía). La aplicación en la nube está integrada en el controlador Microgrid a través de una interfaz web. Las funciones de la aplicación en la nube son:

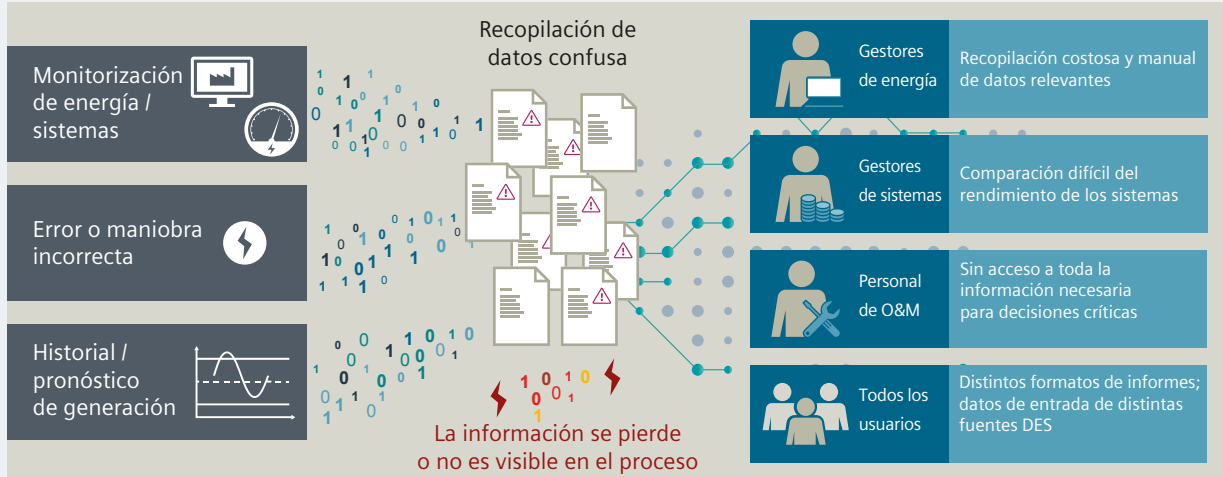
- Evaluación comparativa (benchmark) de potencia y rendimiento del sistema
- Optimización de la planificación de servicios
- Optimización de las especificaciones del valor de consigna
- Integración de aplicaciones web y aplicaciones móviles
- Monitorización e información
- Optimización del uso de energía
- Mejora de la sostenibilidad
- Maximización de la eficiencia
- Archivado
- Elaboración de pronósticos de precios
- Elaboración de predicciones de carga.

Las ventajas frente a un procesamiento de datos convencional que se pueden derivar de ello están representadas esquemáticamente en la Fig. 3/15.

Para representar informaciones a nivel superior mediante una interfaz de usuario intuitiva, la IHM de DEOP está concebida como panel de control / puesto de mando. De esta forma se puede dar soporte a decisiones en distintos niveles jerárquicos de la empresa. En especial, la conexión a mercados de la energía con requisitos dependientes en gran medida de la situación subraya las ventajas de un sistema de control automatizado para recursos e instalaciones.

Un elemento importante de DEOP es la creación de plantas virtuales de suministro de energía (VPP) y la descripción ejemplar de procesos relevantes de técnica energética, económica y ecológica. Naturalmente, DEOP puede establecer una vinculación con mercados de suministro y consumo y también con gestores de redes de distribución y transporte (Fig. 3/15).

La combinación de datos de distintas fuentes puede provocar divergencias



Un sistema central simplifica la gestión de datos y amplía las capacidades de gestión

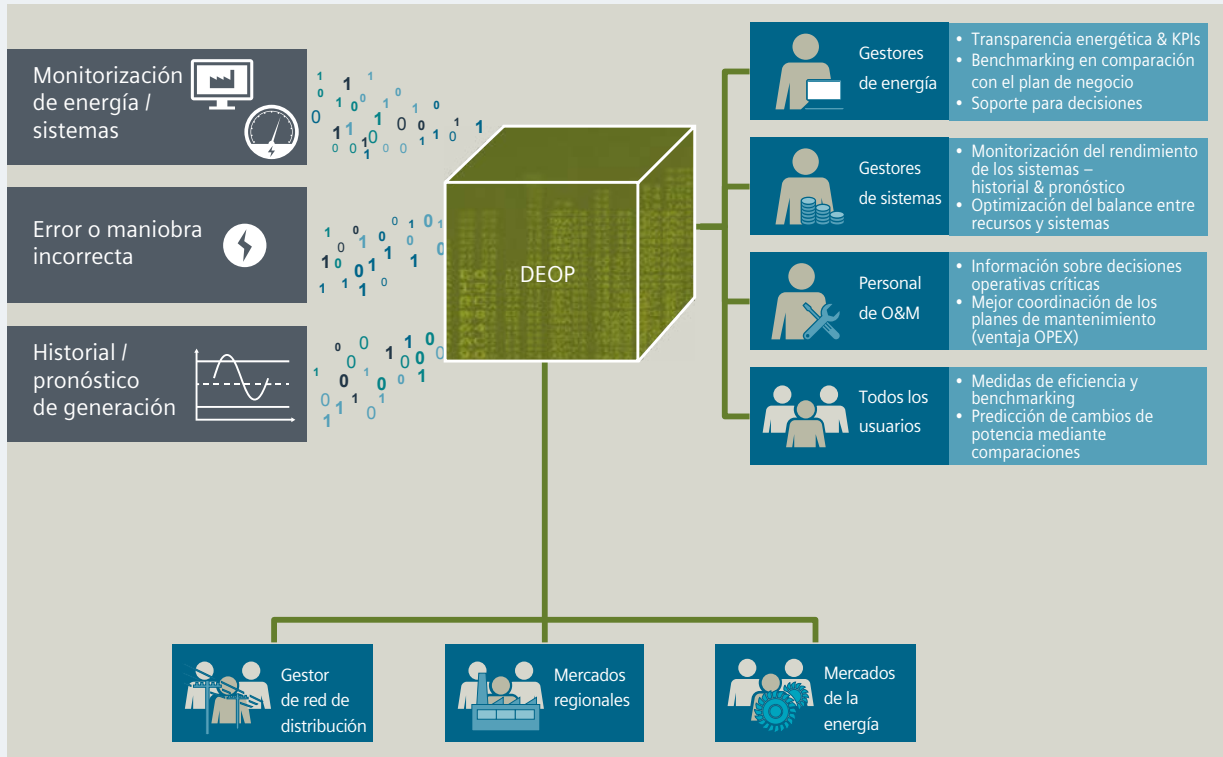


Fig. 3/15: Comparación entre una recopilación de datos convencional y un cubo de datos centralizado¹⁾ como DEOP

¹⁾ El cubo de datos es un sistema multidimensional de organización de datos como el que se utiliza, por ejemplo, en sistemas de gestión de mercancías. Gracias a esto, se simplifican y mejoran las posibilidades de combinación y análisis de datos.

Capítulo 4

Elaboración de un concepto de planificación

4.1 Alimentación	36
4.2 Distribución de alimentación y configuración de la red	38
4.3 Autogeneración	39
4.4 Celdas de media tensión y centros de carga de baja tensión a nivel de proceso	50
4.5 Influencia sobre el arranque de motores	59



4 Elaboración de un concepto de planificación

1

Los requisitos específicos de cada proyecto y de cada proceso hacen prácticamente imposible encontrar un concepto que se pueda aplicar de forma universal para la planificación de la distribución de energía eléctrica en una planta industrial. Esto vale tanto para una nueva construcción (greenfield) como para una reconversión o ampliación (brownfield) o incluso una reconstrucción (greyfield).

2

Las fases básicas de planificación de una fábrica indicadas en la Fig. 2/3 se deben realizar considerando las condiciones marginales especificadas por el cliente referentes al desarrollo, la actualización y el refinamiento de un concepto de distribución de energía. Ya en una primera vista general aproximada de la planificación se necesita una base de requisitos elementales del usuario para poder tener en cuenta las características del emplazamiento e incorporar una estimación de los medios necesarios al establecer las bases.

3

A ello pertenece también la elaboración de un esquema básico para la distribución de energía eléctrica. Una estimación de costes basada solo en la superficie de base y una demanda de energía promedio casi siempre es inexacta. Las condiciones de conexión, influencias ambientales, requisitos de seguridad, plazos previstos, parámetros técnicos del proceso y de la planta, así como los deseos del usuario – por ejemplo respecto a requisitos de servicio, posibilidades de ampliación y autogeneración de energía eléctrica y calor/vapor – influyen en gran medida en el concepto y, por consiguiente, en los costes.

4

El estándar norteamericano IEEE 141-1993 [4.1], elaborado partiendo de premisas antiguas, considera para el caso de una “estimación preliminar” (“preliminary estimate”) que es posible un error de estimación de hasta el 40 % de los costes reales (véase el recuadro). A la vista de desarrollos más actuales, como son, entre otros,

5

- Smart Energy Systems and Solutions (véase el capítulo 3.4)
- transparencia energética para una adaptación constante de la operación
- sustitución de técnicas basadas en combustible por consumidores eléctricos
- recuperación de calor,

6

la inseguridad de una estimación de costes basada en una demanda de potencia según superficies más bien tiende a aumentar. Por ello, desde la perspectiva actual tiene poco sentido enunciar valores de potencia específicos según superficies como los indicados en [1.1], que además están sometidos a grandes variaciones. Para las primeras estimaciones se debería crear como mínimo un esbozo de concepto. Habitualmente, para ello se toman en consideración valores de experiencia y conceptos de proyectos similares.

7

En el estándar IEEE 141-1993 (“Red Book”, [4.1]) se definen los tres pasos de aproximación siguientes:

1. Una estimación en base a las indicaciones de superficies así como el número y la potencia de motores, o mediante comparación con proyectos similares: Los costes calculados de modo definitivo se encuentran, por regla general, un 15 % por debajo o un 40 % por encima de este valor estimado.
2. Una estimación técnica (“engineering estimate”) en base a un esquema eléctrico (“one-line diagram” en [4.1] – llamado en lo sucesivo diagrama unifilar): Los costes calculados de modo definitivo se encuentran, por regla general, un 10 % por debajo o un 20 % por encima de este valor estimado.
3. Una estimación detallada (“detailed estimate”), basada ya en las ofertas de los fabricantes y bocetos detallados de la planta: Los costes calculados de modo definitivo se encuentran, por regla general, entre un 5 y un 10 % por debajo o por encima de este valor estimado.

Después, con la ayuda de comprobaciones de plausibilidad, se crea un proyecto de la estructura de suministro en colaboración con el cliente.

Las estimaciones simples de demanda de potencia y costes para la planificación básica se deberían apoyar en indicaciones simples relativas a los tres puntos clave de la distribución de energía eléctrica según la Fig. 3/9 – alimentación, autogeneración y consumidores (los sistemas de almacenamiento sirven como generadores y como consumidores). Por consiguiente, una de las primeras tareas del planificador es la elaboración de un concepto basado en los requisitos del usuario, que sirva de punto de partida para la planificación y configuración de la red (Fig. 4/1).

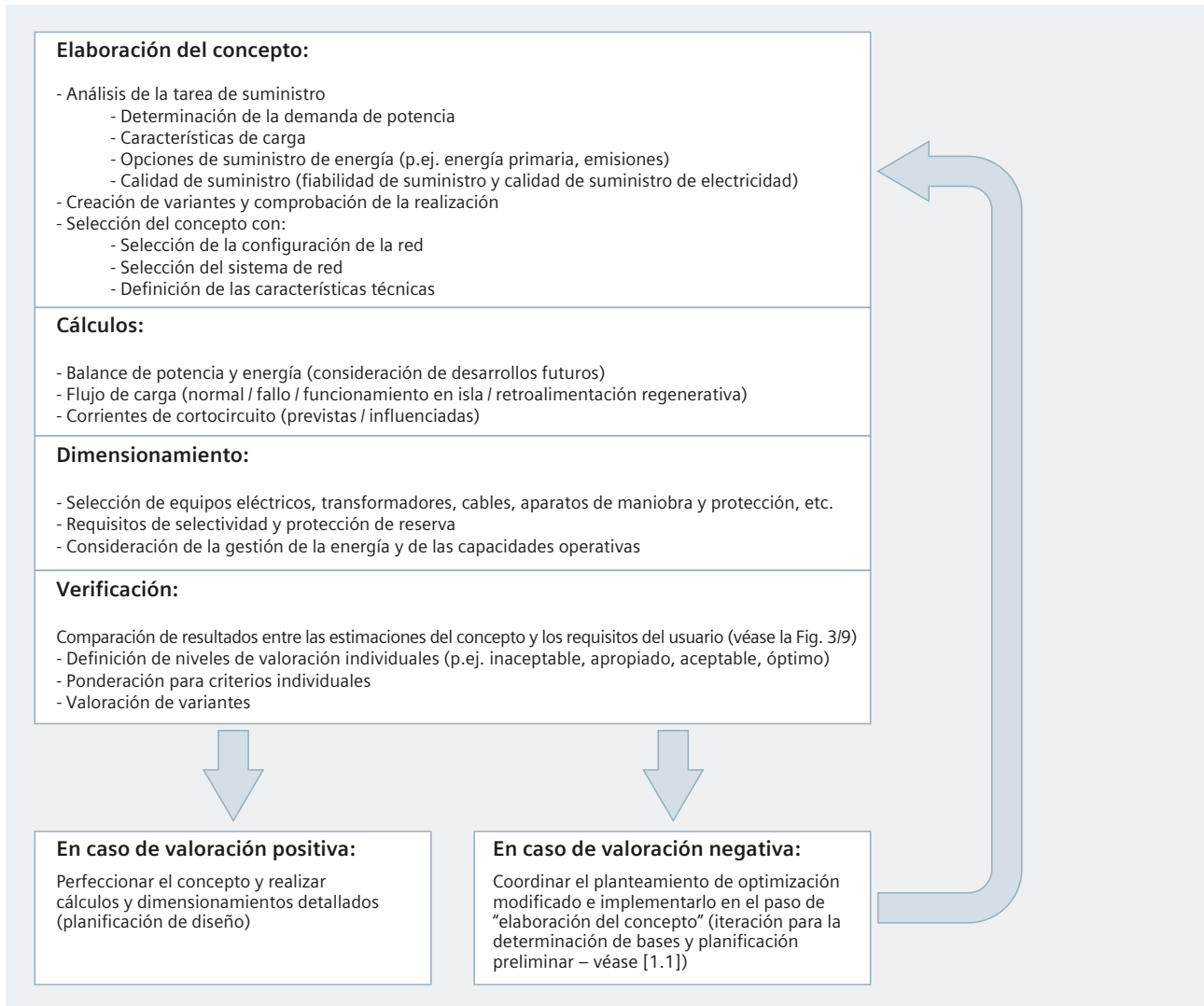


Fig. 4/1: Diagrama de flujo para el desarrollo del concepto

Es precisamente durante la elaboración de un concepto cuando el desarrollo y la valoración de distintas variantes es decisiva para la calidad de planificación y la viabilidad. Porque ya para el desarrollo del concepto hay que tener en cuenta parámetros de diseño específicos para el proceso y la operación, condiciones marginales externas y especificaciones de equipamiento conocidas. Para aquellas variantes que parezcan adecuadas se realizan cálculos y dimensionamientos para, por ejemplo, poder estimar costes y necesidades de espacio o para comprobar la viabilidad de las demás especificaciones del usuario (como se muestra en la Fig. 3/9).

Para ilustrar el proceso de elaboración del concepto sirve como ayuda un diagrama estructural (Fig. 4/2). En él se encuentran desglosados de forma simplificada los niveles básicos de decisión para un concepto aproximado:

1. Alimentación
2. Distribución de la alimentación y configuración de la red
3. Autogeneración
4. Celdas de media tensión y centros de carga a nivel de proceso
5. Distribución de consumidores y cargas.

En la Fig. 4/2 todavía no se hace evidente la gran variedad de variantes y opciones posibles en los diferentes niveles. En los siguientes subpuntos se esboza uno de los procedimientos posibles. Aunque dependen de un conocimiento más detallado del proyecto, en los demás puntos esenciales para el diseño se incluyen:

- Calidad de suministro de la alimentación por el gestor de la red de distribución (GRD)
- Solicitud por cortocircuito en la red de media y baja tensión (además de la alimentación del GRD se deben tener en cuenta grandes cargas motorizadas y generadores)
- Puesta a tierra del neutro y configuración de protección para el nivel de distribución de alimentación
- Valoración de la calidad de suministro de electricidad (p.ej. influencias debidas a fluctuaciones de carga o arranque de grandes accionamientos)
- Sistema de puesta a tierra para la red de baja tensión en el nivel de distribución de proceso
- Perturbaciones de red y compensación en toda la red
- Configuración de las protecciones a nivel de distribución de proceso.

Los puntos indicados arriba no influyen directamente en el procedimiento básico de la elaboración de un concepto aproximado, pero cualquier información al respecto puede influir en el concepto creado.

En lo sucesivo se describen los elementos y condiciones marginales esenciales que hay que tener en cuenta para el desarrollo conceptual de una distribución fiable de energía eléctrica en plantas industriales. Sin embargo, mediante la modificación y/o ampliación de los conocimientos marginales así como mediante el establecimiento de otros puntos esenciales de planificación, la elaboración del concepto se puede refinar, variar o configurar de forma completamente distinta. Las personas de contacto TIP de Siemens (www.siemens.com/tip-cs) pueden dar soporte para la elaboración del concepto específico para un proyecto.

4.1 Alimentación

Dos parámetros decisivos para la selección de la alimentación de GRD son:

- a) La infraestructura existente del GRD
- b) Los requisitos del cliente respecto a la demanda de potencia actual y futura.

Con la ayuda de un sencillo diagrama de decisión (Fig. 4/3) se puede elegir un concepto de alimentación:

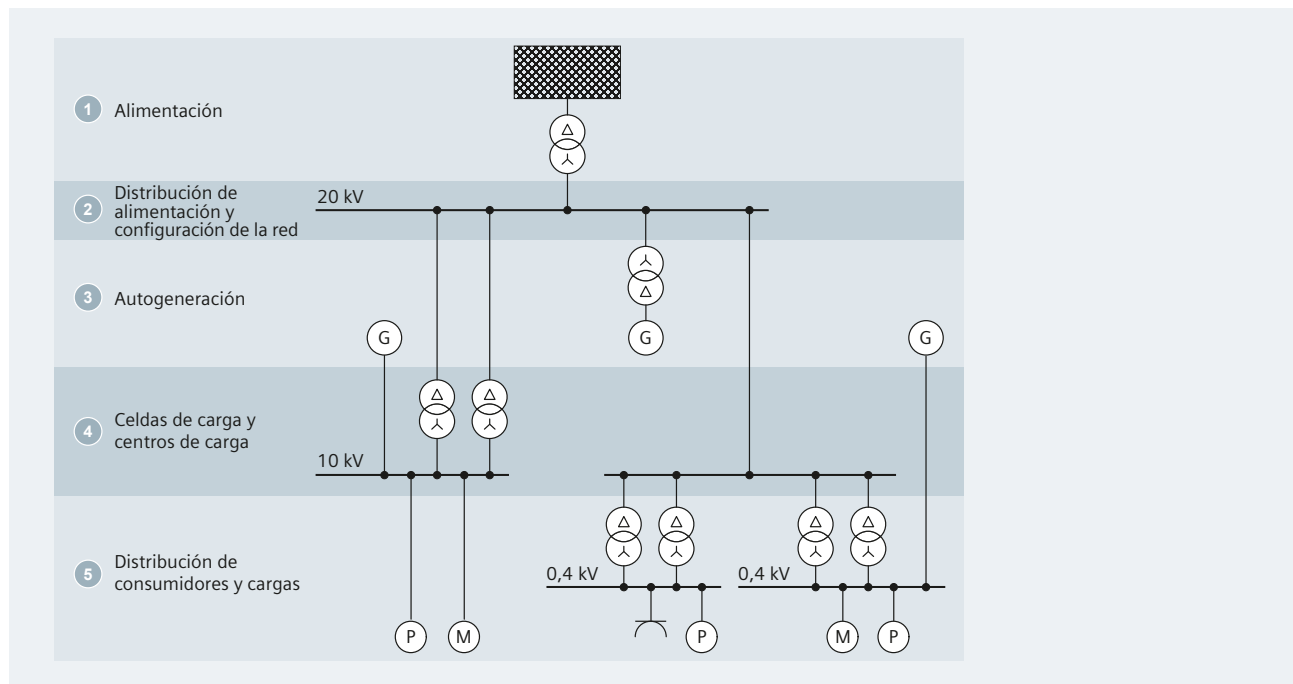


Fig. 4/2: Diagrama estructural para ilustrar los niveles de un concepto aproximado

- Integración en un anillo de media tensión existente ¹⁾, típicamente para pequeñas plantas industriales con una potencia máxima de conexión de:

$$S_{\text{máx}} \leq 3 \text{ MVA}$$

con tensión nominal de red $U_{\text{nR}} = 10 \text{ kV}$

$$S_{\text{máx}} \leq 5 \text{ MVA}$$

con tensión nominal de red $U_{\text{nR}} = 20 \text{ kV}$

- Alimentación directa desde la subestación de transformación ²⁾, típicamente mediante una línea radial doble con dos conexiones por cable:

$$3 \text{ MVA} < S_{\text{máx}} \leq 14 \text{ MVA}$$

con tensión nominal de red de $U_{\text{nR}} = 10 \text{ kV}$

$$5 \text{ MVA} < S_{\text{máx}} \leq 20 \text{ MVA}$$

con tensión nominal de red de $U_{\text{nR}} = 20 \text{ kV}$

- Alimentación a partir de la red de alta tensión (tensión nominal de conexión $U_{\text{nGRD}} = 110 \text{ kV}$) pasando por uno o varios transformadores propios ³⁾:

$$14 \text{ MVA} > S_{\text{máx}}$$

con tensión nominal de red de $U_{\text{nR}} = 10 \text{ kV}$

$$20 \text{ MVA} > S_{\text{máx}}$$

con tensión nominal de red de $U_{\text{nR}} = 20 \text{ kV}$

Obviamente hay que acordar las posibilidades de conexión con el gestor de la red de distribución (véase p.ej. el capítulo 4.3 respecto a condiciones técnicas de conexión). Para ello hay que tener en cuenta otras condiciones marginales como distancias, corrientes de cortocircuito, utilización y comportamiento de motores o bien arrancadores de motor y generadores, así como la

¹⁾ Para la integración en una red pública cableada en anillo es habitual un límite superior de potencia adquirida que corresponda aproximadamente al 50 % de la capacidad máxima de transporte del anillo normalmente abierto.

²⁾ La limitación de potencia en caso de conexión directa a una subestación de transformación es determinada casi siempre por su convertidor / transformador. Frecuentemente se utilizan transformadores de 31,5 MVA (tensión secundaria 10 kV) o bien transformadores de 63 MVA (tensión secundaria 20 kV), de modo que con una limitación a un tercio de estas potencias resultan unos límites superiores de alrededor de 14 MVA y 20 MVA. Muchos proveedores utilizan la compensación de puesta a tierra para la puesta a tierra del neutro.

³⁾ Si el usuario genera su propia red de alimentación con sus propios transformadores, la puesta a tierra del neutro se puede configurar de forma específica para los requisitos de la red propia (esto es una ventaja frente a las dos variantes anteriores). Para detalles al respecto, véase [1.2]. Con una conexión en triángulo en el lado secundario de los transformadores, este punto neutro no se puede establecer en el transformador, sino mediante un transformador de puesta a tierra del neutro (transformador de puesta a tierra) en el nivel de distribución de alimentación. El Consultant Support de Siemens TIP ofrece asistencia para la selección y el dimensionamiento del transformador de puesta a tierra del neutro y de la resistencia de puesta a tierra.

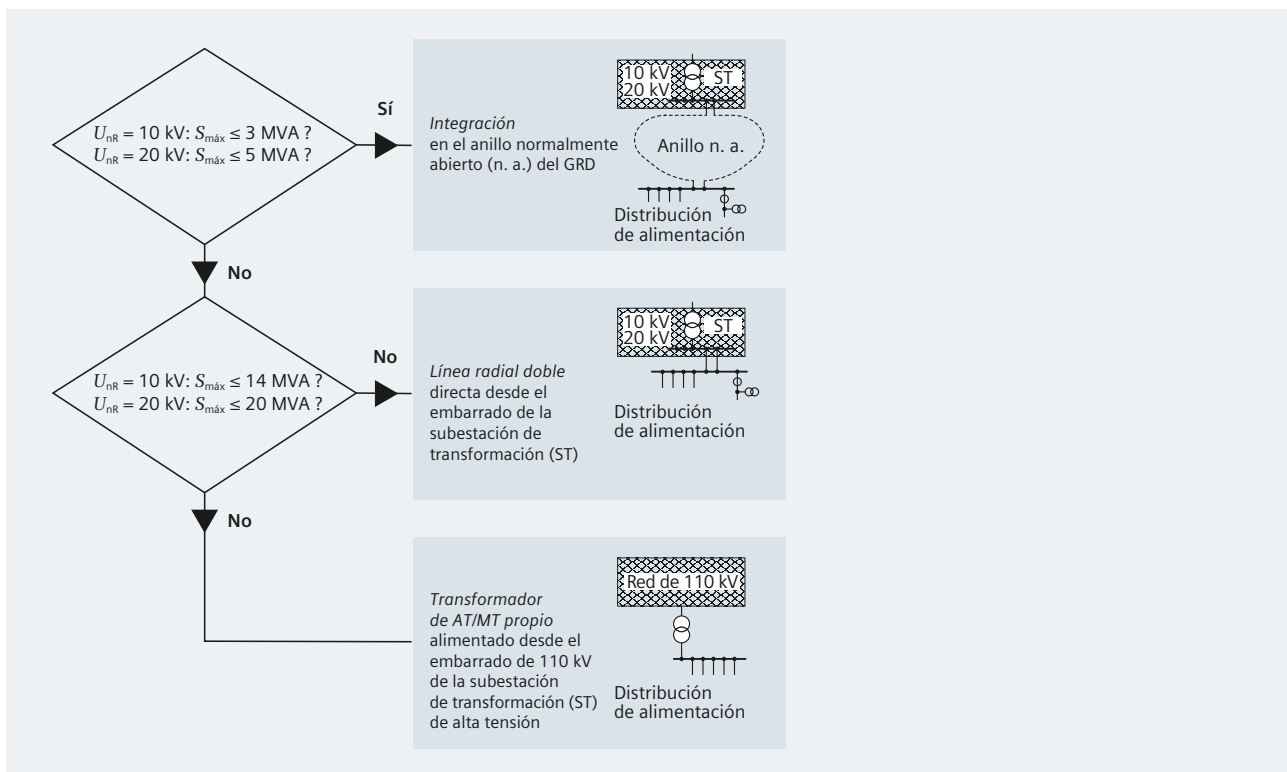


Fig. 4/3: Diagrama de decisión para la selección de la alimentación de red en plantas industriales

calidad de suministro requerida (véase el capítulo 4.4). Si no se dispone de datos detallados para la planificación básica, se prosigue con el planteamiento sencillo y, dado el caso, se adapta según la Fig. 4/1 con parámetros modificados.

4.2 Distribución de alimentación y configuración de la red

La tensión nominal de la red de distribución de alimentación se selecciona conforme a la tensión de alimentación del capítulo 4.1. La norma IEC 60038 estipula tensiones normalizadas de media tensión ($1 \text{ kV} < U_{\text{nr}} \leq 35 \text{ kV}$) y de alta tensión ($35 \text{ kV} < U_{\text{nr}} \leq 230 \text{ kV}$). En la IEC 60038 se señala que para redes públicas de distribución nuevas ya no se debe utilizar la tensión de 6 kV. Además, en el ámbito industrial, los niveles de tensión más elevados (10, 20 o 30 kV) ofrecen las siguientes ventajas frente a 6 kV:

- Corrientes asignadas de cierre y corte de cortocircuito menores (presuponiendo la misma potencia de cortocircuito; para 6 kV, I_{ma} y I_{sc} son mayores en un factor de 1,67 / 3,33 / 5 que para 10 / 20 / 30 kV)
- Secciones de cable menores (en comparación con 6 kV, menores en un factor de hasta 2 ... 3 para 10 kV y de hasta 6 ... 10 para 30 kV; presuponiendo la misma potencia a transportar o bien la misma potencia de cortocircuito)

- Mayor eficiencia energética (debido a menores pérdidas de red)
- Tiempos de escalonamiento suficientemente largos para la protección de sobrecorriente de tiempo definido como protección principal y de reserva, debido a corrientes de cortocircuito menores⁴⁾.

En las configuraciones de red se puede diferenciar entre tres formas básicas (Fig. 4/4):

- Red en estrella
- Red en anillo
- Red mallada.

De ellas se pueden derivar variantes o bien combinaciones (Fig. 4/4), como por ejemplo:

- Red de línea/bus
- Red de árbol
- Red de línea radial doble.

Hay que tener en cuenta que la Fig. 4/4 solo muestra estructuras y todavía no hace ninguna indicación sobre la alimentación, la generación y el consumo. La red en árbol representa una concatenación de redes en estrella.

⁴⁾ Las corrientes de cortocircuito menores causan una menor energía térmica de paso (I^2t) y un valor de cresta de la corriente de cortocircuito inferior (i_p). Los tiempos de desconexión más largos resultantes influyen positivamente en los niveles de escalonamiento posibles de la protección de sobrecorriente de tiempo definido.

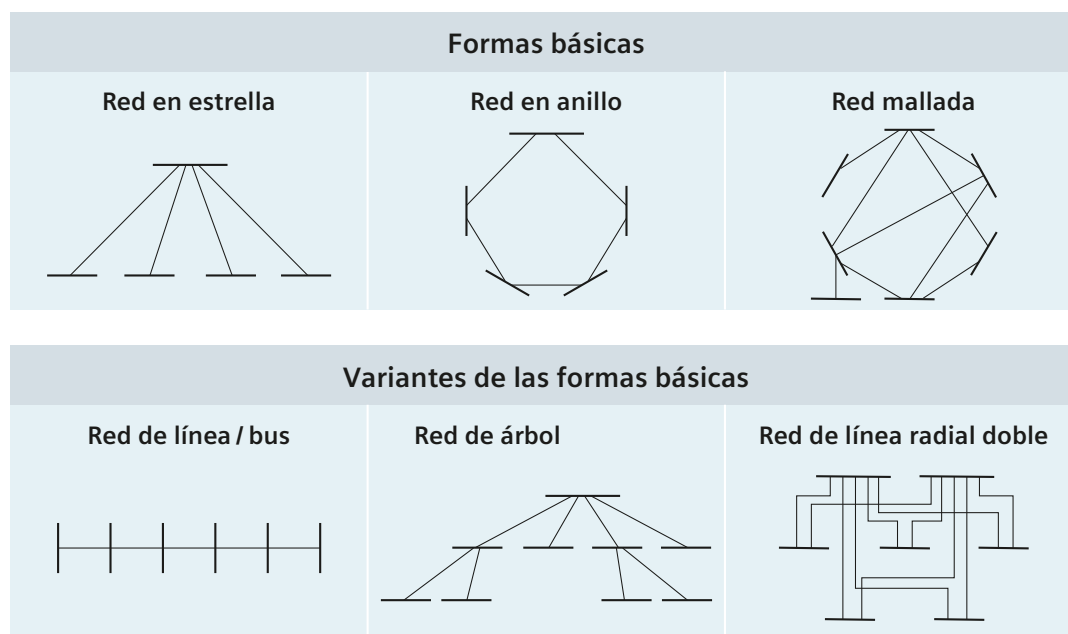


Fig. 4/4: Configuraciones de redes para la distribución de electricidad

Si existe un acoplamiento entre las dos distribuciones de alimentación, la red de línea radial doble puede considerarse como una simple combinación de redes en anillo individuales.

Las variantes de la red en anillo y la de línea radial doble que están condicionadas por el modo de operación y que se diferencian en la operación normal, se pueden clasificar según modo de operación “abierto” y “cerrado”. Aquí, el “anillo abierto” equivale a una red de línea/bus. Análogamente, en la “red de línea radial doble”, cada anillo individual está abierto en la operación normal.

Atención: Como norma general, un modo de operación “cerrado” no es posible en caso de alimentación desde dos fuentes distintas de suministradores de energía. El sistema SIPLINK de Siemens ofrece una posibilidad de acoplar fuentes separadas. Gracias a la tecnología de convertidores es posible adaptar las redes de manera apropiada, por ejemplo, para ajustes de frecuencia como los que se necesitan en Sudamérica cuando se tenga que acoplar una red de 50 Hz (Argentina, Paraguay) a una red de 60 Hz (Brasil). O para la alimentación de instalaciones industriales estadounidenses (química, petróleo & gas) que sean operadas en Asia. La operación en paralelo de la red de alimentación y el generador es posible si el generador está sincronizado.

Al elegir la configuración de red hay que tener en cuenta que a la hora de preferir o excluir una configuración de red, el marco específico del proyecto prescribe la ponderación individual de criterios individuales y, dado el caso, define criterios especiales. Ya que la red de alimentación de media tensión en instalaciones industriales está configurada típicamente como red en estrella, anillo o línea radial doble, la Tab. 4/1 muestra criterios importantes para la comparación de estas tres configuraciones de red. La estimación de los criterios puede servir de apoyo en la toma de decisiones durante la planificación del proyecto.

4.3 Autogeneración

Existe una serie de razones para la operación de una planta de autogeneración en paralelo con una red de distribución:

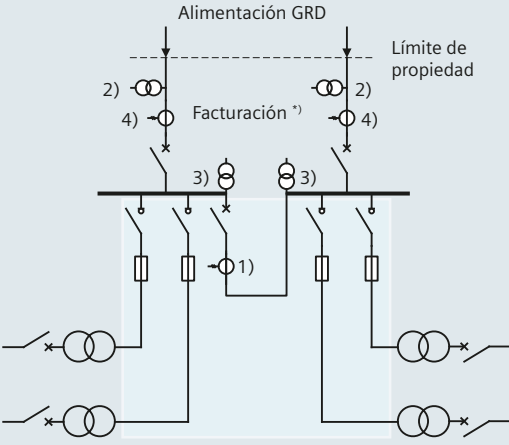
- Si hay demanda de calor de proceso, al transformar las fuentes de energía se puede producir simultáneamente electricidad mediante cogeneración
- Si el suministro público de electricidad es insuficiente, lo que podría deteriorar los procesos de fabricación

- Como alimentación de emergencia de aplicaciones relevantes para la seguridad, como se describe, por ejemplo, en la norma IEC 60364-5-56 (alimentación para los servicios de seguridad⁵⁾)
- Para evitar o reducir costes de consumo de energía, especialmente contribuciones, impuestos o costes adicionales similares (p.ej. tarifas de acceso a red) en el contexto de consumo de energía y demanda de carga pico
- Para mejorar la huella ecológica de una empresa
- Para el uso energético de materiales residuales de producción aprovechables, como por ejemplo en la industria maderera o papelera, o los denominados gases de cúpula en la industria siderúrgica.

Con motivo del creciente interés en sistemas de auto-generación en la industria – mediante cogeneración o el uso de energías renovables eólicas, solares o de biomasa –, también se influye en las redes de distribución y transmisión. Las grandes centrales eléctricas que son esenciales para el soporte de la red se harán menos frecuentes. En una red cada vez más descentralizada serán sustituidas por productores de electricidad volátiles y de tamaño reducido, que además podrán ser conectados a la red mediante inversores. Por esta razón se le debe dar más importancia a una funcionalidad suficiente con respecto a la estabilización de la red, incluso en pequeñas centrales eléctricas.

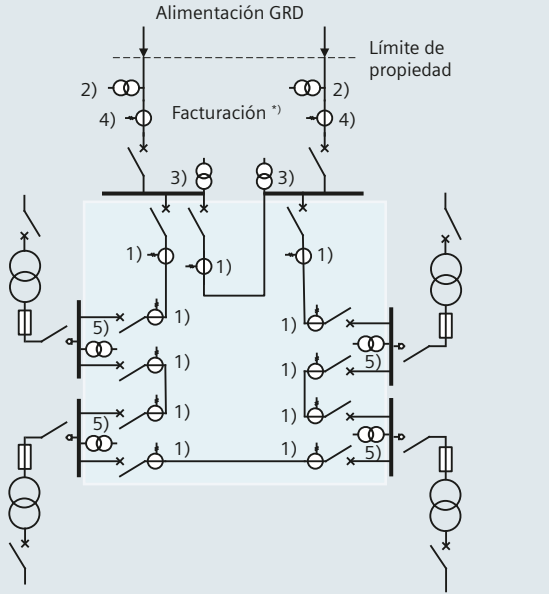
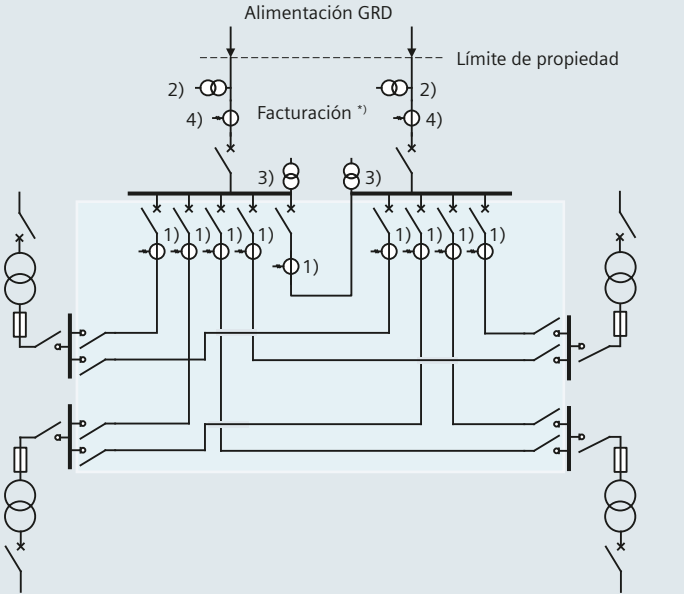
En la operación de plantas de autogeneración en paralelo con las redes públicas se exige una integración regulada de las plantas, lo mismo para la operación normal como para el caso de fallo. Habitualmente, los gestores de redes de transporte y distribución especifican los requisitos de una conexión a la red eléctrica en códigos de red (“Grid Codes” en inglés). Por regla general, la base para estas disposiciones está formada por normas nacionales e internacionales así como por directivas y valores de experiencia (Tab. 4/2). Es importante saber que, debido a las grandes reestructuraciones en curso en el mercado de la electricidad de todo el mundo, se está produciendo un proceso de adaptación continuo en leyes, normas, especificaciones, directivas, disposiciones y condiciones. Por ello, a la hora de hacer referencia a estas publicaciones, siempre se debe tomar como base el estado actual en ese momento.

⁵⁾ Nota: Según IEC 60364-5-56, como alimentación de seguridad son admisibles dos alimentaciones separadas e independientes entre sí siempre y cuando sea improbable que ambas alimentaciones fallen simultáneamente.

Leyenda	Red en estrella
<p>1) Transformador de corriente para funciones de protección</p> <p>2) Transformador de tensión para medición</p> <p>3) Transformador de tensión para funciones de protección (opcional)</p> <p>4) Transformador de corriente combinado con 2 núcleos para funciones de medición y protección</p> <p>5) Transformador de tensión para funciones de protección</p> <p>*) Conjunto de "transformadores de sistema" para facturación, específicos de la aparamenta</p>	
Características de diseño para la configuración de la red de media tensión	Red en estrella
<p>Defecto de cable, lado de media tensión (áreas marcadas)</p>	<p>El tramo de cables defectuoso es separado / desconectado por el aparato de maniobra y protección. No existe posibilidad de conmutación a la otra fuente → Los transformadores conectados y los consumidores asociados ya no se siguen alimentando</p>
<p>Sistema de protección</p>	<p>Costes bajos (protección de salida con combinado interruptor-seccionador/fusible)</p>
<p>Supervisión de la red durante la operación</p>	<p>Costes separados con transformadores de corriente y/o tensión así como dispositivos de medición / indicación</p>
<p>Hueco de tensión en caso de cortocircuito</p>	<p>Bajo para las derivaciones no afectadas por el defecto, en caso de protección mediante fusibles ACR y tiempos de desconexión correspondientemente cortos (< 10 ms)</p>
<p>Peligro para las personas</p>	<p>Reducido, ya que debido al tiempo de desconexión corto (< 10 ms) y el efecto limitador de corriente de los fusibles ACR, la energía de arco liberada en caso de cortocircuito es casi siempre baja [1.2]</p>
<p>Disponibilidad</p>	<p>Sin redundancia, por ello, baja disponibilidad de la derivación afectada en caso de defecto</p>
<p>Diseño de la aparamenta</p>	<p>Es posible que la aparamenta se encuentre directamente en la nave de producción (p.ej. observación de condiciones ambientales como temperatura, polvo, humedad y muchas otras)</p>

Nota: Debido a la complejidad de la planificación, en la tabla superior no se pueden realizar estimaciones que sean válidas de forma generalizada. Todas las indicaciones se refieren a valores de experiencia generalizados. Como se describe en la Fig. 4/1, el boceto de un concepto se debe concretar mediante datos e indicaciones, y se debe verificar y refinar (o dado el caso, cambiar completamente) mediante cálculos y dimensionamientos.

Tab. 4/1: Características de las configuraciones de redes de media tensión

Red en anillo	Red de línea radial doble
	
Red en anillo, normalmente cerrado (n. c.)	Red de línea radial doble, normalmente abierta (n. a.)
<p>Se necesitan sistemas de protección con detección de dirección para separar / desconectar el tramo de cables defectuoso de forma selectiva → Los transformadores conectados y los consumidores asociados se siguen alimentando sin interrupción gracias al concepto de anillo (n. c.)</p>	<p>El tramo de cables defectuoso es separado / desconectado de forma selectiva por el aparato de maniobra y protección → Entre la aparición y la eliminación del defecto, incluyendo la conmutación en la red de línea radial doble, los transformadores conectados y los consumidores asociados no reciben alimentación; entonces, dado el caso, los consumidores deben arrancar de nuevo</p>
<p>Costes elevados (interruptor de potencia más relé de protección con transformadores de corriente y de tensión incluyendo detección de dirección)</p>	<p>Costes medios (interruptor de potencia más relé de protección con transformador de corriente)</p>
<p>Posible de forma sencilla debido a la funcionalidad integrada en los relés de protección (p.ej. SIPROTEC)</p>	<p>Posible de forma sencilla debido a la funcionalidad integrada en los relés de protección (p.ej. SIPROTEC)</p>
<p>Puede ser claramente mayor, ya que con una protección mediante interruptores de potencia se debe contar con un tiempo de desconexión entre 70 y 120 ms para detección del defecto, disparo, tiempo interno del interruptor, tiempo de arco más el tiempo de retardo que se haya ajustado (típicamente de 0 a 1 s)</p>	<p>Puede ser claramente mayor, ya que con una protección mediante interruptores de potencia se debe contar con un tiempo de desconexión entre 70 y 120 ms para detección del defecto, disparo, tiempo interno del interruptor, tiempo de arco más el tiempo de retardo que se haya ajustado (típicamente de 0 a 1 s)</p>
<p>Mayor, ya que el tiempo de desconexión de los interruptores de potencia de entre 70 y 120 ms conduce a valores de energía de arco más de 7 veces mayores que en el caso de los fusibles ACR (véase el ejemplo en [1.1]); por consiguiente, es necesario un gasto elevado para la protección (p.ej. configuración de la aparamenta)</p>	<p>Mayor, ya que el tiempo de desconexión de los interruptores de potencia de entre 70 y 120 ms conduce a valores de energía de arco más de 7 veces mayores que en el caso de los fusibles ACR (véase el ejemplo en [1.2]); por consiguiente, es necesario un gasto elevado para la protección (p.ej. configuración de la aparamenta)</p>
<p>Redundancia sin interrupción del suministro (anillo n. c.); debe tenerse en cuenta el hueco de tensión (véase arriba)</p>	<p>Con redundancia, pero con un vacío de suministro debido a la conmutación de una línea radial a la otra</p>
<p>Se necesita un local de servicio separado para la aparamenta para evitar riesgos por energía de cortocircuito elevada – u otras medidas constructivas</p>	<p>Se necesita un local de servicio separado para la aparamenta para evitar riesgos por energía de cortocircuito elevada – u otras medidas constructivas</p>

Normas		
Regiones	Organización	Norma
Ámbito mundial	CENELEC	IEC/TS 62786
Europa	CENELEC	EN 50549-1/-2
Australia / Nueva Zelanda	Estándares Aus. / NZ	AS/NZS 3010
Norteamérica	IEEE	IEEE 1547, IEEE 2030
China	State Grid Corporation	Q/GDW 480-2015
Reglas, directivas, disposiciones		
Regiones	Organización	Regla, disposición
Red interconectada europea	ENTSO-E	p.ej. NC RfG, NC DCC
Norteamérica	NERC	p.ej. BAL-001, BAL-003, MOD-027
Australia	AEMC	p.ej. NER V132

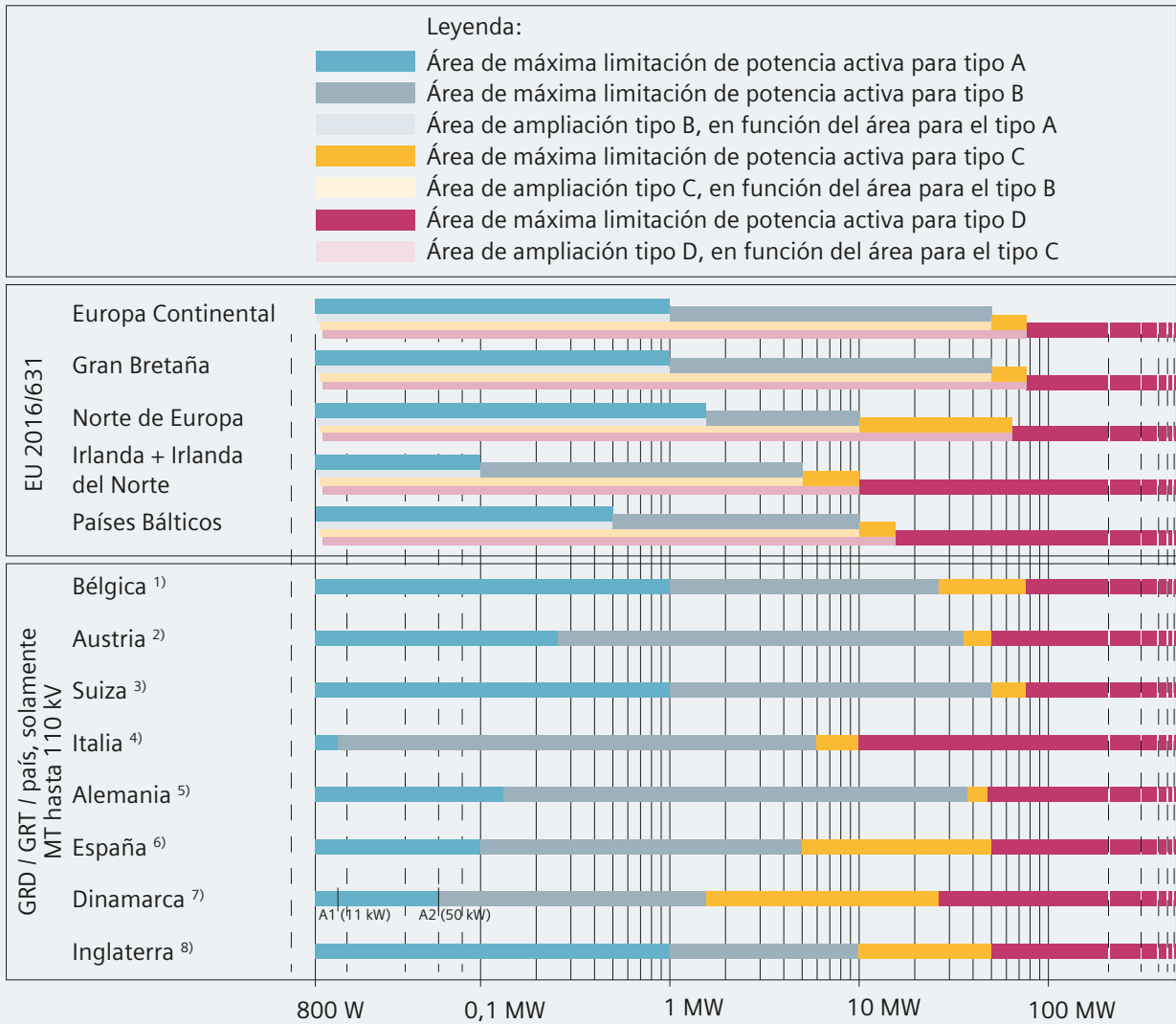
Tab. 4/2: Ejemplos de normas y especificaciones internacionales así como directivas y disposiciones para la conexión de centrales eléctricas en paralelo con las redes públicas de electricidad

4.3.1 Normas, especificaciones

La especificación técnica internacional IEC/TS 62786 abarca un temario muy amplio, ya que no solo cubre las redes de 50 Hz, las redes de 60 Hz y el área de baja tensión, sino también el área de media tensión sin limitación de la potencia. Por consiguiente, en los valores exigidos para el diseño de plantas de autogeneración frecuentemente se especifican rangos de valores que posteriormente se deberán ajustar a la situación nacional o local. Adicionalmente, en las transposiciones nacionales e internacionales de la especificación técnica se prescriben restricciones, requisitos y observaciones que van más allá. Por ejemplo, en la transposición europea se define una serie de normas (EN 50549) que tiene en cuenta de forma normativa un desglose respecto a tensión de red y clasificación de potencia según el Reglamento UE 2016/631 (código de red sobre requisitos de conexión de generadores a la red, conocido con las siglas inglesas NC RfG).

El Reglamento UE 2016/631 define una tipificación de los requisitos para centrales eléctricas respecto al nivel de tensión para la conexión a la red y la máxima salida de potencia activa (tipo A, B, C y D; véase la Fig. 4/5 y el capítulo 4.3.2). Para una tensión de red de 110 kV o más en el punto de conexión, siempre se tienen que cumplir los requisitos del tipo D. Adicionalmente, el tipo D también se aplicará para tensiones de red más bajas si se exceden los valores prescritos para el umbral de potencia de la capacidad máxima de centrales eléctricas (véase la Fig. 4/5).

En el reglamento se especifican rangos propios de valores para la tipificación en distintas regiones europeas (Europa Continental, Gran Bretaña, Norte de Europa, Irlanda e Irlanda del Norte, Países Bálticos). Cabe destacar que los márgenes para la tipificación en las directivas y disposiciones de los GRD y GRT se aprovechan de forma específica en función de las circunstancias propias de cada país.



1) RfG Requirements of General Application; 2019; Elia (Bélgica)
 2) TOR Erzeuger (Reglas técnicas y de organización para generadores; una edición respectivamente para tipo A, tipo B, tipo C, tipo D); 2019, E-CONTROL (Austria)
 3) Empfehlung Netzanschluss für Energieerzeugungsanlagen (recomendación para conexión a la red para centrales eléctricas); 2014; VSE/AES (Suiza)
 4) CEI 0-16; 2019; Norma Italiana CEI
 5) VDE AR-N 4110 (TAR Mittelspannung – Reglas técnicas de media tensión); 2018; VDE/FNN (Alemania)
 6) Norma técnica de supervisión de la conformidad de los módulos de generación de electricidad según el Reglamento UE 2016/631; 2019; Red Eléctrica (España)
 7) Technical Regulation 3.2.3; 2017 y Technical Regulation 3.2.5; 2016; Energinet (Dinamarca)
 8) Engineering Recommendation G99; 2019; ENA (Inglaterra)

Fig. 4/5: Categorización específica según potencia para centrales de generación de electricidad con una tensión de conexión a la red inferior a 110 kV en Europa

4.3.2 Requisitos para la conexión de centrales eléctricas a la red

En el Reglamento UE 2016/631, los requisitos para la conexión a la red de una central eléctrica difieren respecto a esta tipificación y también respecto a una conexión síncrona o no síncrona a la red. En las plantas de cogeneración, para la tipificación se tiene en cuenta la máxima salida de potencia eléctrica activa. Los principales requisitos para los distintos tipos se pueden resumir de forma aproximada:

Tipo A:

- Requisitos básicos para asegurar la capacidad de generación de electricidad
- Un cierto grado de automatización
- Control mínimo por el gestor de red
- Prevención de colapsos mayores de la capacidad de generación en grandes áreas de operación de la red
- Minimización de incidentes críticos así como determinación de medidas de intervención para el caso de que, a pesar de todo, se produzcan incidentes críticos para el sistema.

Tipo B:

- Un espectro más amplio de reacciones dinámicas automatizadas para una mayor capacidad de resistencia frente a incidencias operativas y limitación de los efectos de incidencias en la red
- Requisitos para garantizar las posibilidades dinámicas de reacción
- Posibilidades más amplias de control por el gestor de la red y las informaciones necesarias para ello.

Tipo C:

- Reacción dinámica precisa, estable y bien controlable de servicios importantes del sistema en tiempo real para mantener la seguridad del suministro
- Permiso de intervenciones coordinadas en sistemas agrupados de generación de electricidad en distintas situaciones, tanto en ausencia de fallos como en caso de perturbaciones en la red.

Tipo D:

- Mayor nivel de tensión de la conexión a la red de las centrales eléctricas (según Reglamento UE 2016/631: ≥ 110 kV) para garantizar una operación estable de la red interconectada en Europa.

En base a la tipificación en el Reglamento UE 2016/631, las normas EN 50549-1 y -2 tienen en cuenta las centrales de tipo A y de tipo B de baja tensión (EN 50549-1) y de media tensión (EN 50549-2).

Excepción: Las centrales de generación de electricidad con una salida de potencia aparente de hasta 150 kVA también se pueden conectar a la red de media tensión según los requisitos de EN 50549-1. Siempre son posibles los acuerdos con el GRD, y se deben observar los reglamentos, directivas, condiciones y disposiciones específicas del país, del GRD o del GRT (ver ejemplos en la Fig. 4/5).

En caso de que se produzca un deterioro recíproco de distintos requisitos, se deben aplicar protecciones y regulaciones de forma jerárquica según EN 50549-1 y -2 (importancia decreciente de 1. a 7.):

1. Protección de la unidad de generación (p.ej., el equipo de protección de la unidad de generación no se debe disparar antes que la protección de interfaz si a) el GRD no da su visto bueno o b) las condiciones previsibles de operación no lo hacen necesario), dado el caso, con implicación de la máquina motriz
2. Protección de interfaz y protección en caso de defectos internos de la central eléctrica
3. Soporte de tensión en caso de defectos y variaciones bruscas de tensión
4. Respuesta en potencia activa mediante control remoto para el soporte de la red de distribución o debido a frecuencia local de red excesiva
5. Respuesta local (respuesta en potencia activa) en caso de frecuencia de red demasiado baja
6. Control de potencia reactiva y activa
7. Otras órdenes de control para la regulación de la potencia activa, por ejemplo en base a especificaciones de optimización propias del usuario, causas económicas o condiciones locales de mercado.

Para plantas de cogeneración en instalaciones industriales se pueden acordar requisitos especiales respecto a la potencia activa entre el productor y el gestor de red. En consecuencia se puede realizar una adaptación de la lista de prioridades indicada arriba.

En la red interconectada europea, los requisitos para la red de alta tensión de 110 kV y más están homogeneizados. Las normas IEC/TS 62786 y EN 50549-1 y -2 determinan un marco común para el área de media y baja tensión. En casos individuales, las características exigidas por los gestores de redes de transporte y de distribución nacionales o locales pueden diferir.

Los requisitos según las normas EN 50549-1 y -2, que aquí solo se pueden esbozar brevemente, incluyen:

1. En operación normal:
 - a. Periodos mínimos de operación admisibles con conexión a la red para rangos de frecuencia determinados⁶⁾ → véase la Tab. 4/3
 - b. Potencia activa mínima admisible a subfrecuencia → véase la Fig. 4/6
 - c. Para el rango mínimo exigido de la tensión nominal U_n , referido a la tensión acordada de conexión a la red U_c , rige lo siguiente:

EN 50549-1	$0,85 U_c \leq U_n \leq 1,1 U_c$
EN 50549-2:	$0,9 U_c \leq U_n \leq 1,1 U_c$
(IEC/TS 62786:	$0,9 U_c \leq U_n \leq 1,1 U_c$)

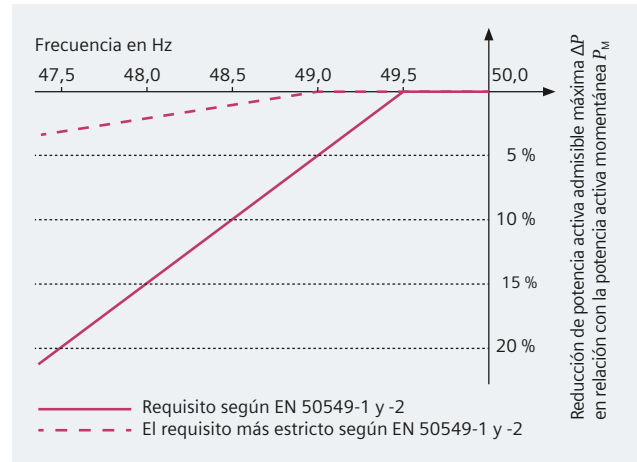


Fig. 4/6: Reducción máxima admisible de potencia activa a subfrecuencia

⁶⁾ La exigencia relativa a soporte de frecuencia en la red interconectada europea ha sido propulsada por las experiencias con el creciente suministro de electricidad por centrales fotovoltaicas en la red de baja tensión (problema de 50,2 Hz) así como de centrales eólicas y de autogeneración (problema de 49,5 Hz) [4.3]

	Frecuencia en Hz											
	47,0	47,5	48,0	48,5	49,0	49,5	50,0	50,5	51,0	51,5	52,0	
EN 50549-1/-2	Requisitos mínimos	30 min			ilimitado				30 min			
	Requisitos más estrictos	20 s	90 min			ilimitado				90 min	15 min	
EU 2016/631	Frecuencia en Hz											
	Europa Continental	30 min			ilimitado				30 min			
	Norte de Europa	30 min			ilimitado				30 min			
	Gran Bretaña	20 s	90 min			ilimitado				90 min	15 min	
	Irlanda / Irlanda del Norte	90 min			ilimitado				90 min			
	Países Bálticos	30 min			ilimitado				30 min			
IEC/TS 62786	Frecuencia en Hz											
	Frecuencia de red 50 Hz	Operación ilimitada posible				ilimitado		Operación ilimitada posible				
		Frecuencia para un tiempo de operación ilimitado (0,5 s a 90 min)						Frecuencia para un tiempo de operación ilimitado (0,5 s a 90 min)				
	Frecuencia en Hz											
Frecuencia de red 60 Hz	Operación ilimitada posible				ilimitado		Operación ilimitada posible					
	Frecuencia para un tiempo de operación ilimitado (0,5 s a 90 min)						Frecuencia para un tiempo de operación ilimitado (0,5 s a 90 min)					

Tab. 4/3: Temporizaciones dependientes de la frecuencia para la operación de red de centrales eléctricas según EN 50549-1 y -2, UE 2016/631 e IEC/TS 62786

2. Para estados críticos de la red:

- a. Soporte de tensión mediante suministro de potencia reactiva ⁷⁾
→ véase la Fig. 4/7

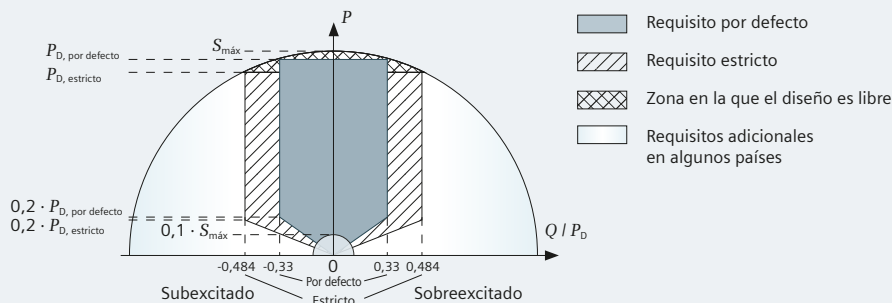
- b. Modos de control para el control de tensión según EN 50549-1 y -2, de los cuales solo uno puede estar activo exclusivamente:

- Modo del punto de ajuste de Q (valor de consigna de la potencia reactiva de salida)
- Modo del punto de ajuste de $\cos \varphi$ (valor de consigna del $\cos \varphi$)
- $Q(U)$ (potencia reactiva de salida en función de la tensión)
- $Q(P)$ (potencia reactiva de salida en función de la potencia activa); no es posible para centrales eléctricas según EN 50549-1
- $\cos \varphi (P)$ (control de $\cos \varphi$ referido a la potencia)

⁷⁾ El soporte de tensión puede ser exigido por el GRD en base a IEC/TS 62786 o bien EN 50549-1 y -2. En el Reglamento UE 2016/631 solo se describe un soporte de tensión mediante potencia reactiva para los tipos B, C y D. En las normas EN 50549-1 y -2 se muestran los requisitos a tensión nominal para baja o media tensión respectivamente en forma de diagrama P/Q (potencia activa en función de la potencia reactiva) y, en caso de desviaciones, como diagrama de potencia-tensión (relación entre tensión U y tensión nominal U_n en función de la relación entre potencia reactiva Q y potencia activa de diseño P_D).

Características de potencia reactiva requeridas a la tensión nominal U_n

Para centrales eléctricas tipo A y B en la red de media tensión (EN 50549-2)



Para centrales eléctricas tipo A y B en la red de baja tensión (EN 50549-1)

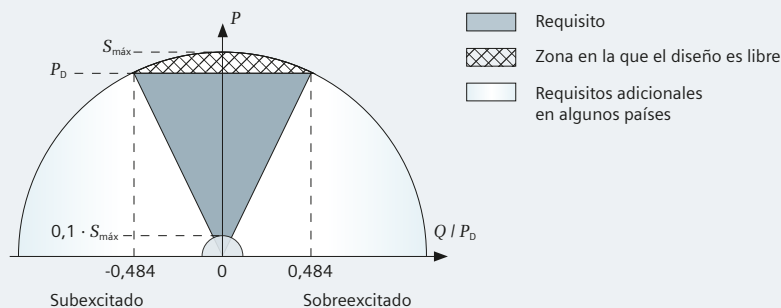


Fig. 4/7: Comportamiento de potencia reactiva de centrales eléctricas para soporte de red según EN 50549-1 y -2

c. Reducción de la potencia activa referida a la tensión
 → en caso de sobretensión crítica, la velocidad de reducción de la potencia debe ser como máximo del 33 % por segundo con una modificación del 100 %

e. Soporte de frecuencia mediante respuesta en potencia activa⁸⁾
 → véase la Fig. 4/8

d. Tasas de variación de frecuencia admisibles (ROCOF):

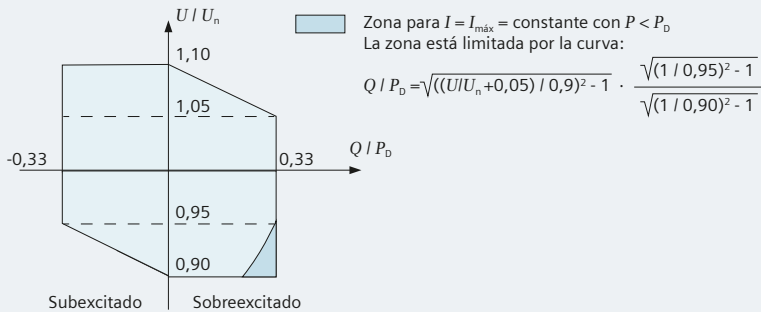
IEC/TS 62786: Acuerdo de los países individuales (nota: en algunos países se exigen 2,5 Hz/s)

EN 50549-1 y -2: 2 Hz/s como mínimo para generadores no síncronos
 1 Hz/s como mínimo para generadores síncronos

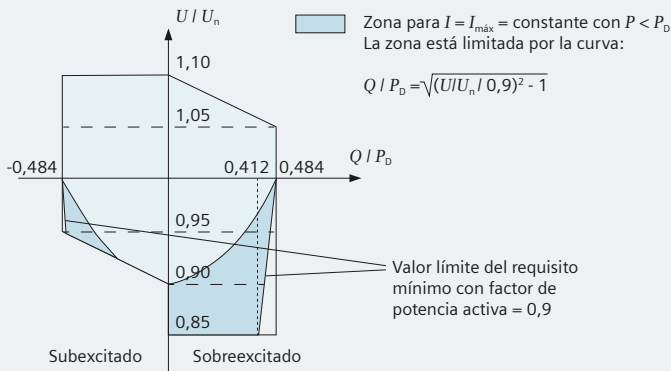
⁸⁾ El suministro de potencia activa en caso de subfrecuencia (LFSM-U) no es un requisito "obligatorio" para centrales eléctricas según EN 50549-1 y -2 ("obligatorio" rige para sistemas de almacenamiento de electricidad y, según el Reglamento UE 2016/631, solamente para centrales eléctricas de tipo C y D. Según el Reglamento UE 2016/631, para centrales eléctricas de tipo C y D, el modo FSM sensible a la frecuencia se puede haber acordado para $\Delta P / P_{ref}$ a un valor entre el 1,5 % y el 10 %). Las variaciones exigidas en potencia activa en caso de subfrecuencia/sobrefrecuencia se describen mediante la especificación de parámetros como retardo, umbral de frecuencia, estatismo/pendiente, banda muerta de la frecuencia y rango relativo de potencia activa.

Características de potencia reactiva requeridas a la potencia activa P_D y variaciones de la tensión nominal U_n

Para centrales eléctricas tipo A y B en la red de media tensión (EN 50549-2)



Para centrales eléctricas tipo A y B en la red de baja tensión (EN 50549-1)



1

2

3

4

5

6

7

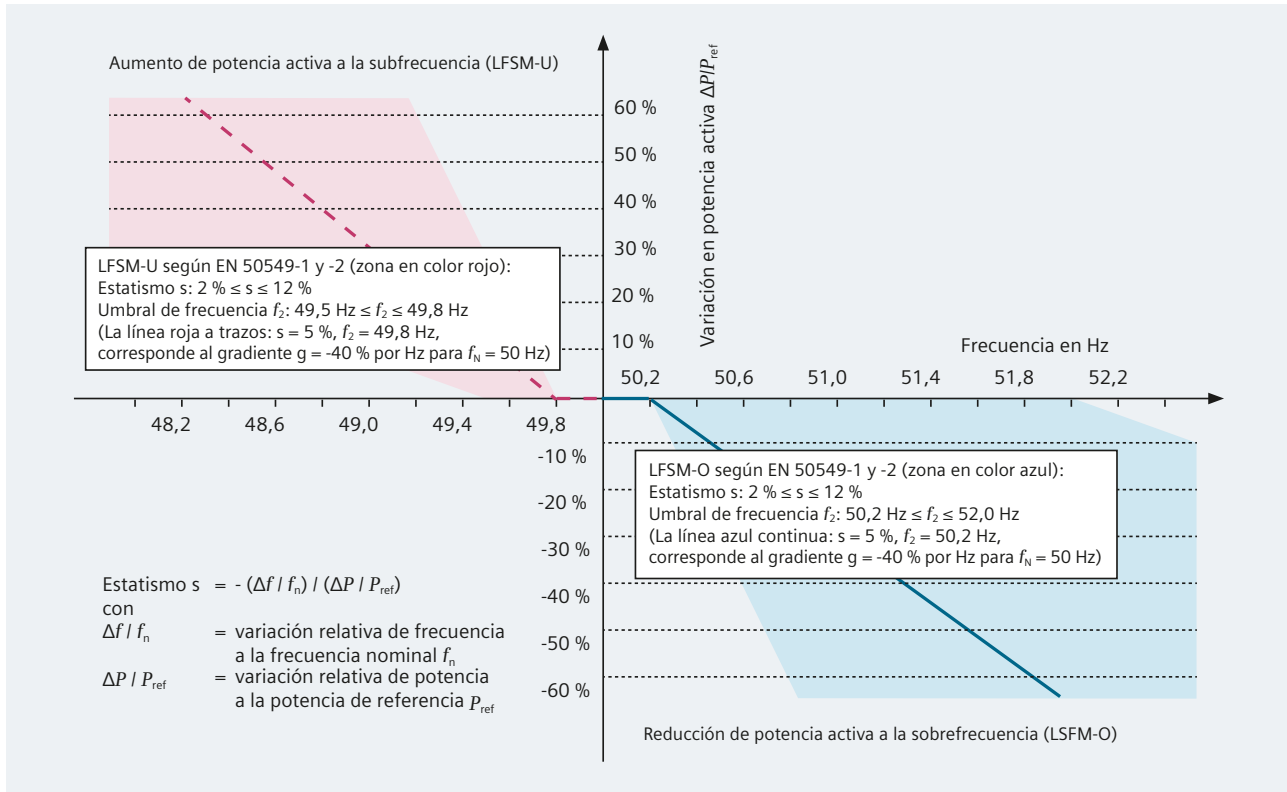


Fig. 4/8: Respuesta en potencia activa dependiente de frecuencia según EN 50549-1 y -2 (--- LFSM-U; _____ LFSM-O)

f. Soporte dinámico de la red

→ En caso de perturbaciones y cambios bruscos de tensión (provocados típicamente por cortocircuitos) debe evitarse la desconexión no deseada de centrales eléctricas, y con ello una posible inestabilidad en la red:

- Perfiles de tensión-tiempo en caso de perturbaciones
Capacidad para soportar huecos de tensión
(para mantener una operación estable en caso de perturbaciones conformes al diseño → véase la Fig. 4/9)
- Suministro de corriente reactiva

En caso de variaciones bruscas de tensión de corta duración, además del soporte de tensión mencionado anteriormente se debe efectuar un suministro dinámico de corriente reactiva. Generalmente, esto no se exige para centrales eléctricas en la red de distribución de baja tensión, pero puede ser acordado. Debido al sistema, los generadores síncronos ofrecen un soporte suficiente. Los requisitos normativos para centrales eléctricas no síncronas se describen en la norma EN 50549-2. La corriente reactiva adicional se deberá proporcionar por lo menos hasta el valor de la corriente asignada. Sin embargo, con $U < 0,15 \cdot U_c$ (tensión de alimentación declarada U_c) no se requiere una alimentación de corriente

iii) Reducción de corriente en centrales eléctricas acopladas mediante inversor

En caso de tensión crítica, un requisito adicional para centrales eléctricas acopladas mediante inversor es que puedan reducir su corriente tan rápidamente como sea técnicamente posible hasta un 10 % de la corriente asignada (o un valor menor) (véase EN 50549-1 y -2).

La publicación [4.4] muestra un resumen de las diferencias en la implementación del código de red RfG en toda Europa. Precisamente en Europa, el tema de la conexión a la red de plantas de autogeneración es muy dinámico, de modo que se deberán tener en cuenta cambios a corto plazo.

Esto también se puede observar en el caso de la compatibilidad electromagnética (CEM). Según la norma IEC/TS 62786, las centrales eléctricas deben cumplir los requisitos básicos de la serie de normas IEC 61000. Las normas EN 50549-1 y -2 informan sobre la orientación al consumidor en la serie IEC 61000 actual.

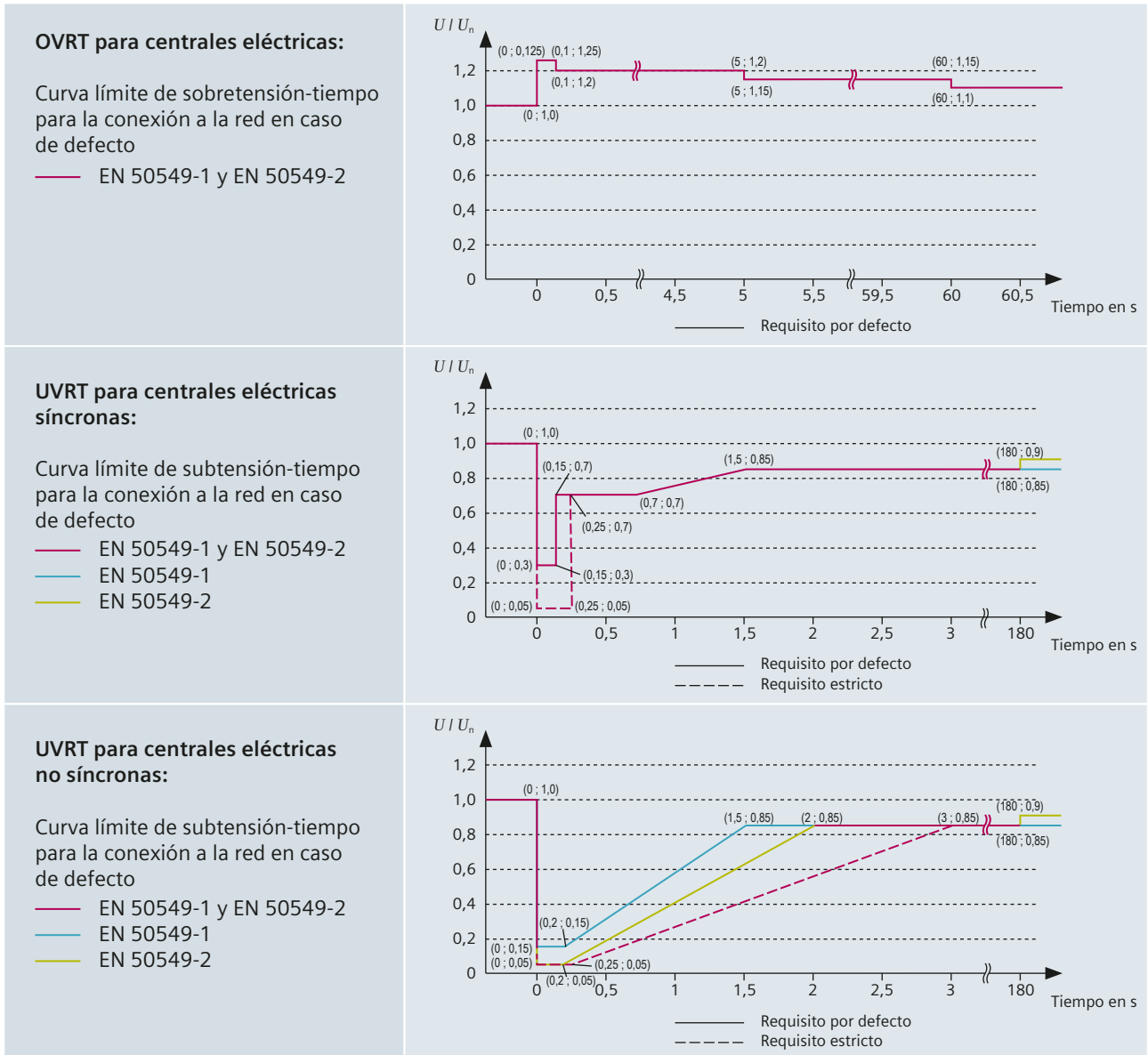


Fig. 4/9: Características tensión-tiempo según EN 50549-1 y -2* (también llamadas características FRT) para la descripción del comportamiento de tensión en caso de defectos

* Nota: Las publicaciones UE 2016/631 y EN 50549-1 y -2 no coinciden totalmente. Por ejemplo, en el Reglamento UE 2016/631 el comportamiento con subtenación (UVRT en la Fig. 4/9) solo se exige para los tipos B, C y D. Las normas EN 50549-1 y -2 recomiendan esto también para el tipo A. Lo mismo rige para el suministro de potencia reactiva para el soporte de tensión. Las normas EN 50549-1 y -2 recomiendan LFSM-U (Fig. 4/8) también para el tipo A y el tipo B.

A día de hoy se está realizando una revisión de la serie de normas IEC 61000 y, dado el caso, las adaptaciones respecto a una incorporación de centrales eléctricas. Las normas EN 50549-1 y -2 definen la conformidad con los requisitos relevantes de las directivas UE 2014/30 y UE 2014/53 y los requisitos de la norma EN 50160 con

respecto a la calidad del suministro de electricidad. En lo que se refiere a la calidad del suministro de electricidad, las normas IEC/TS 62786 y EN 50549-1 y -2 coinciden en que deben tenerse en cuenta los requisitos locales. Igualmente, también en que las centrales eléctricas no deben inyectar corrientes continuas.

4.3.3 Protección de interfaz

Para asegurar los requisitos de operación de las centrales eléctricas se permite utilizar dispositivos de maniobra y protección, tal como se describe de forma esquemática en la Fig. 4/10. El relé de protección de interfaz (RPI) actúa sobre el interruptor de interfaz. El RPI reacciona ante:

- Defectos en la red de distribución
- Establecimiento involuntario de una situación en isla
- Condiciones de tensión y frecuencia fuera de los valores límite establecidos.

A petición del GRD, el RPI puede actuar sobre otro aparato de maniobra con un retardo adecuado en caso de fallo del interruptor de interfaz. Asimismo, para asegurar un retardo o para realizar el comportamiento UVRT, el GRD puede exigir un SAI para la protección de la interfaz.

El sistema de protección de la interfaz (SPI) debe ser un dispositivo autónomo que no esté integrado en las unidades de generación. Son excepciones según la norma IEC/TS 62786 las centrales eléctricas acopladas mediante inversor y, según la norma EN 50549-1, las así llamadas minicentrales eléctricas (conexión a baja tensión y corriente asignada máxima de la central eléctrica de 16 A; por encima de esta, el GRD puede establecer un valor umbral), en las cuales la protección de interfaz y el punto de medición pueden estar integrados en las unidades de generación de la central eléctrica.

A partir de los requisitos de protección de tensión y de frecuencia, para el RPI se pueden derivar las medidas de protección indicadas en la Tab. 4/4 (según las normas EN 50549-1 y -2).

4.4 Celdas de media tensión y centros de carga de baja tensión a nivel de proceso

Los conceptos de “centros” y “celdas” muestran claramente que – además de los criterios específicos de energía y potencia de las cargas – para la elaboración del concepto de suministro de electricidad hay que tener en cuenta especialmente las condiciones marginales de espacio de la instalación industrial. En base a los datos técnicos existentes y la ubicación o disposición de las cargas y consumidores, en un primer paso debería aclararse qué niveles de tensión se deben prever para obtener más ventajas. Básicamente, casi siempre es más rentable equipar y operar tan pocos niveles de tensión como sea posible.

Aparte de la tensión de alimentación de 230/400 V para consumidores típicos de baja tensión como iluminación, tecnología de información y comunicación, aplicaciones de seguridad y automatización, así como pequeños accionamientos, las cargas motorizadas de más de 250 kW se deberían conectar a una distribución de media tensión de 10 kV.

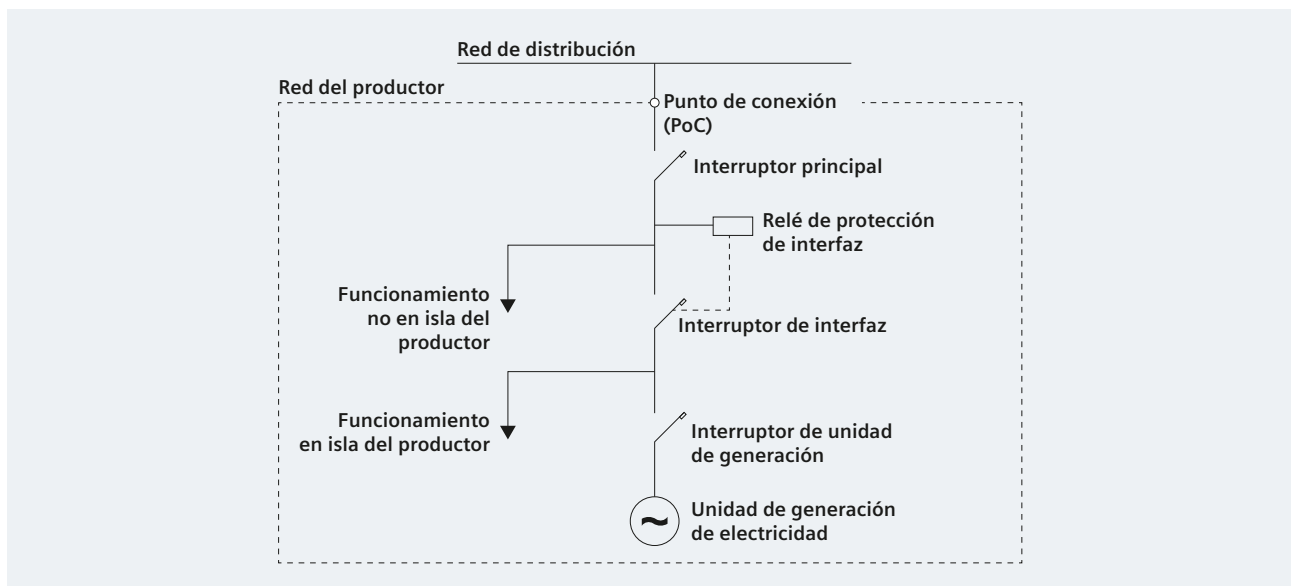


Fig. 4/10: Ejemplo esquemático para la conexión de una central eléctrica a una red de distribución según IEC/TS 62786 o EN 50549-1 y -2

Función de protección	Norma UE	Código ANSI	Rangos de ajuste	
			Rango para valor umbral	Rango para tiempo de respuesta
Protección de subtensión	EN 50549-1/-2	27 <	$0,2 U_c \leq U \leq 1,0 U_c$	0,1 hasta 100 s
		27 <<	$0,2 U_c \leq U \leq 1,0 U_c$	0,1 hasta 5 s
Protección de sobretensión	EN 50549-1/-2	59 >	$1,0 U_c \leq U \leq 1,2 U_c$	0,1 hasta 100 s
		59 >>	$1,0 U_c \leq U \leq 1,3 U_c$	0,1 hasta 5 s
Valor medio de 10 minutos para la protección de sobretensión	EN 50549-1/-2		$1,0 U_c \leq U \leq 1,15 U_c$	
Protección de subfrecuencia	EN 50549-1/-2	81 <	47 Hz hasta 50 Hz	0,1 hasta 100 s
		81 <<	47 Hz hasta 50 Hz	0,1 hasta 5 s
Protección de sobrefrecuencia	EN 50549-1/-2	81 >	50 Hz hasta 52 Hz	0,1 hasta 100 s
		81 >>	50 Hz hasta 52 Hz	0,1 hasta 5 s
Protección de subtensión, secuencia de fase positiva	EN 50549-2	27D	$0,2 U_c \leq U \leq 1,0 U_c$	0,2 hasta 100 s
Protección de sobretensión, secuencia de fase negativa	EN 50549-2	47	$0,01 U_c \leq U \leq 1,0 U_c$	0,2 hasta 100 s
Protección de sobretensión, secuencia cero	EN 50549-2	59N	$0,01 U_c \leq U \leq 1,0 U_c$	0,2 hasta 100 s

Tab. 4/4: Ajustes de protección para la protección de interfaz según EN 50549-1 y -2

Hay que tener en cuenta las corrientes de cortocircuito de motores grandes, que representan una carga adicional para la infraestructura de la distribución de energía eléctrica en caso de cortocircuito. Cuanto mayor sea la tensión de servicio, tanto menor será la corriente de cortocircuito, con la misma potencia de cortocircuito. A 6 kV, por ejemplo, la corriente de cortocircuito es un 67 % mayor que a 10 kV. Otras ventajas de una tensión más elevada son:

- Reducción de la sección de cable (rentabilidad de la aparamenta)
- Menores pérdidas de red
- Ventajas técnicas de protección debido al aumento de los rangos de tiempo de escalonamiento⁹⁾.

4.4.1 Centros de carga de baja tensión

Las ventajas de una alimentación de baja tensión descentralizada de los centros de carga con respecto a las corrientes de cortocircuito y caídas de tensión se muestran de forma cualitativa en [1.1], en comparación con una alimentación central. En la norma IEC 60364-8-1,

en principio solo se describe de forma cualitativa que el número de subestaciones de centros de carga depende de criterios como la distribución de carga y la superficie pertinente en el edificio. El trasfondo de la determinación de los centros de carga descrita en la norma IEC 60364-8-1 es una reducción de las pérdidas al minimizar las distancias entre los centros de transformación y las cargas. No se tiene en cuenta ninguna otra condición marginal importante para un concepto de diseño del centro de carga.

La determinación del centro de carga es un proceso iterativo para el cual ya debería disponerse de numerosos datos detallados y ser posible realizar adaptaciones, como por ejemplo el desplazamiento de consumidores, y con ello, del centro de carga. Para crear un primer boceto de concepto para la alimentación de los centros de carga de consumidores de baja tensión es suficiente observar la caída de tensión en baja tensión y las correspondientes longitudes de líneas, así como los requisitos para la potencia de cortocircuito en el lado de baja tensión.

i) Longitudes de líneas y caída de tensión

Al configurar cables y líneas en baja tensión, la carga admisible dependiente de las condiciones de instalación es primordial para determinar la sección del cable o línea. Para la sección determinada de esta manera resulta una longitud de línea máxima de 100 m para mantener la caída de tensión por debajo del 0,2 % [1.2].

⁹⁾ Una corriente de cortocircuito más pequeña causa menores cargas térmicas en los equipos eléctricos (energía de paso I^2t y valor de cresta dinámico de la corriente de cortocircuito i_p). Debido a esto, también se pueden admitir tiempos de desconexión más largos, lo que posiblemente influya de forma positiva en los escalonamientos de la protección de sobrecorriente de tiempo definido.

Esto se puede verificar mediante dos sencillas estimaciones:

- a) En una comprobación con SIMARIS design se dimensiona un cable de conexión de 100 m para un motor de baja tensión con una potencia máxima de 250 kW. Con $\cos \varphi = 0,9$ y un rendimiento de 0,95 resulta una corriente máxima de unos 422 A. Con el tipo de instalación C, para un cable de cobre con aislamiento de PVC resulta una sección de cable de 300 mm², y la caída de tensión quedaría por debajo del 2 %.
- b) Estimación según ecuación 63 en DIN VDE 0100 Suplemento 5:

$$I_{adm} = I_{norma} \cdot U_n / I_B \cdot \Delta u$$

siendo: I_{adm} = longitud de línea admisible
 I_{norm} = valor normalizado para la longitud de línea admisible según DIN VDE 0100 Suplemento 5; la unidad de I_{norm} es (m · A)/(V · %)
 U_n = tensión nominal
 I_B = corriente máxima en servicio continuo
 Δu = valor porcentual de la caída de tensión

Ejemplo: $U_n = 400$ V; $I_B = 422$ A; cable multiconductor de 300 mm²

→ Estipulación: línea $l = 100$ m

con $I_{norm} = 53,9$ m (según DIN VDE 0100 Suplemento 5 para cable PVC-Cu multiconductor de 300 mm² resulta $\Delta u = I_{adm} / I_{norm} \cdot I_B / U_n = 100 \text{ m} / 53,9 \text{ m} \cdot 422 / 400 = 1,96\%$)

Para emplazar uno o varios centros de carga, la distancia no se debe presuponer como una longitud de línea de 100 m. De hecho, se debe tener en cuenta la instalación de la línea en el espacio con recorridos en ángulo recto y evasión de obstáculos.

ii) **Potencia de cortocircuito y estabilidad de la tensión**

Los huecos de tensión se comportan de forma inversamente proporcional a la potencia de cortocircuito en el punto de conexión o interconexión. Habitualmente, los aparatos se encarecen debido a la exigencia de una mayor potencia de cortocircuito. Además, en caso de defecto puede aumentar la gravedad de los daños debido a corrientes más elevadas. Aquí es decisiva la tensión relativa de cortocircuito u_{kr} de los transformadores. Al diseñar los centros de carga deberían tenerse en cuenta los siguientes elementos cruciales:

– Para una configuración económica, la potencia inicial simétrica de cortocircuito de los transformadores de un centro de carga S_k'' (Trafo) a 400 V debería ser inferior a unos 45 MVA ($I_k'' = 66$ kA). De $u_{kr} = \sum S_{rT} / S_k''$ (Trafo) resulta la siguiente potencia asignada máxima total de los transformadores para una subestación individual en el centro de carga, dependiendo de u_{kr} :

$$\sum S_{rT} (u_{kr} = 4 \%) \leq 1,8 \text{ MVA}$$

$$\sum S_{rT} (u_{kr} = 6 \%) \leq 2,7 \text{ MVA}$$

Corriente de cortocircuito máxima admisible deseada I_k'' de los aparatos de maniobra y protección		55 kA	66 kA	85 kA	100 kA	130 kA
↓ $S_k'' = \sqrt{3} \cdot 400 \text{ V} \cdot I_k''$						
Corriente de cortocircuito máxima admisible correspondiente S_k'' de los transformadores		38 MVA	45 MVA	60 MVA	70 MVA	90 MVA
↓ $S_{m\acute{a}x}(\text{Trafo}) = S_k'' \cdot u_{kr}$						
Potencia total máxima $S_{m\acute{a}x}(\text{Trafo})$ para transformadores con $u_{kr} = 4 \%$	1 barra / subestación	1,5 MVA	1,8 MVA	2,4 MVA	2,8 MVA	3,6 MVA
	2 barras / subestaciones	3,0 MVA	3,6 MVA	4,8 MVA	5,6 MVA	7,2 MVA
	3 barras / subestaciones	4,5 MVA	5,4 MVA	7,2 MVA	8,4 MVA	10,8 MVA
Potencia total máxima $S_{m\acute{a}x}(\text{Trafo})$ para transformadores con $u_{kr} = 6 \%$	1 barra / subestación	2,3 MVA	2,7 MVA	3,6 MVA	4,2 MVA	5,4 MVA
	2 barras / subestaciones	4,6 MVA	5,4 MVA	7,2 MVA	8,4 MVA	10,8 MVA
	3 barras / subestaciones	6,9 MVA	8,1 MVA	10,8 MVA	12,6 MVA	16,2 MVA

Tab. 4/5: Potencia total máxima de transformadores dependiente de requisitos para el comportamiento en cortocircuito y el número de centros de carga (número de subestaciones o barras de conexión)

- Una mayor potencia total de cortocircuito de los transformadores, de unos 60 MW a 90 MVA (corresponde a una I''_k de 85 kA a 130 kA), suaviza los huecos de tensión producidos, por ejemplo, por el arranque directo de grandes motores. Para el rango de 60 MVA a 90 MVA, con u_{kr} igual a 4 % y 6 %, resulta respectivamente un rango de potencia total del transformador para una subestación individual en el centro de carga de:

$$2,4 \text{ MVA} \leq \sum S_{rT} (u_{kr} = 4 \%) \leq 3,6 \text{ MVA}$$

$$3,6 \text{ MVA} \leq \sum S_{rT} (u_{kr} = 6 \%) \leq 5,4 \text{ MVA}$$

Con una potencia total en el centro de carga de más de 2,7 MVA o bien 5,4 MVA, la distribución se realiza a varias subestaciones (o bien barras de conexión separadas).

A modo de resumen se puede crear una tabla para las diferentes corrientes de cortocircuito máximas admisibles para los aparatos de maniobra y protección y las correspondientes potencias de cortocircuito de los transformadores (Tab. 4/5). Aquí se hace patente que los valores calculados para la potencia máxima de los transformadores reflejan la dependencia sencilla del número de centros de

Potencia aparente del transformador / Tensión relativa de cortocircuito	Máx. corriente de cortocircuito admisible de la aparamenta y de los aparatos				
	55 kA	66 kA	85 kA	100 kA	130 kA
2.500 kVA / 6 %					
2.000 kVA / 6 %					
1.600 kVA / 6 %					
1.250 kVA / 6 %					
1.000 kVA / 6 %					
800 kVA / 6 %					
630 kVA / 6 %					
630 kVA / 4 %					
500 kVA / 4 %					
400 kVA / 4 %					

- La operación en paralelo de 2, 3 o 4 transformadores es usual.
- La operación en paralelo de 5 o 6 transformadores es poco usual.
- La operación en paralelo de más de 6 transformadores solamente se realiza en caso de condiciones especiales.

Fig. 4/11: Resumen de los requisitos de cortocircuito en cuadros de distribución de baja tensión y aparatos, en función de diferentes configuraciones de transformadores

carga (subestaciones o barras de conexión) así como de la tensión de cortocircuito u_{kr} de los transformadores. De forma complementaria, la Fig. 4/11 ilustra las relaciones entre la corriente de cortocircuito máxima admisible para los equipos eléctricos y de los transformadores en una barra de conexión.

iii) Potencia máxima de los transformadores individuales en el centro de carga

Si se prefieren interruptores-seccionadores con fusibles ACR para la protección del transformador en el lado de media tensión (con las ventajas de la limitación de la corriente de cortocircuito y de la duración del cortocircuito en caso de defecto), se recomienda una potencia máxima del transformador de:

800 kVA a 10 kV

1.250 kVA a 20 kV

Mediante la utilización de fusibles ACR como protección de transformadores, debido a la menor energía de paso (valores menores de I^2t) se obtienen secciones de cable menores para las funciones de protección de transformador en caso de cortocircuito (ventajas frente a interruptores de potencia: limitación de la corriente de corte limitada así como una desconexión más rápida en caso de defecto). Sin embargo, si se requiere una desconexión selectiva del defecto entre el fusible ACR (lado de media tensión) y el interruptor automático del transformador (lado de baja tensión), el cartucho fusible se debe examinar con más detalle, ya que típicamente los fusibles ACR no son plenamente selectivos respecto al interruptor automático del transformador en el lado de baja tensión.

El procedimiento para la elaboración del concepto con ayuda de la Tab. 4/5 se detalla mediante un ejemplo (Fig. 4/12). Aquí se demuestra que, según los requisitos, se pueden crear distintos conceptos para el centro o los centros de carga. Se ha especificado:

- Un local de servicio con una superficie de base de 100 m × 100 m
- En este recinto se ubican 12 motores de baja tensión de 250 kW cada uno, repartidos de forma más o menos regular (con un factor de potencia activa $\cos \varphi = 0,9$ y un rendimiento $\eta = 0,95$ resulta una potencia aparente total de aproximadamente 3,5 MVA)
- La alimentación de los motores se debe realizar mediante una o varias subestaciones de carga con transformadores (tensión primaria $U_{prim} = 20$ kV / tensión secundaria $U_{sec} = 0,4$ kV).

Se requiere que la caída de tensión relativa Δu de la acometida entre el centro / los centros de carga y los motores sea inferior al 2 %. Como se ha descrito en punto i), esto se puede cumplir si las longitudes de líneas son inferiores a 100 m. Para poder utilizar fusibles ACR según el punto iii) arriba indicado, para la alimentación en media tensión con 20 kV se elige una potencia de 1.000 kVA o 1.250 kVA por transformador. Así, la potencia total de los cuatro o tres transformadores necesarios como mínimo es superior a 3,5 MVA, adecuada para la potencia total de los motores. Los dos conceptos elegidos son:

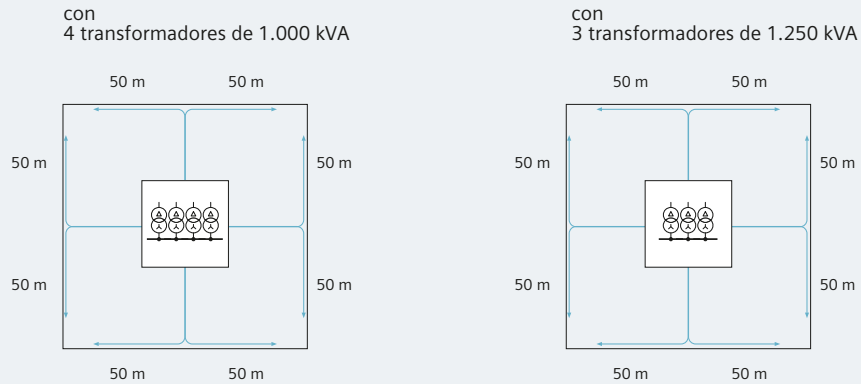
1. Una subestación de centro de carga:

Para mantener los 100 m de longitud de línea, la subestación de centro de carga se debe ubicar de forma central. En este caso se puede elegir entre dos variantes: Por un lado, todos los transformadores – con 4 veces 1.000 kVA o 3 veces 1.250 kVA – están conectados a una barra común. Luego, según la Tab. 4/5 y la Fig. 4/11, se deben utilizar equipos eléctricos con una corriente de cortocircuito máxima admisible $I_k'' = 100$ kA (4 veces 1.000 kVA) o bien $I_k'' = 85$ kA (3 veces 1.250 kVA) (Fig. 4/12, imagen a). Para una corriente de cortocircuito máxima admisible baja de $I_k'' = 55$ kA, no todos los transformadores operarán en paralelo: para los transformadores de 1.000 kVA, con dos de ellos en dos barras o, para los transformadores de 1.250 kVA, tres barras con un transformador cada una. (Fig. 4/12, imagen b).

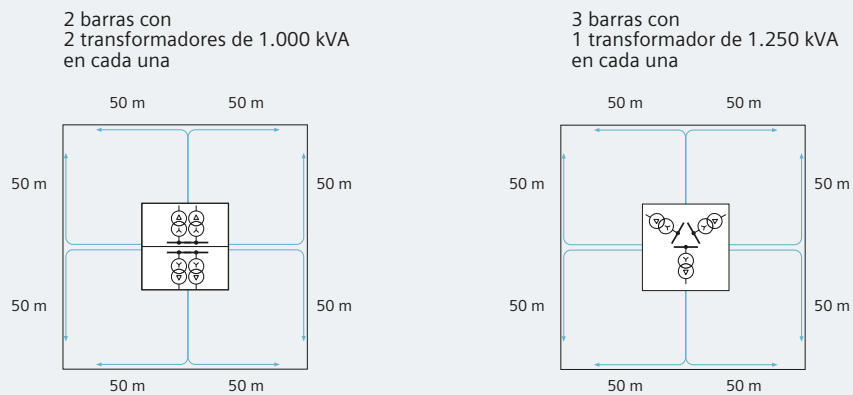
2. Dos subestaciones de centro de carga:

Si por motivos de espacio no fuera posible una ubicación central sino que hay que instalar los transformadores cerca de la pared, la solución con los cuatro transformadores de 1.000 kVA es la más adecuada, ya que se deberán formar por lo menos dos centros de carga separados (Fig. 4/12, imagen c). En este caso se puede elegir una corriente de cortocircuito máxima admisible para los equipos eléctricos de $I_k'' = 55$ kA o mayor, según los requisitos. Los 100 metros de longitud de línea también se mantienen con una instalación en esquina.

a) Instalación central con una potencia de cortocircuito elevada en una barra común



b) Instalación central con una potencia de cortocircuito baja en barras separadas



c) Instalación en los lados (esquinas) de la sala, con una potencia de cortocircuito baja

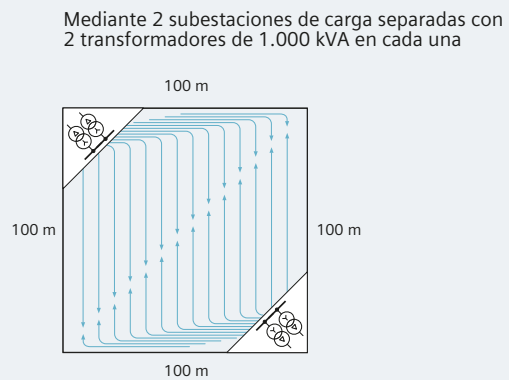


Fig. 4/12: Emplazamiento de centros de carga según la longitud de los cables de baja tensión y las posibilidades de instalación

4.4.2 Celdas de media tensión

Para la alimentación de motores grandes (habitualmente de más de 250 kW), una opción es la conexión a un nivel de media tensión. A diferencia de la distribución de energía eléctrica para las cargas de baja tensión, con una distribución en media tensión se puede ignorar la longitud de línea en relación con la caída de tensión. Por ejemplo, para la conexión de motores de 10 kV a una celda de media tensión, la longitud de línea – con la misma sección de conductor – puede ser 25 veces mayor que en la red de baja tensión, o sea que con los supuestos anteriores sobre la caída de tensión, esta sería de 2,5 km.

Cargas típicas que se deberían conectar directamente a la distribución de media tensión son los grandes motores trifásicos asíncronos. En la conexión se debe tener en cuenta la caída de tensión provocada por el arranque de los motores. En el arranque directo, las corrientes de

arranque pueden llegar a ser de 5 a 7 veces el valor asignado y causar así huecos de tensión críticos en la red de distribución situada aguas arriba. Debe comprobarse si las corrientes de arranque pueden provocar una caída de tensión de más del 10 % [1.2].

Para una sencilla comprobación se compara la potencia de cortocircuito ofrecida por el transformador con la potencia exigida por el arranque del motor.

Potencia de cortocircuito del transformador:

$$S''_{kT} = S_{rT} \cdot 100 / u_{kr}$$

Potencia de arranque del motor:

$$S_{aM} = S_{rM} \cdot (I_{aM} / I_{rM})$$

Caída de tensión:

$$\Delta u = S_{aM} / S''_{kT}$$

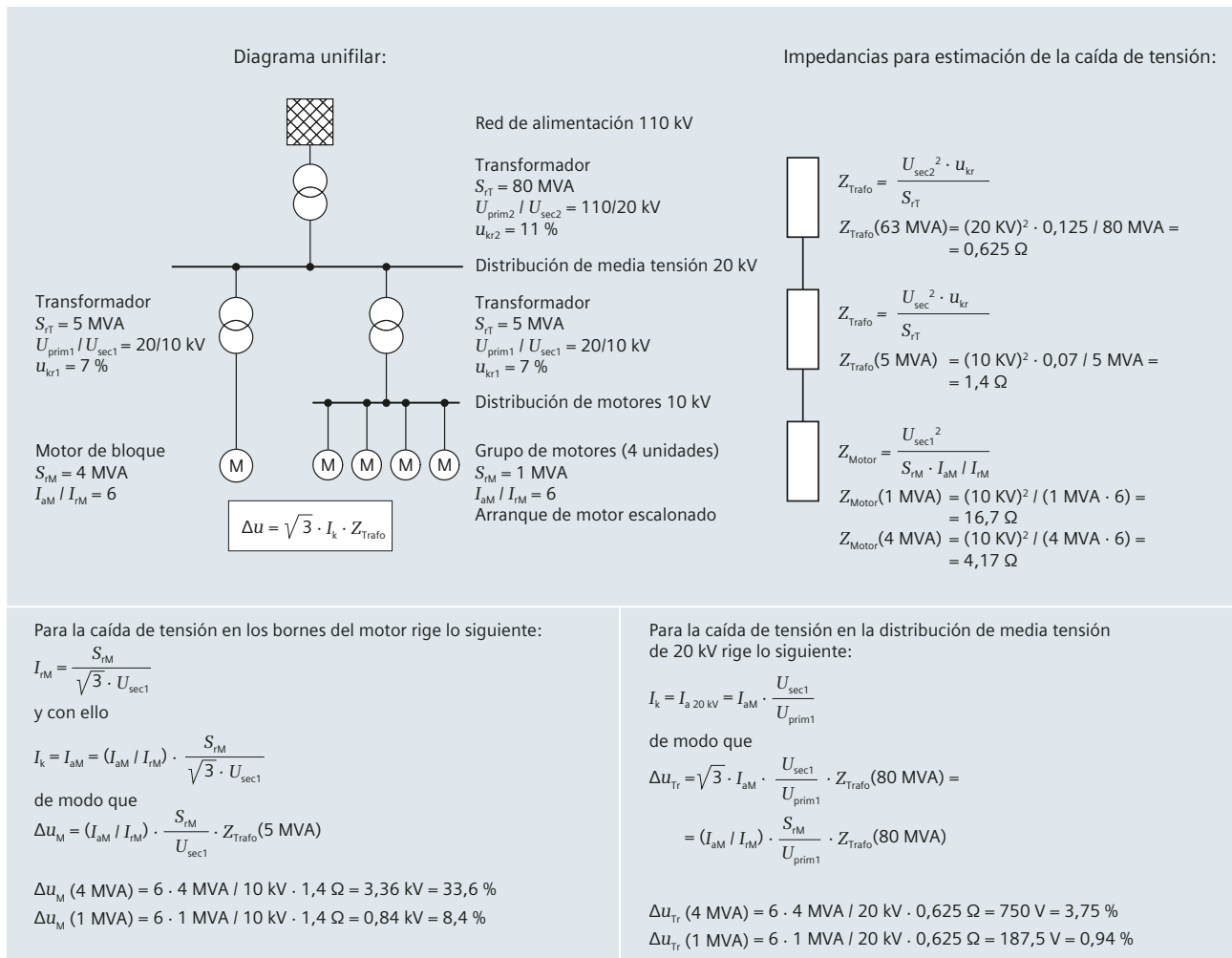


Fig. 4/13: Comparación entre un arranque de motores escalonado y el arranque directo de un gran motor de media tensión

Con

S_{kT}''	Potencia inicial de cortocircuito del transformador
S_{rT}	Potencia aparente asignada del transformador
u_{kr}	Tensión de cortocircuito del transformador en tanto por ciento
S_{aM}	Aportación a la potencia de cortocircuito debida al arranque del motor
S_{rM}	Potencia aparente asignada del motor
I_{aM} / I_{rM}	Relación entre la corriente de arranque y la corriente asignada del motor

La determinación más exacta de la caída de tensión mediante impedancias está descrita en la norma IEC 60909-0. En la Fig. 4/13 se muestran mediante un sencillo ejemplo los efectos sobre la caída de tensión para el caso de un arranque de motor escalonado en el tiempo (llamado también arranque "en cascada") de varios motores asíncronos pequeños en comparación con el arranque directo de un motor grande (se ignoran las impedancias de los cables, de modo que se supone una perturbación máxima).

Para ambos casos de la Fig. 4/13, la caída de tensión en la red de distribución de media tensión ($U_{prim1} = 20$ kV) queda por debajo del 5 %, de modo que los efectos sobre la calidad de la red, y con ello sobre los demás consumidores, permanecen dentro de un margen aceptable.

Además hay que tener en cuenta que la caída de tensión en el motor no sea demasiado grande, ya que el par de un motor asíncrono depende cuadráticamente de la tensión. Esto, por su parte, conduce a una prolongación del tiempo de arranque (Fig. 4/14). Para la duración de arranque t_a rige lo siguiente de forma aproximada:

$$\text{Duración del arranque } t_a = J \cdot n / (9,55 \cdot M_{ac})$$

con

J	Momento de inercia total que debe ser acelerado (en kgm^2)
n	Velocidad de funcionamiento (en revoluciones por minuto: rpm)
M_{ac}	Par de aceleración (en Nm),

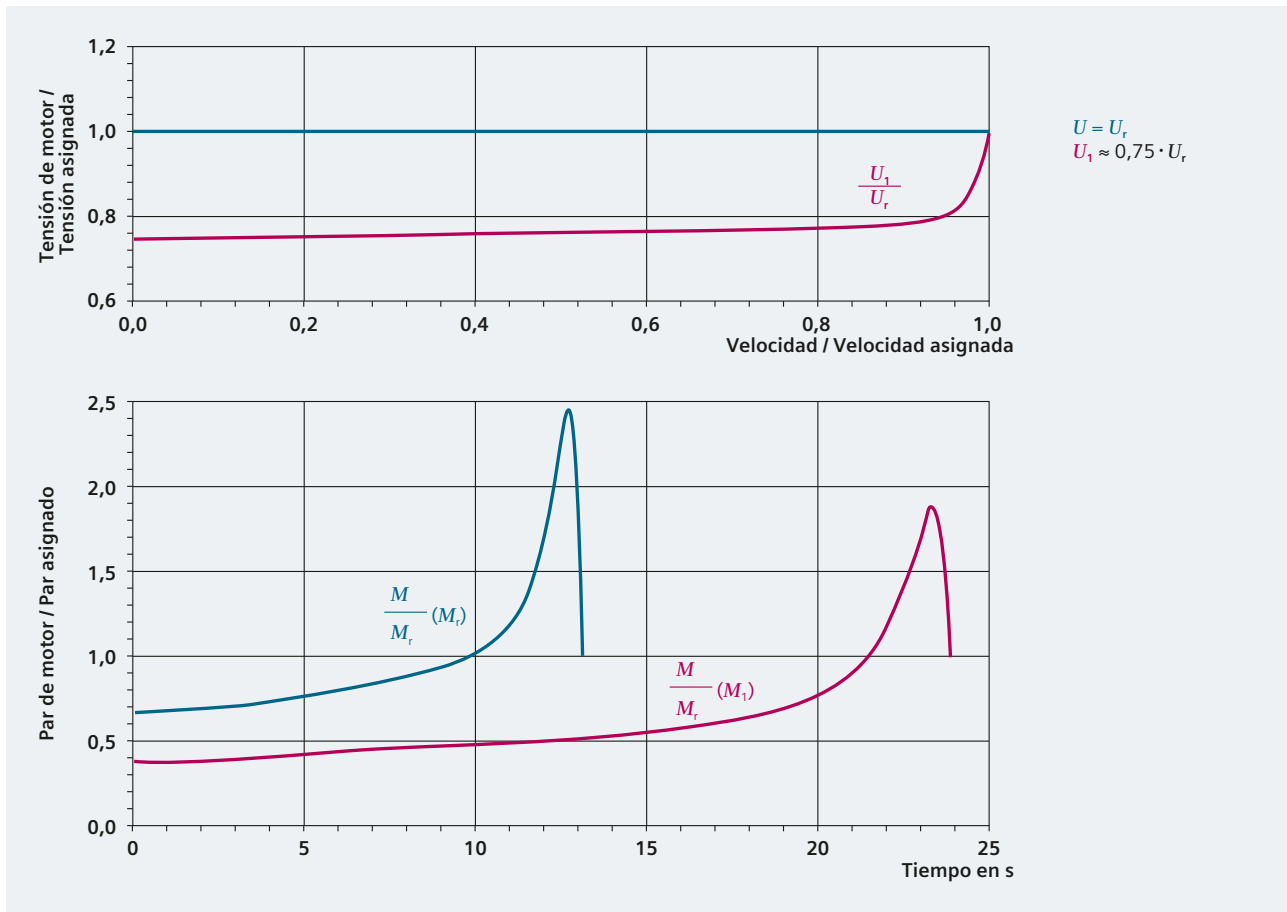


Fig. 4/14: Ejemplo de prolongación del tiempo de arranque del motor debido a una reducción de tensión

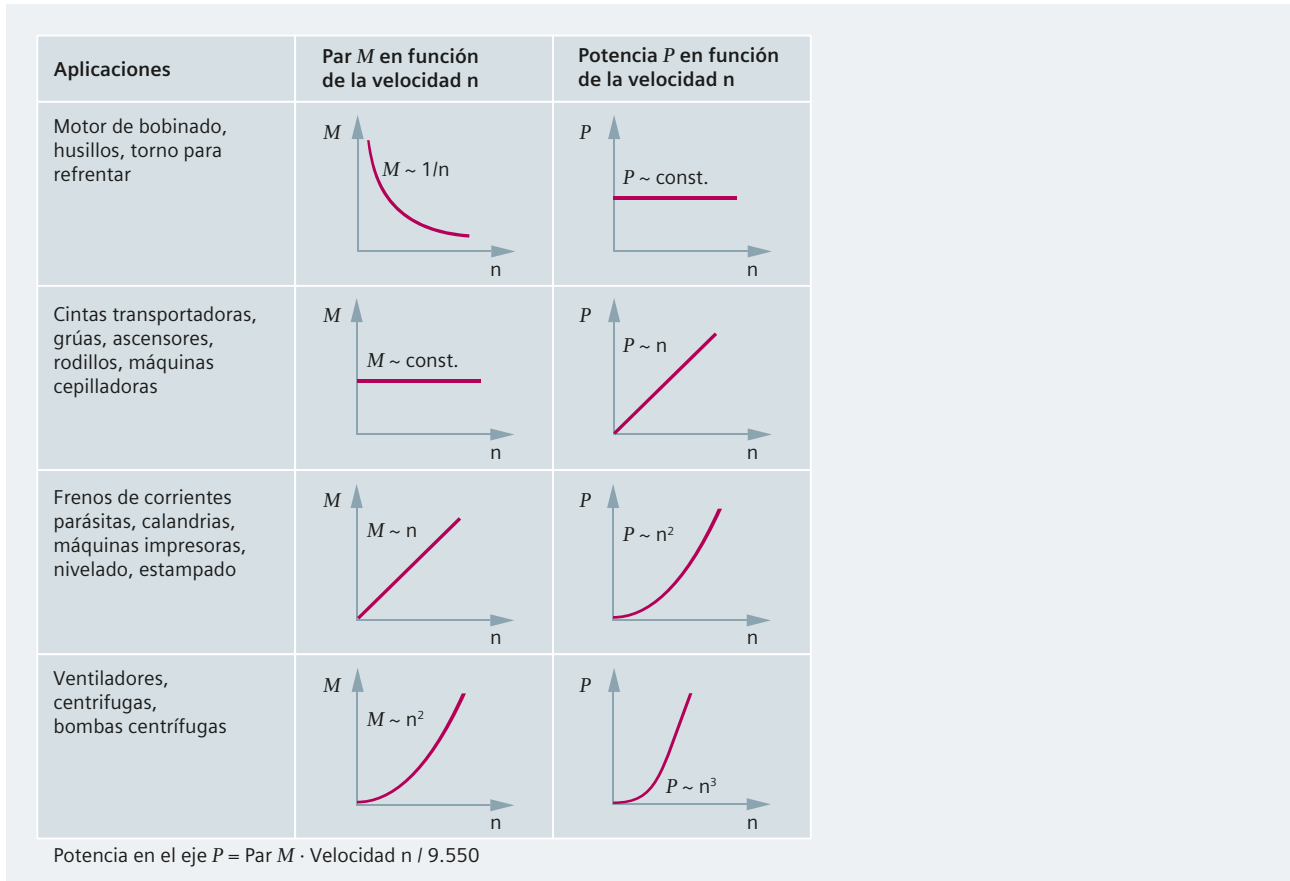


Fig. 4/15: Comportamiento de arranque de distintas aplicaciones de motor

dependiendo el par de aceleración también cuadráticamente de la tensión. En total, el momento de aceleración – importante para el arranque del motor – en cualquier caso debe ser suficiente para acelerar el accionamiento hasta la velocidad asignada dentro del tiempo admisible para el tipo de arranque. Además, es posible que aumenten los requisitos respecto a la sollicitación de los equipos eléctricos en la red de distribución, por ejemplo para la configuración de derivaciones con combinados contactor-fusibles.

Además, el tiempo de arranque depende de la clase de arranque y del modo de operación (véase [1.1]). Los distintos comportamientos de arranque de las aplicaciones de motor también juegan un papel en la elección del arrancador de motor (véase el capítulo 4.5) (Fig. 4/15).

Para un funcionamiento en cascada (motor staging) de varios motores se pueden utilizar variadores de frecuencia SINAMICS adecuados (Fig. 4/16). Aplicaciones típicas son bombas y compresores, en los cuales la presión o el flujo deben ser variables. En especial se pueden conseguir ventajas de eficiencia y optimización de la vida útil

de los motores mediante la conexión y desconexión así como la regulación individual de motores.

Como se muestra en la Fig. 4/13, las impedancias de los componentes de la red así como las corrientes de arranque de los accionamientos considerados son esenciales para la perturbación de la red de media tensión situada aguas arriba. A partir de esto se puede determinar el hueco de tensión en el punto considerado. Las posibilidades técnicas para limitar una caída de tensión excesiva durante el arranque de un motor (como en el ejemplo de la Fig. 4/13) se muestran en el apartado siguiente.

Nota: Muchos proveedores de electricidad permiten el arranque directo en conexiones a la red de baja tensión solo para motores más pequeños, de modo que por regla general se tienen que buscar otros modos de arranque para no cargar excesivamente la red situada aguas arriba ni la de alimentación (capítulo 4.5). En la mayoría de los casos, cuando se utilicen motores más grandes de media tensión será razonable que el usuario y el proyectista se pongan de acuerdo con la compañía eléctrica.

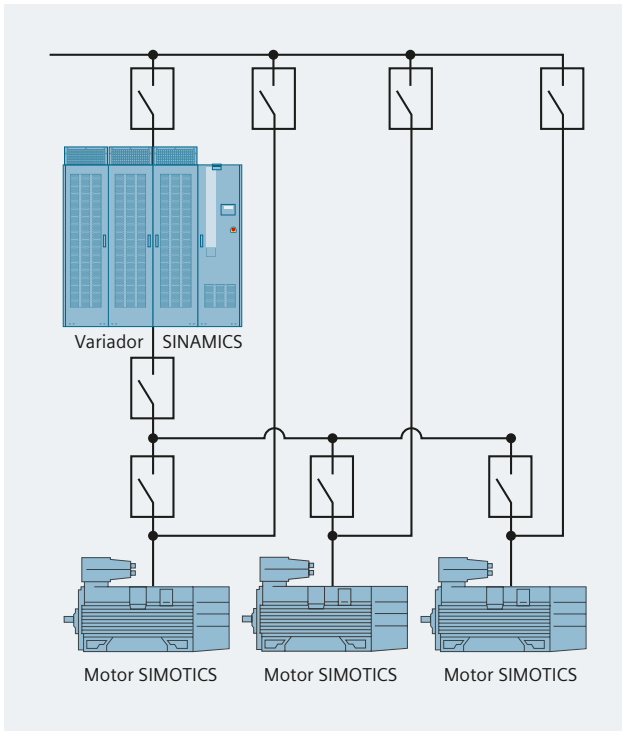


Fig. 4/16: Operación de motores en cascada para el arranque escalonado y operación regulada mediante control a través de un variador de frecuencia

4.5 Influencia sobre el arranque de motores

Aproximadamente dos tercios de los consumidores eléctricos industriales son motores trifásicos asíncronos. Como salida a motor en la distribución de energía eléctrica se utiliza habitualmente una combinación de arrancador compuesta por un aparato de maniobra y protección. Correspondiendo a los requisitos de la aplicación del motor y de la red eléctrica se selecciona un procedimiento de arranque (Fig. 4/17):

- Arranque directo
- Combinación estrella-triángulo ¹⁰⁾
- Arrancador suave
- Variador de frecuencia.

Algunas normas importantes para aparatos son, por ejemplo, IEC 60947-4-1 y -2 para baja tensión y la serie de normas IEC 62271 para media tensión (p.ej., IEC 62271-100, IEC 62271-106, IEC 62271-110 y la norma básica IEC 62271-1). Los variadores de frecuencia como

¹⁰⁾ Otros procedimientos "clásicos" de arranque son transformadores de arranque y de bloque, así como la utilización de reactancias

accionamientos de velocidad variable según la serie de normas IEC 61800 así como la norma IEC/TS 60034-25 ofrecen la gran ventaja de un control flexible del motor con aprovechamiento óptimo del par en todo el rango de operación del motor.

Una ventaja adicional de la configuración de convertidores sin capacidad de retroalimentación (llamados "convertidores de 2 cuadrantes"; en determinadas circunstancias se deberán tener en cuenta las perturbaciones de red debidas a rectificadores a diodos y se tendrán que utilizar filtros) es que no contribuyen a la corriente de cortocircuito. En el caso de convertidores con retroalimentación (llamados "convertidores de 4 cuadrantes"; utilización de transistores para circuitos de entrada y salida), la limitación de corriente también puede intervenir limitando la corriente de cortocircuito. Sin embargo, se debe prestar atención a la protección de la electrónica del convertidor (véase la Fig. 4/17). Al utilizar convertidores es imprescindible observar los requisitos técnicos (tensión de salida modulada por amplitud de impulsos con armónicas de alta frecuencia) referentes a los motores conectados, como por ejemplo el ventilador del eje, el bobinado y el aislamiento del rodamiento.

Ya que durante la operación los variadores de frecuencia sufren pérdidas pequeñas pero constantes (para muchos sistemas de accionamiento con motor y variador, un rango de potencia entre el 40 y el 70 por ciento de la potencia asignada es considerado eficiente), durante la planificación se debería tener en cuenta la operación de una carga base sin variador de frecuencia.

Otros criterios de evaluación esenciales para la selección de un arrancador de motor adecuado son, entre otros:

- Par inicial y de arranque para la aplicación
- Solicitaciones mecánicas y desgaste de componentes móviles de los accionamientos (rodamientos, ejes, árboles, engranajes, engranajes sin fin, correas, ruedas, cadenas, etc.)
- Frecuencia de maniobras durante la operación
- Problemas en arranques y paradas bruscos, por ejemplo los golpes de ariete en tuberías
- Sensibilidad respecto a perturbaciones de la red, como el hueco de tensión debido a una elevada corriente de arranque
- Control de la velocidad por motivos operativos y/o para mejorar la eficiencia
- Corriente de cortocircuito máxima admisible de los componentes.

En la Tab. 4/6 (véase también [4.5]) se indican las características esenciales de los cuatro tipos de arrancadores (datos para utilización en baja tensión).

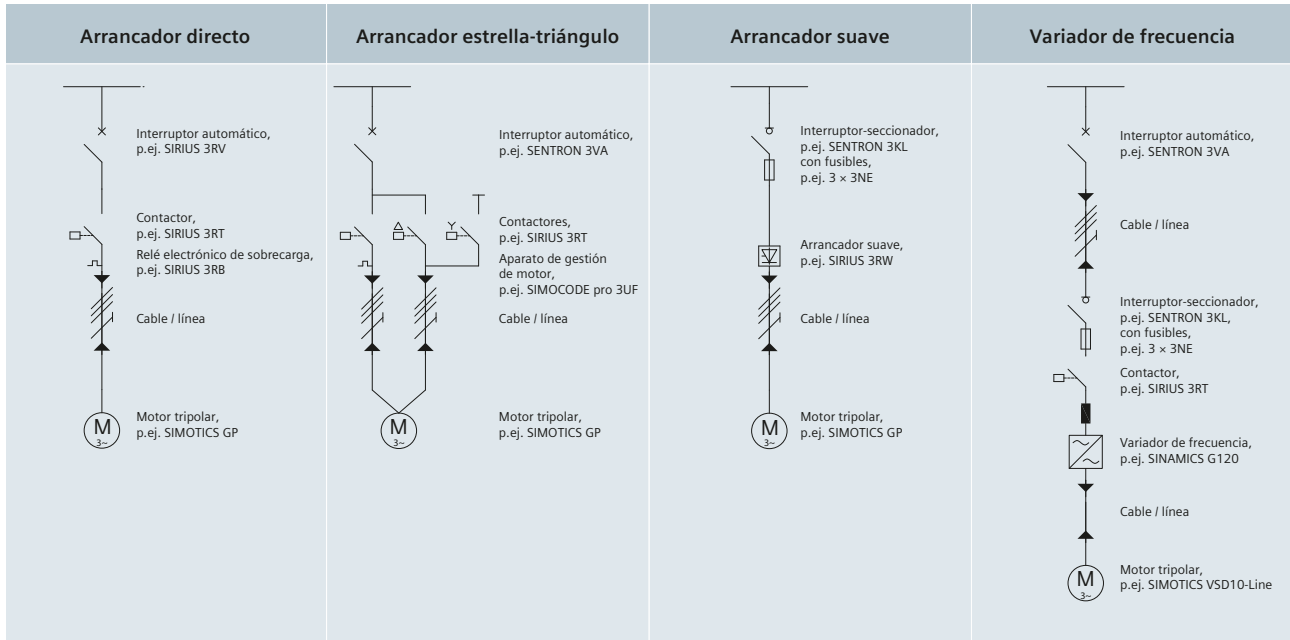


Fig. 4/17: Sistemas de maniobra y protección de los diferentes métodos de arranque de motor

	Arranque directo / inverso	Combinación estrella-triángulo	Arrancador suave	Variador de frecuencia
Regulación de velocidad	No	No	Limitado	Sí
Corriente de arranque	5 a 7 veces I_n	2 a 2,5 veces I_n	1 a 3 veces I_n	Aprox. I_n (adaptación de motor)
Gama típica de potencia	Hasta 4 kW	4 kW hasta aprox. 250 kW	A partir de 4 kW	Utilizable universalmente
Reducción de picos de corriente	No	Sí	Sí	Sí
Par de arranque / aceleración	Par máximo	Par de arranque reducido; problemático para algunas aplicaciones	Aumento de par progresivo, sin brusquedades	Par pleno en todo el rango de velocidades
Arranque / parada	Brusco	Pequeña brusquedad en el arranque (estrella → triángulo); parada brusca	Arranque suave y, en parte, también parada suave	Adaptación óptima
Espacio necesario	Reducido	Elevado	Medio	Elevado
Carga mecánica de la aparatenta	Elevada	Media	Reducida	Reducida
Desgaste de los aparatos	Desgaste mecánico	Existente	Reducido	No existente
Capacidad de comunicación	Opcional	Opcional	Opcional	Opcional
Funciones de seguridad	Integradas opcionalmente	Requiere hardware adicional	Opcional	Integradas opcionalmente
Costes de inversión	Bajos	Medios	Medios	Elevados
Pérdidas	Bajas	Bajas	Pérdidas en tiristores durante el arranque; dado el caso, también durante el frenado	Pérdidas en transistores; en parte, capacidad de retroalimentación

Tab. 4/6: Características de arrancadores típicos de baja tensión



Capítulo 5

Concepto para la distribución de energía en una planta de envasado de bebidas

5.1 Descripción de la planta de envasado de bebidas	62
5.2 Estimación de la demanda de potencia para la planta	65
5.3 Conexión a la red de suministro	67
5.4 Determinación de los centros de carga	67
5.5 Emplazamiento de las subestaciones de centros de carga, ejemplo LC 4	69
5.6 Protección de la red de media tensión	70
5.7 Conexión de la planta fotovoltaica	70
5.8 Cuadros de distribución de baja tensión para los centros de carga	78

5 Concepto para la distribución de energía en una planta de envasado de bebidas

Índice

1

Para ilustrar las consideraciones básicas del capítulo 4, los dos capítulos siguientes describen ejemplos para la elaboración del concepto de una distribución de energía eléctrica para instalaciones de producción industriales. Este capítulo se concentra en la distribución de baja tensión para una planta de envasado de bebidas, y el capítulo 6 en la distribución de media tensión para una planta química. En la planta de envasado de bebidas se prevé emplear una planta fotovoltaica para la auto-alimentación.

2

5.1 Descripción de la planta de envasado de bebidas

La planta de envasado de bebidas descrita aquí es un proyecto de construcción nueva. Normalmente, la producción de refrescos comienza con la elaboración de un jarabe a base de azúcar, que se vierte en plantas de mezclado junto con agua tratada y aditivos. Antes del envasado, dado el caso aún se le añade gas carbónico. En la planta del ejemplo se utiliza una línea propia para envasar botellas de vidrio (contenido 0,3 l), botellas de PET (contenido 0,5 l) y latas (contenido 0,33 l) (Fig. 5/1). Algunos datos iniciales para la planta están resumidos en la Tab. 5/1. Para reducir los costes de energía y mejorar la huella ecológica de la planta se instalarán módulos fotovoltaicos en el tejado, los cuales deberán suministrar energía a la red de distribución con una potencia de 3 MVA (véase la capítulo 5.7). No está previsto un funcionamiento en isla sin alimentación de red.

3

4

5

6

7

Para el envasado en botellas de vidrio, estas deberán ser previamente limpiadas y examinadas en cuanto a daños. También se inspeccionarán las latas para detectar residuos de fabricación. En sistemas desechables, las botellas de PET se suministran como piezas en bruto, y se “soplan” al tamaño deseado en el moldeador por soplado (“Blow Molder” en inglés) bajo calor y presión (moldeo por extrusión y soplado (“Stretch Blow Molding” en inglés)).

A continuación, todas las líneas conducen a la etapa de proceso de envasado, en donde se vierte la cantidad exacta de líquido según el envase. La adición de gas carbónico tiene lugar durante el envasado. Después, las botellas se cierran con un tapón o la tapa de la lata. Las botellas llenas pasan por una máquina de control que debe asegurar que no haya cuerpos extraños enclavados en el producto.

Al final de la planta de envasado en sí, las botellas o latas se transportan a la etiquetadora para recibir sus etiquetas. Ahora siguen las máquinas de embalaje, que colocan las latas en cartones o las botellas en cajas o, como en el caso de las botellas de PET, simplemente las embalan en lámina de plástico con un asa. Finalmente, los productos listos y embalados se apilan sobre paletas y se transportan al almacén o depósito, o bien directamente al punto de expedición.

Datos de producción		Datos de la planta	
Duración de producción	5 días a la semana operación ininterrumpida	Superficie de base del edificio	19.600 m ²
Duración de producción anual	48 semanas al año	Superficie de ampliación	9.800 m ²
Duración de servicio de la planta	15 años	Capacidad de producción para botellas de PET	50.000 unidades por hora
Utilización de agua	1,9 litros de agua para 1 litro de refresco	Capacidad de producción para botellas de vidrio	50.000 unidades por hora
Consumo de agua anual	526 millones de litros	Capacidad de producción para latas	50.000 unidades por hora
Producción anual de refrescos	277 millones de litros	Alimentación de la planta FV	3,0 MVA

Tab. 5/1: Datos básicos de la planta de envasado de bebidas

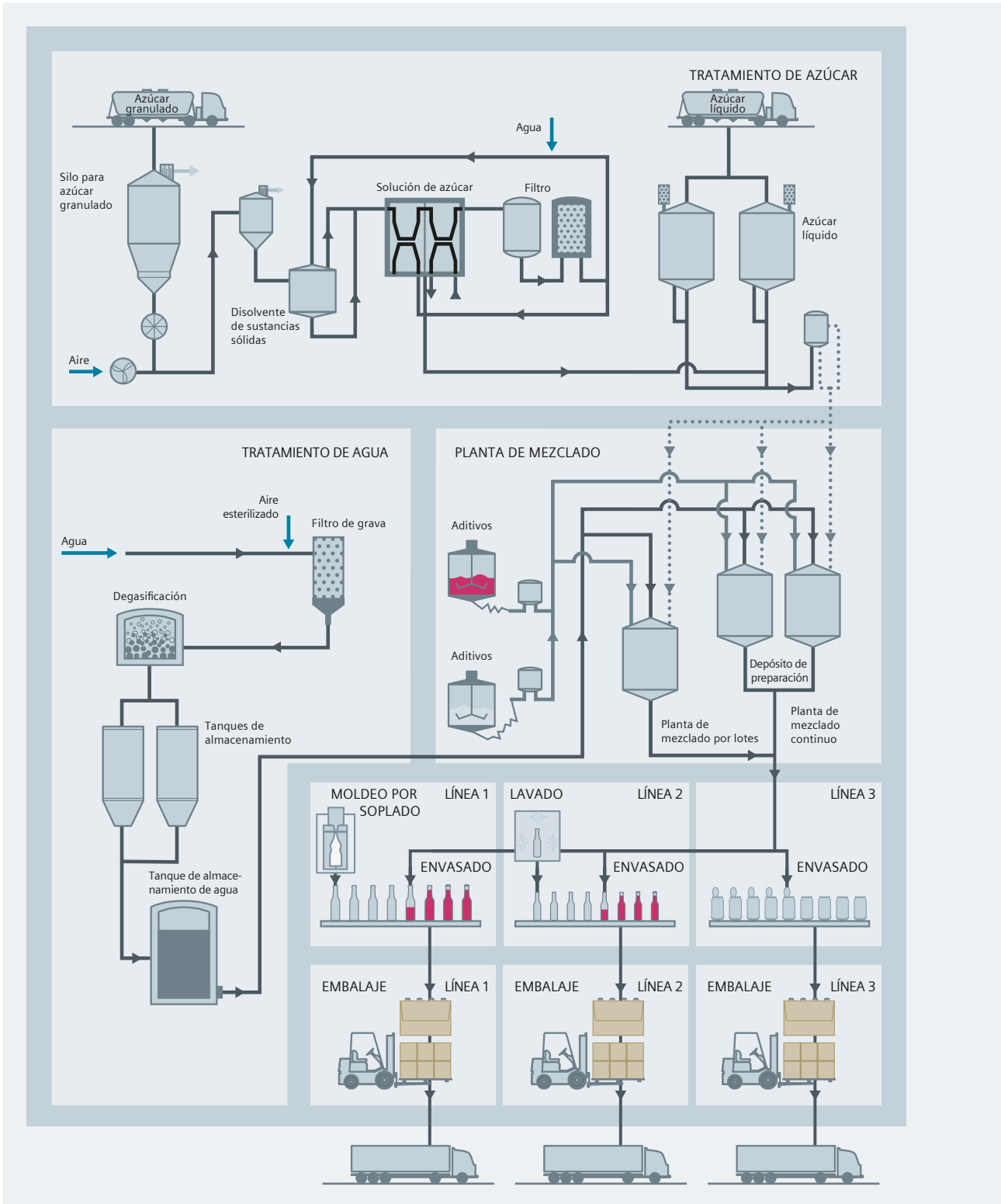


Fig. 5/1: Esquema de procesos para una planta de envasado de bebidas

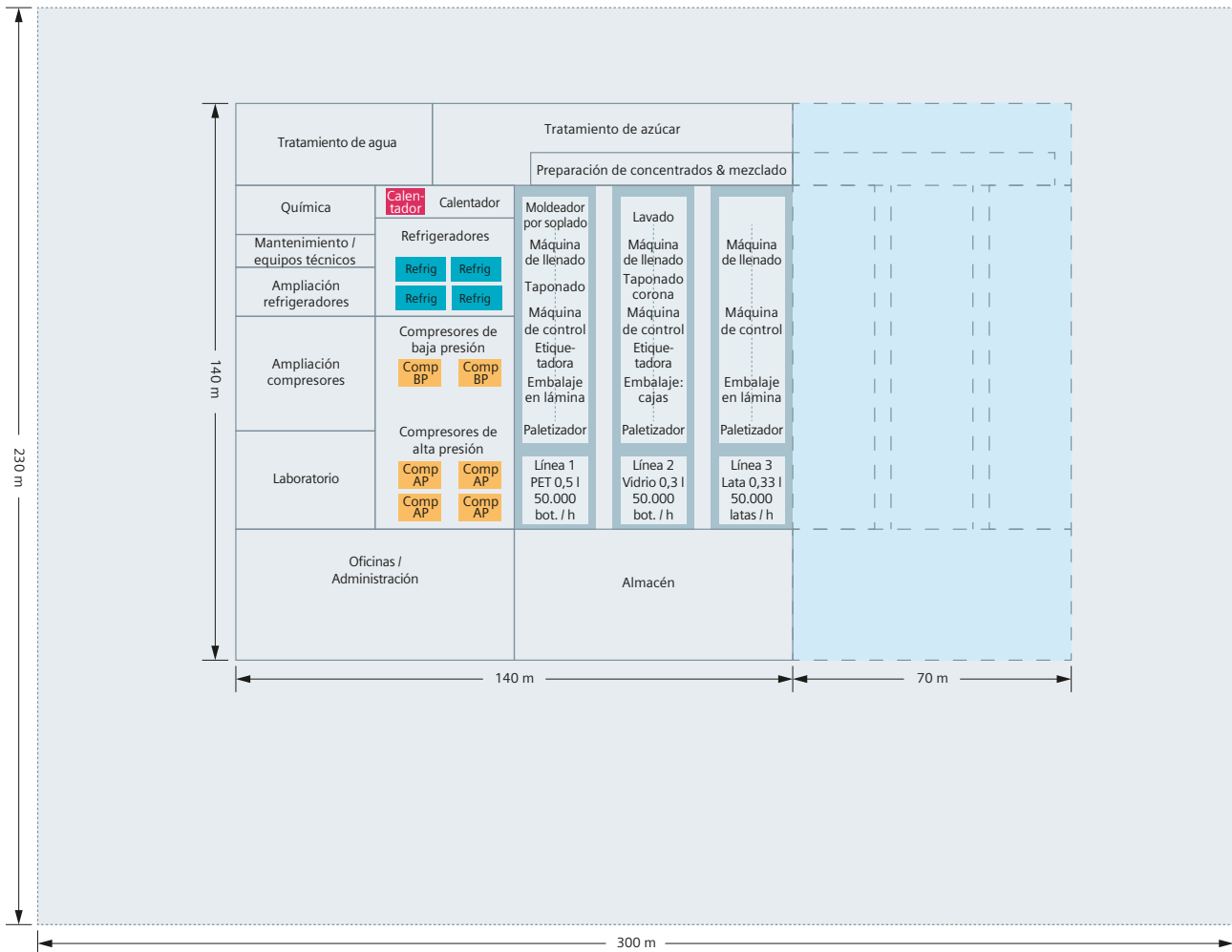


Fig. 5/2: Vista de planta simplificada del edificio para la planta del ejemplo (la ampliación opcional con tres líneas de envasado está marcada con líneas de trazos)

Para ilustrar una ampliación futura con tres nuevas líneas de envasado, el espacio adicional previsto se muestra en la superficie de base con una línea punteada (Fig. 5/2). Además, la superficie de base depende en gran medida de las capacidades de almacenamiento necesarias en el terreno. También juegan un papel importante el grado de automatización y las condiciones para cargar las carretillas elevadoras eléctricas y los equipos de transporte. Por ello, las indicaciones en la Fig. 5/2 solo pueden ser consideradas como una suposición aproximada para la superficie total (línea punteada de limitación)

Para el arranque de la producción con tres líneas de envasado se parte de una superficie de base del edificio de 140 por 140 metros. Para la ampliación con tres líneas de envasado más, el ala del edificio será ampliada por 70 metros (superficie en azul claro en la Fig. 5/2). Al ampliar la planta de envasado, la potencia de la planta fotovoltaica deberá aumentar de 3 MVA a 4,5 MVA.

5.2 Estimación de la demanda de potencia para la planta

Al planificar una planta, el nivel de información variará constantemente con respecto a las condiciones marginales. Al principio, por ejemplo, se realizará una estimación aproximada en base a un simple análisis de las superficies. A lo largo del desarrollo del proyecto, en la mayoría de los casos se dispondrá de una lista de cargas.

5.2.1 Estimación de la demanda de potencia en función de superficies

La vista de planta y la distribución de superficies para la instalación permiten estimar la demanda de potencia en base a las indicaciones de [1.1]. Al realizar esta estimación con un valor entre 600 y 1.000 W/m² para la industria alimentaria se deberían tener en cuenta dos puntos:

1. Para edificio de oficinas, superficie de expedición, laboratorio, procesos de producción químicos (abreviados a continuación con el término "química") y mantenimiento se parte de una demanda de potencia considerablemente más baja según [1.1]
2. En cuanto a compresores, refrigeradores y calentadores, las superficies necesarias para la ampliación se planifican ya desde el principio. Esto significa que las superficies de ampliación deberán quedar vacías.

Sin la consideración de estos dos puntos, para una superficie de edificio de 19.600 m² con entre 600 y 1.000 W/m² y un factor de simultaneidad de 0,8 se obtendría como resultado una demanda de potencia entre 9 MW y 16 MW. Si se incluye la ampliación con una superficie de 9.800 m², se obtendría como resultado una demanda de potencia entre 13,5 MW y 24 MW.

Al analizar la utilización de las superficies de manera algo más detallada, la demanda de potencia (con un factor de simultaneidad = 0,8) para el equipamiento con 3 líneas de envasado al iniciar la producción se reduce a un valor aproximado entre 5,9 MW y 9,8 MW¹⁾. Para la instalación completa con 6 líneas de envasado se obtiene un rango de potencia entre 10,2 MW y 17 MW²⁾.

5.2.2 Determinación de la demanda de potencia con lista de carga

Por regla general, aparte de las especificaciones en relación con la distribución de espacio y los requisitos de producción, también se proporcionan las listas de carga. De todos modos, estas serán necesarias más tarde para el dimensionamiento con la herramienta de planificación SIMARIS design. En el resumen de cargas de la Fig. 5/3, en las salas individuales solo se han incluido consumidores particulares – sin, por ejemplo, iluminación y bases de enchufe – o consumidores agrupados.

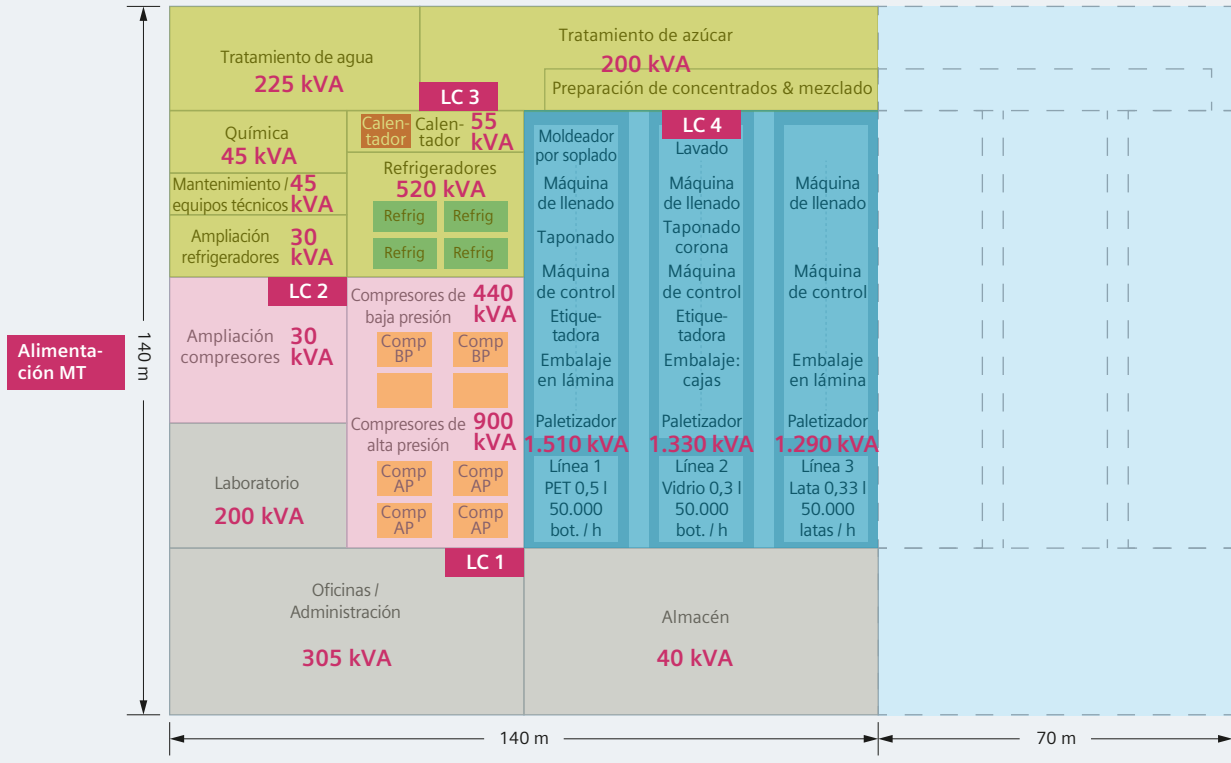
En la fase final de la instalación, las listas de cargas estipuladas por el cliente y la recopilación de todos los consumidores dan como resultado una carga total de aproximadamente 7,2 MVA o 12,8 MVA respectivamente. Todas las cargas pueden ser alimentadas a través de conexiones de baja tensión.

¹⁾ Según los datos en [1.1], al iniciar la producción se aplican los valores siguientes:

- Edificio de oficinas	aprox. 2.300 m ²	→ 20 a 40 W/m ²
- Laboratorio y química	aprox. 1.300 m ²	→ 100 a 200 W/m ²
- Mantenimiento/servicios, almacén	aprox. 2.590 m ²	→ 5 a 15 W/m ²
- Ampliaciones con refrigeradores, compresores	aprox. 1.450 m ²	→ 5 a 15 W/m ²
- Superficies de producción	aprox. 11.960 m ²	→ 600 a 1.000 W/m ²

²⁾ Para la fase final se aplican los valores siguientes:

- Edificio de oficinas	aprox. 2.300 m ²	→ 20 a 40 W/m ²
- Laboratorio y química	aprox. 1.300 m ²	→ 100 a 200 W/m ²
- Mantenimiento/servicios, almacén	aprox. 4.900 m ²	→ 5 a 15 W/m ²
- Superficies de producción	aprox. 20.900 m ²	→ 600 a 1.000 W/m ²



Demanda de potencia de partes individuales de la planta

	Espacio	Aplicación	Demanda de potencia en kVA
Centro de carga LC 1	Área de oficinas	Sala de ordenadores	65
		Climatización	100
		Alarma de incendio / Protección contra incendios	50
		Iluminación / Bases de enchufe	90
	Laboratorios	Sistema de seguridad	120
		Iluminación / Bases de enchufe	80
	Expedición	Iluminación / Bases de enchufe	40
Centro de carga LC 2	Compresores de baja presión	Compresores	440
	Compresores de alta presión	Compresores	900
	Ampliación*	Compresores	30
Centro de carga LC 3	Tratamiento de agua	Plantas de tratamiento	225
		Calentador	55
	Planta de mezclado	Tratamiento de azúcar	150
		Mezcladora	50
	Unidad de refrigeración	Refrigeradores	550
	Química	Conexiones de laboratorios	15
Iluminación / Bases de enchufe		30	
Mantenimiento / equipos técnicos	Iluminación / Bases de enchufe	45	

	Línea	Aplicación	Demanda de potencia en kVA
Centro de carga LC 4	Línea de envasado 1 (PET)	Cintas transportadoras	360
		Embalaje	400
		Limpieza (Cip)	40
		Máquina de inyección-soplado de PET	250
		Llenado y cierre	240
		Luz, clima, control	220
		Línea de envasado 2 (vidrio)	Cintas transportadoras
Embalaje	135		
Limpieza (Cip)	40		
Lavado de botellas	240		
Llenado y cierre	270		
Línea de envasado 3 (lata)	Luz, clima, control	220	
	Cintas transportadoras	240	
	Embalaje	330	
	Limpieza de latas	240	
	Limpieza (Cip)	40	
	Llenado y cierre	230	
Luz, clima, control	210		

* Para los espacios de ampliación, al principio solo se calcula con la demanda de potencia para iluminación y bases de enchufe.

Fig. 5/3: Resumen de cargas y centros de carga para la planta de producción de la Fig. 5/2

5.3 Conexión a la red de suministro

La comparación de las necesidades de la estimación de demanda de potencia realizada previamente con las clasificaciones de la Fig. 4/3 muestra que la conexión apropiada será una línea radial doble a partir del embarrado de una subestación de transformación. Según la norma IEC 60038, las tensiones nominales de red preferidas hoy en día para redes trifásicas son 10 kV (11 kV) o 20 kV (22 kV) (los datos son valores de tensión entre conductores de fases; la norma IEC 60038 indica dos series para tensiones nominales de red – los valores entre paréntesis pertenecen a la segunda serie). Debido a las ventajas de tensiones de red superiores descritas en el capítulo 4.2, la importancia de redes con una tensión nominal de 30 kV (33 kV) aumentará en el futuro. Como el nivel de tensión de 20 kV todavía está más extendido, la conexión de media tensión se realiza con $U_n = 20$ kV.

Atención: Las tensiones nominales de red para Norteamérica, por ejemplo 13,8 kV, están indicadas bajo "Series II" en la Tabla 3 de la norma.

En las redes de media tensión de las compañías eléctricas, el punto neutro se pone a tierra generalmente a través de una bobina Petersen (puesta a tierra del neutro compensada). La selección de la puesta a tierra del neutro influye en la configuración del concepto de protección y la selección de los transformadores de protección [1.2].

Según la norma IEC 60909-0 es posible determinar de forma sencilla la corriente de cortocircuito máxima admisible para las celdas y los dispositivos de maniobra en la distribución de media tensión a través de la impedancia de cortocircuito Z_k y la corriente de cortocircuito I_k :

$$Z_k = (c \cdot U_n^2) / S_k'' \quad (1)$$

$$I_k = (c \cdot U_n) / (\sqrt{3} \cdot Z_k) \quad (2)$$

La ecuación (1) se integra en (2), de modo que el factor de tensión c queda eliminado y la corriente de cortocircuito I_k puede calcularse a partir de la tensión nominal de red U_n y la potencia inicial simétrica de cortocircuito S_k'' :

$$I_k = S_k'' / (\sqrt{3} \cdot U_n)$$

Si la potencia simétrica de cortocircuito S_k'' no se conoce, según la norma IEC 60076-5 y de acuerdo con la práctica europea y norteamericana es posible emplear una potencia simétrica de cortocircuito de 500 MVA a una tensión más elevada para el material de 7,2 kV, 12 kV, 17,5 kV y 24 kV:

$$I_k'' = 500 \text{ MVA} / (\sqrt{3} \cdot 20 \text{ kV}) = 14,45 \text{ kA}$$

Este valor y también la potencia simétrica de cortocircuito coinciden bien con los valores indicados en [1.2] de $I_k'' = 14,6$ kA y $S_k'' = 505,2$ MVA (véase la Tab. B4.5 en [1.2]). Las diferencias son debidas a la anterior estimación simplificada. Una determinación más exacta que considera la relación entre resistencia y reactancia (R/X) está descrita en la norma IEC 60909-0. Para poder tener en cuenta reservas para las retroalimentaciones de motores, la corriente de cortocircuito máxima admisible exigida para los equipos eléctricos es de $I_{sc} = 20$ kA. Debido a la demanda de potencia de 7,2 MVA o 12,8 MVA, para las celdas de media tensión es suficiente una corriente asignada del embarrado de 630 A ($I_b = 12,8 \text{ MVA} / (\sqrt{3} \cdot 20 \text{ kV}) = 370 \text{ A}$) a una tensión nominal de red de 20 kV.

5.4 Determinación de los centros de carga

Los centros de carga individuales (Fig. 5/3) se determinan en base al resumen de cargas y la vista de planta del edificio. Para determinar la potencia de transformador total para la alimentación de los centros de carga se consideran los puntos siguientes según el capítulo 4.4.1:

- Limitación de longitudes de líneas entre las subestaciones de centro de carga de baja tensión y los consumidores
- Aseguramiento de la redundancia n-1
- Selección de la potencia inicial simétrica de cortocircuito
 - con respecto a optimización de costes, si no existen requisitos especiales
 - con respecto a calidad de suministro de electricidad (p.ej. arranque de motores potentes o carga de choque por grandes consumidores).

Si solo se observan las longitudes de líneas, tres centros de carga podrían ser suficientes. Sin embargo, en este caso se debería establecer un centro de carga común para el área de oficinas y los compresores de alta potencia. Si se observa adicionalmente el comportamiento funcional y de efectos retroactivos de los compresores, sería más apropiada una distribución a cuatro centros de carga según la Fig. 5/3. De esta forma, los consumidores de TIC en el área de oficinas quedan más apartados de posibles perturbaciones provenientes del área de producción. Las cuatro áreas marcadas en color en la Fig. 5/3 identifican las zonas de alimentación para las subestaciones de centro de carga individuales:

- Subestación de centro de carga LC 1:545 kVA
- Subestación de centro de carga LC 2:1.370 kVA
- Subestación de centro de carga LC 3:1.120 kVA
- Subestación de centro de carga LC 4:4.130 kVA

Para la alimentación de corriente en instalaciones industriales se prefiere el empleo de transformadores de tipo seco según IEC 60076-11. Los transformadores de resina colada GEAFOL se distinguen por las características siguientes:

- Carga de incendio reducida
- No se precisan medidas especiales de protección contra incendios
- No existen riesgos que aumenten el peligro de incendio
- Medidas para la protección de aguas subterráneas
- Aumento de potencia hasta un máximo de 140 % de la potencia asignada (transformador GEAFOL con $S_r \geq 500$ kVA) mediante el montaje de ventiladores de flujo radial controlados en función de la temperatura
- Utilización de la capacidad de sobrecarga como redundancia "caliente" para aumentar la fiabilidad de suministro
- Sin pérdida de vida útil por hacer uso de la capacidad de sobrecarga
- Sin peligro de sobretensiones de maniobra inadmisibles por excitación de resonancia de los arrollamientos al realizar operaciones de cierre y apertura con un interruptor de potencia al vacío.

5.5 Emplazamiento de las subestaciones de centros de carga, ejemplo LC 4

Al emplazar las subestaciones LC 4 hay que observar lo siguiente:

- Caída de tensión reducida
- Costes de material reducidos
- Buena disipación de calor y alivio de presión
- Fácil acceso a las instalaciones (p.ej. para mantenimiento e intercambio de componentes).

Desde el punto de vista electrotécnico, el emplazamiento de las salas de servicio eléctrico (para los transformadores y cuadros de distribución de baja tensión) en el núcleo del centro de carga es ideal. De este modo se minimizan las distancias a los consumidores individuales y por ello, la caída de tensión en la red también se mantiene en un valor lo más pequeño posible. En este contexto es una ventaja la protección de los transformadores mediante fusibles ACR, cuyo efecto limitador de corriente reduce la energía liberada por un cortocircuito entre el conjunto de celdas de media tensión y el transformador. Así se reducen los riesgos para personas y equipos.

Si en el centro del nivel de producción no hubiera espacio para instalar los equipos, y si no hay ninguna

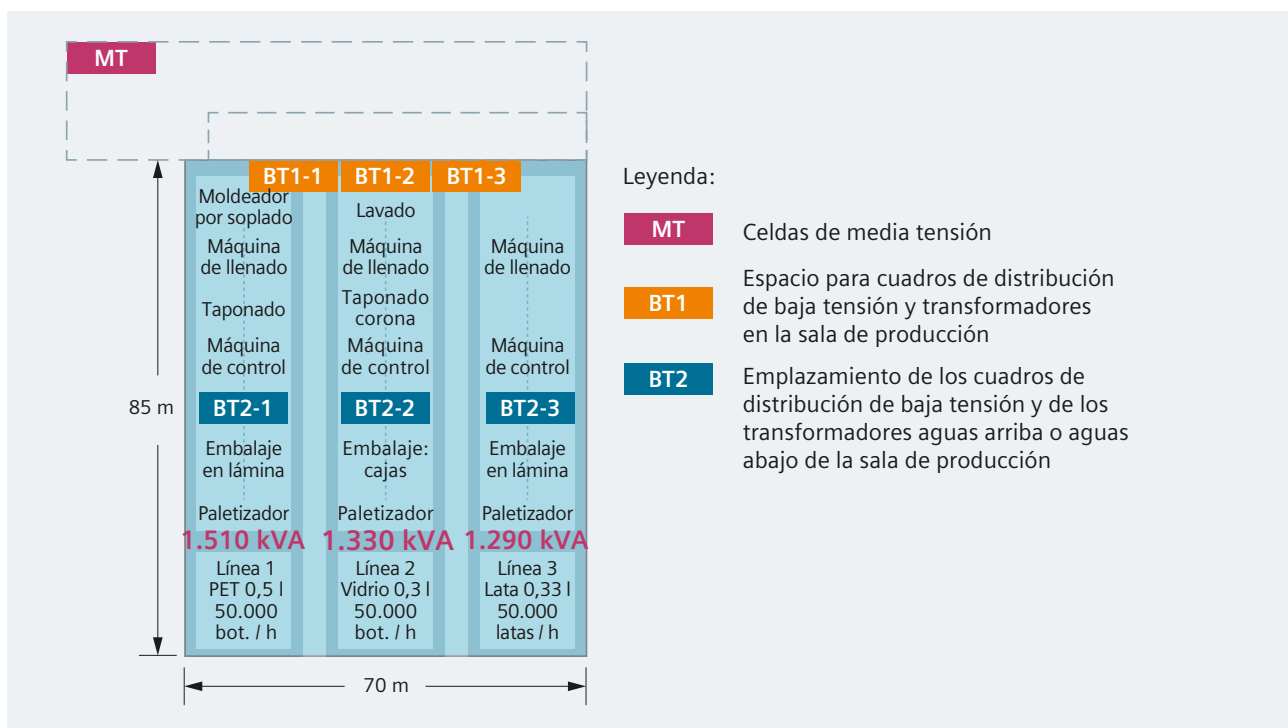


Fig. 5/5: Emplazamiento de los cuadros de distribución de energía para LC 4

posibilidad de crear un nivel intermedio por encima o por debajo del área a alimentar, para LC 4 queda por lo menos la instalación al borde del área de producción (o en la pared del edificio), ya que aquí sí que lo permiten las distancias a los consumidores. Un buen compromiso es emplazar las celdas de media tensión (incluyendo el cableado del anillo de media tensión) fuera del área de producción, y los transformadores (alimentados por líneas radiales de media tensión y protegidos por fusibles ACR, Fig. 5/4) así como los cuadros de distribución de baja tensión para las líneas de producción en la pared de la sala cerca de las líneas individuales. Sin embargo, estas están concentradas frecuentemente en un espacio al borde de la sala (Fig. 5/5).

5.6 Protección de la red de media tensión

Dado que la red de media tensión abarca toda la planta de envasado y que la alimentación de la compañía eléctrica así como la conexión de la planta de autogeneración se realizan en la red de media tensión, la protección tiene una gran importancia.

Los objetivos de protección son los siguientes:

- Desconexión lo más rápida posible de un defecto en la red para reducir daños personales y materiales al mínimo
- Desconexión selectiva de partes de la red afectadas por un defecto para evitar repercusiones en las partes de la instalación no afectadas por el defecto.

Esto se logra mediante relés de protección numéricos, como por ejemplo los relés SIPROTEC de Siemens.

Para proteger tramos de cables (protección primaria, flechas rojas en la Fig. 5/6) en la red se utilizan relés de protección diferencial (p.ej. 7SD82, 7SD85). La protección diferencial detecta y desconecta defectos en los tramos de cables de manera instantánea (en menos de 0,1 s). La protección de reserva con relés de sobrecorriente de tiempo definido proporciona un alto nivel de seguridad (p.ej. 7SJ82, 7SJ85; flechas verdes en la Fig. 5/6). En su función de protección de reserva, la protección de sobrecorriente de tiempo definido desconecta el defecto en el tramo de cables en el tiempo de reserva ($< 0,3$ s). Si están programados como protección direccional y enclavada, los relés de protección de sobrecorriente de tiempo definido asumen, además, la protección de las celdas (flechas violetas en la Fig. 5/6), "fuera" de la zona de detección para la protección primaria. De este modo se puede realizar una desconexión rápida y selectiva en caso de un defecto dentro de las celdas.

Como muestra la Fig. 5/6, los relés de protección de sobrecorriente de tiempo definido 7SJ82 también son

indicados para la desconexión de defectos en las líneas de alimentación. Los dispositivos para la protección de interfaz de la planta fotovoltaica (descripción de la planta FV en el capítulo 5.7) pueden instalarse según las condiciones de conexión a la red para plantas de autogeneración (capítulo 4.3.2). Según la norma EN 50549-2 hay que observar los requisitos de precisión para los transformadores de tensión para la protección de interfaz (marcados en azul en la Fig. 5/6).

- Como mínimo, clase de precisión 3P según IEC 61869-3 (para la protección de sobretensión, secuencia cero 59N, se exige la clase 3P/0,5)
- Factor de tensión asignado (tiempo asignado según IEC 61869-3 e IEC 60044-7):
 - 1,9 para transformador de tensión entre tierra y conductor de fase
 - 1,2 para transformador de tensión entre conductores de fase
- La potencia de salida asignada del transformador de tensión corresponde a la carga prevista del arrollamiento de protección.

En este concepto de protección no está previsto un funcionamiento en isla. Los conceptos de protección para funcionamiento en isla se esbozan brevemente en el capítulo 5.7.3. En la Fig. 5/6, el dispositivo de maniobra en la acometida de la planta FV hacia LC 2 asume la función del interruptor de interfaz (véase el capítulo 4.3.3). Líneas de trazos azules identifican la interconexión entre los dos relés de protección de interfaz 7SJ82 y el interruptor de interfaz.

Las dos salidas de reserva de media tensión mostradas en la Fig. 5/4 no son significativas para el concepto de protección del anillo de media tensión sin ampliación, y por ello no están representadas en la Fig. 5/6. Para la comunicación entre los relés de protección, hoy día normalmente se emplean conexiones de fibra óptica. Además del concepto de protección para la distribución de energía hay que elaborar un concepto de medida para monitorización y diagnóstico. El procedimiento está descrito en el manual de aplicación sobre transparencia de la energía [5.1], al igual que la utilización de las gamas de productos SICAM, SENTRON y SIMATIC.

5.7 Conexión de la planta fotovoltaica

En el concepto de alimentación se prevé integrar una planta de autogeneración con módulos fotovoltaicos (módulos FV) (Fig. 5/6), con el fin de reducir el consumo de energía y potencia de la red de suministro y, al mismo tiempo, la huella ecológica de la instalación de producción utilizando tecnologías de generación de electricidad

renovables. Para la conexión a la red hay que observar los requisitos descritos en el capítulo 4. En particular, el concepto de protección debe cumplir los requisitos de la norma IEC/TS 62786 o EN 50549-2 para la protección de interfaz de media tensión.

En este ejemplo no está previsto integrar un sistema de almacenamiento de energía, de modo que el tamaño de la planta FV queda limitado principalmente por las condiciones de instalación, la superficie del tejado y la parte proporcional de la demanda de potencia de la instalación de producción que pueda cubrir. Debido a la volatilidad en el uso de la radiación solar, tampoco es razonable un funcionamiento en isla parcial sin sistemas de almacenamiento de energía. Esto quiere decir que la planta FV no podrá sustituir a ningún generador para continuar con la producción.

Actualmente, y bajo condiciones de servicio ideales, los módulos FV con una superficie de 2 m² suministran una potencia fotoeléctrica de 400 a 500 W_{pico} (denominado valor pico; es decir, el valor de pico de potencia bajo condiciones de ensayo definidas (STC) por metro cuadrado de superficie de módulo). Para una potencia asignada total de 3 MVA³⁾ sería suficiente el tejado del edificio de producción. Al ampliar la producción está previsto aumentar la capacidad de la planta FV a una potencia eléctrica total de 4,5 MVA³⁾.

Para la conexión a la red hay que convertir la energía eléctrica proporcionada por los módulos FV de tensión continua en tensión alterna. Dos tipos conocidos de inversores solares son los inversores de cadena y los inversores centrales. En el caso de los inversores de cadena, varios módulos FV se conectan en serie a un inversor de potencia más baja. Mediante la conexión en paralelo de inversores de cadena pueden alcanzarse potencias más elevadas. En el caso del inversor central, varios módulos FV se conectan por el lado de tensión continua a un inversor de potencia elevada.

Para la conexión a la red de distribución, Siemens ofrece tanto inversores de cadena como inversores centrales para los distintos perfiles de utilización. Los asesores técnicos de Siemens ofrecen apoyo para la selección de tipos adecuados. Para el empleo en el rango de potencia considerado entre 3 y 4,5 MVA son apropiados los dos tipos de inversores. Las dos gamas de productos de Siemens (KACO blueplanet 150 TL3 y SINACON PV)

³⁾ La potencia indicada corresponde a la potencia eléctrica aparente en la salida del inversor de la planta FV. La capacidad de potencia máxima posible de los módulos solares instalados en la planta FV (tensión continua c.c.) deber ser superior y normalmente se indica como potencia pico de los módulos solares en "W_{pico}". En la fase de instalación completa, la superficie de 140 × 140 m proporcionaría una potencia pico de los módulos FV de más de 3,9 MW_{pico}.

presentan grados de rendimiento elevados de hasta un 99 % y además factores de distorsión armónica reducidos inferiores a un 3 %.

En la gama de potencia seleccionada aquí se solapan los focos de utilización de los dos tipos de inversores. Para pequeñas potencias, por regla general son más rentables los sistemas con inversores de cadena:

- Adaptación más fácil a distintas condiciones de radiación solar
- Posibilidades de optimización más sencillas
- En caso de defecto, únicamente fallo parcial de la planta en la mayoría de los casos.

Sin embargo, en plantas más grandes predominan las ventajas de los inversores centrales:

- Instalación más fácil
- Menos trabajo para localizar fallos.

Para una potencia de alimentación de la planta FV superior a 2 MVA, la conexión a la distribución de media tensión es el método más común. Aquí, la alimentación se realiza a través de la subestación LC 2.

5.7.1 Planta FV con inversores de cadena

Para la planta FV prevista son apropiados los inversores KACO blueplanet 150 TL3, dispositivos con una potencia c.a. de 150 kVA. Para una potencia FV total de 3 MVA, 10 unidades de este tipo de inversor se conectan en paralelo en dos secciones (Fig. 5/7a). La conexión a la red en anillo de media tensión de 20 kV se realiza a través de un transformador al conjunto de celdas para el centro de carga LC 2. Al ampliar la planta FV a 4,5 MVA hay que instalar otro transformador para una potencia de 1,5 MVA (Fig. 5/7b). También es imaginable la instalación de un transformador de 4,5 MVA ya en la primera fase de instalación (3 MVA de potencia), de modo que al ampliar la planta FV solo habrá que ampliar los equipos en el lado de baja tensión del transformador por una sección adicional con diez inversores (Fig. 5/7c).

5.7.2 Planta FV con inversores centrales

En el caso del inversor central SINACON, las líneas de corriente continua de los módulos generadores fotovoltaicos son conducidas a los cuatro módulos convertidores denominados "powerstack" (Fig. 5/8). Gracias a la refrigeración líquida y la calefacción opcional, el inversor central FV SINACON también puede emplearse en un rango de temperatura ambiente muy amplio (desde -40 °C hasta +60 °C).

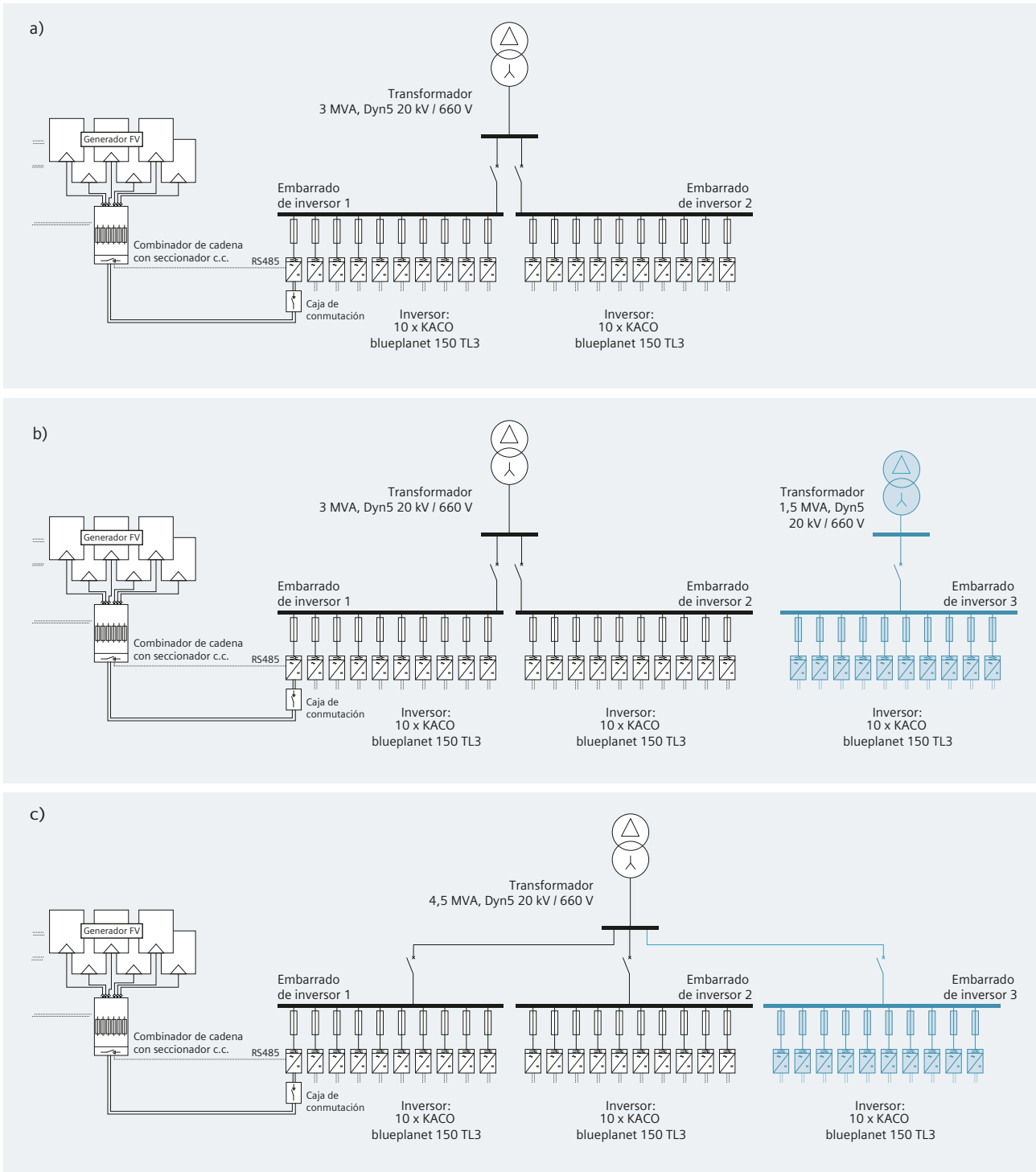


Fig. 5/7: Central eléctrica fotovoltaica con inversores de cadena

- a) Para instalación inicial con planta FV con una potencia aparente de 3 MVA
 b) Para planta FV con una potencia aparente de 4,5 MVA: Ampliación de la instalación inicial (planta FV de 3 MVA) por una derivación de transformador separada de 1,5 MVA
 c) Para planta FV con una potencia aparente de 4,5 MVA: El transformador de 4,5 MVA ya considerado en la instalación inicial (planta FV de 3 MVA) se amplía por una derivación FV de 1,5 MW

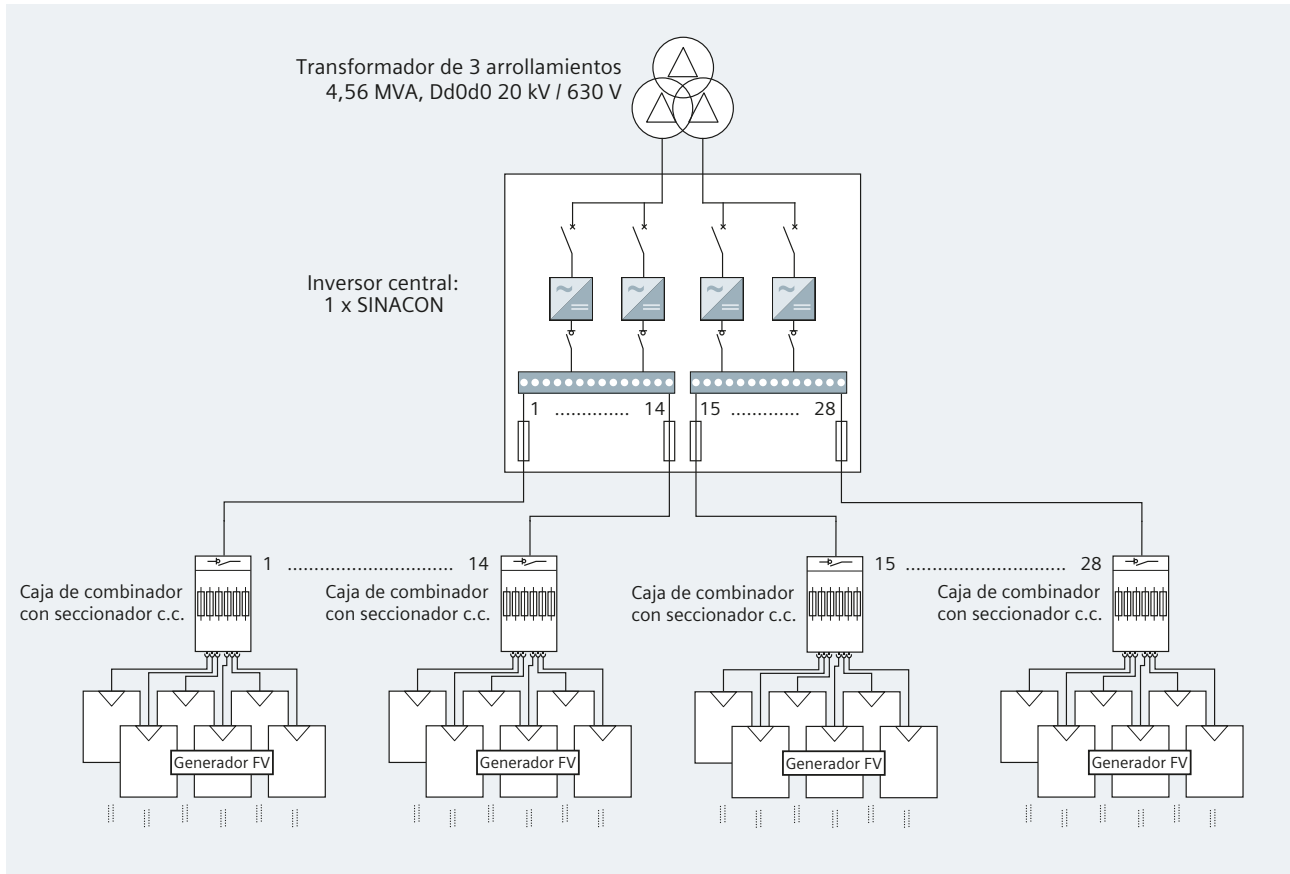


Fig. 5/8: Central eléctrica fotovoltaica con inversor central

5.7.3 Concepto de protección para la integración de plantas de autogeneración con funcionamiento en isla

Si a pesar de todo se exige un funcionamiento en isla, también es posible indicar los requisitos para la conexión a la red de centrales eléctricas (véase el capítulo 4.3.2) en base al concepto de protección mostrado en la Fig. 5/6. Esto es una estimación realista para plantas de producción que generan energía de manera rentable a partir de productos residuales, en las que solo una pequeña parte de la cantidad de energía necesaria para la operación tendrá que ser suministrada por otras fuentes y sistemas de almacenamiento de energía adicionales. En la fabricación de papel, por ejemplo, la utilización de madera produce materias residuales biológicas que pueden aprovecharse energéticamente en plantas de cogeneración de forma parecida a los combustibles fósiles.

La Fig. 5/9 muestra la conexión de una central eléctrica con un concepto de protección para funcionamiento en isla. Para ello no es necesario que toda la red del operador de la planta pueda conmutar a funcionamiento en isla. Esto queda ilustrado mediante las dos variantes (opción 1: red parcial subestación LC 2 y opción 2: red completa) en la Fig. 5/9. Existen muchas otras posibilidades que no se detallan aquí. Sin embargo, aún hay que destacar que, en el funcionamiento en isla, el dispositivo de maniobra para la protección de interfaz (FV) de la Fig. 5/6 puede ser utilizado como dispositivo de maniobra de la unidad de generación.

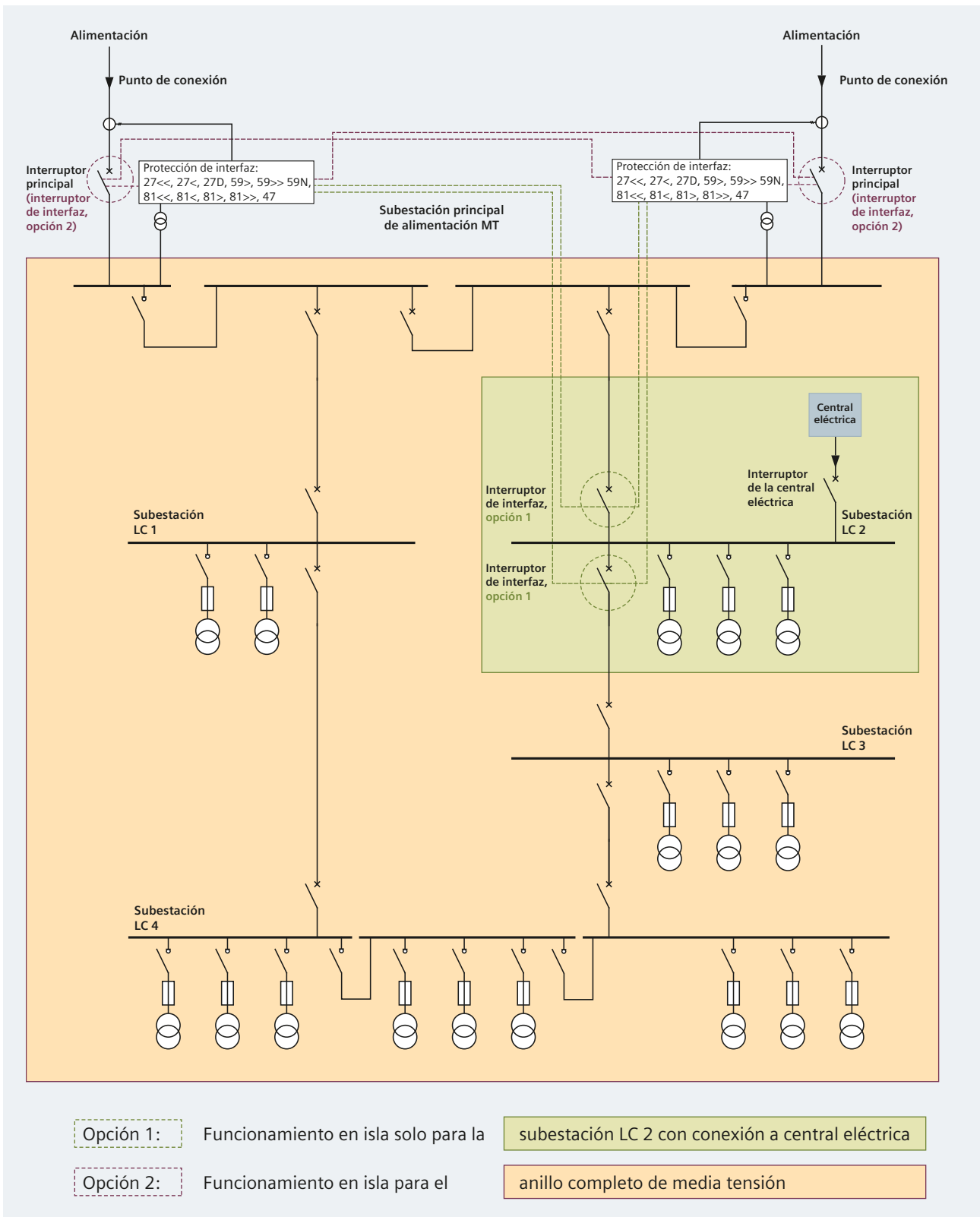


Fig. 5/9: Ejemplos de conceptos de protección para facilitar funcionamiento en isla con plantas de autogeneración

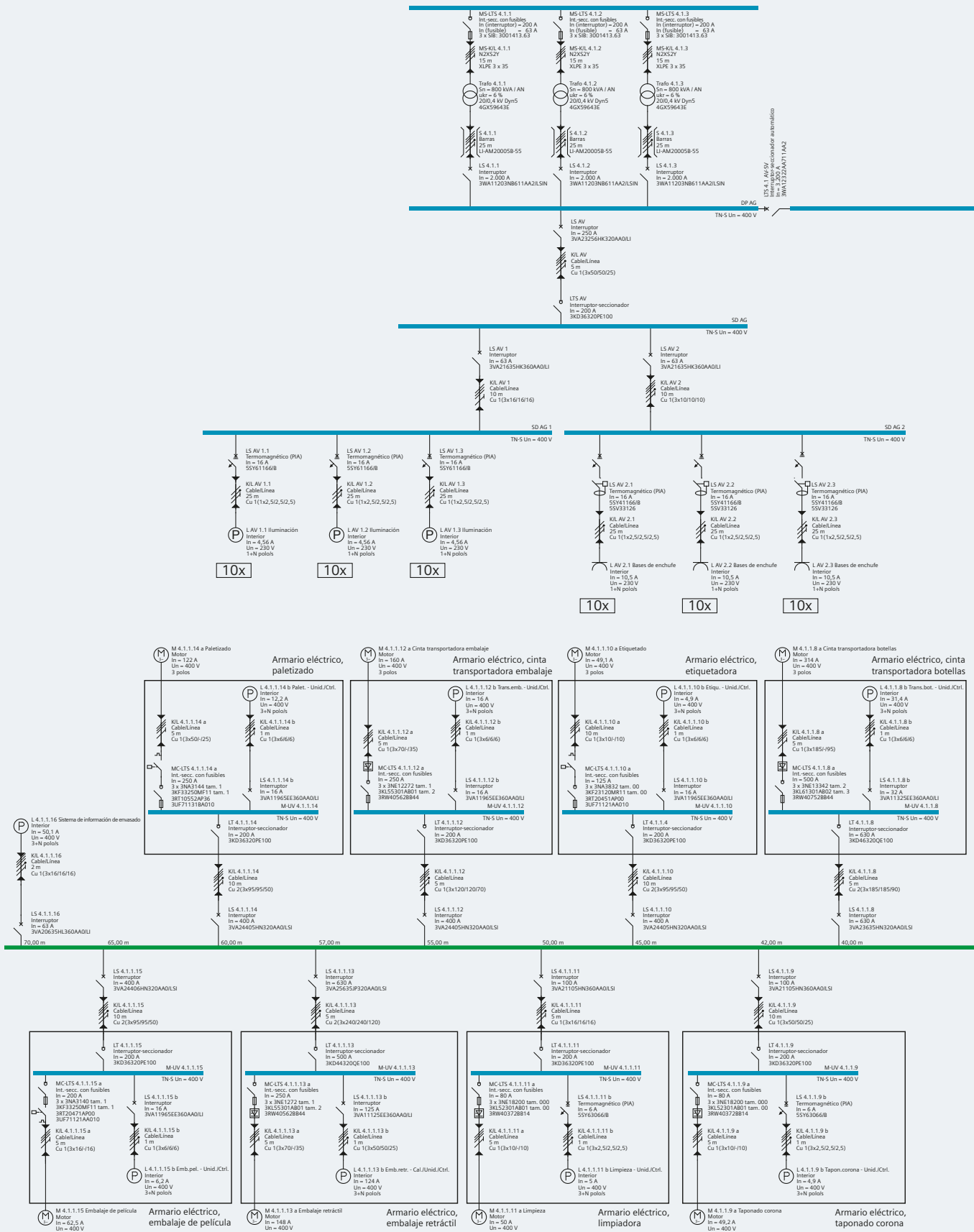
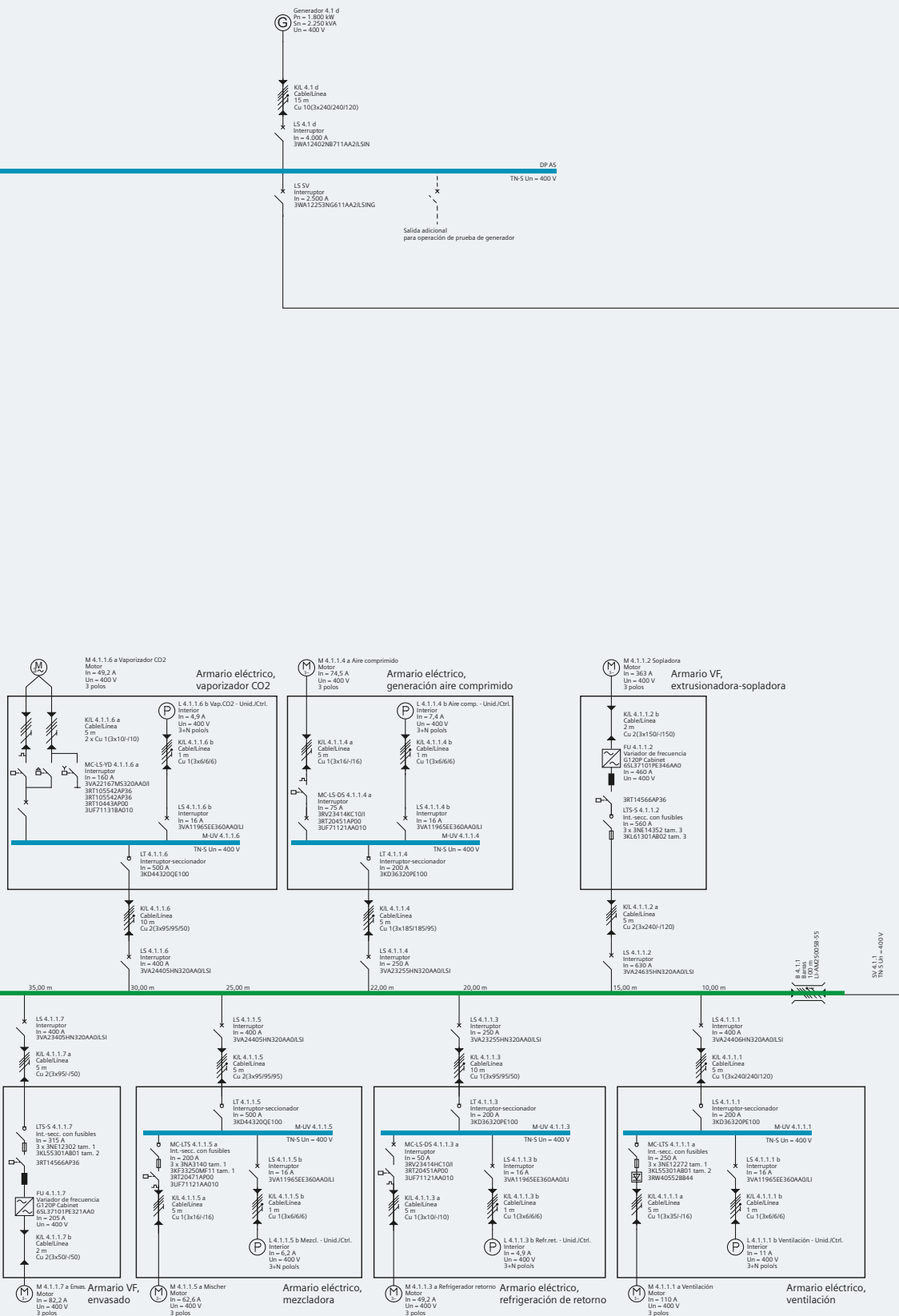


Fig. 5/10: Diagrama unifilar de la distribución de energía eléctrica para la línea de envasado 1 según el dimensionamiento con SIMARIS design



5.8 Cuadros de distribución de baja tensión para los centros de carga

Aparte de las subestaciones de centro de carga LC 1 (área de oficinas y expedición), LC 2 (compresores) y LC 3 (refrigeración y tratamiento), la subestación LC 4 (Fig. 5/3) también alimenta a los consumidores eléctricos de la tres líneas de envasado por separado a través de un centro de transformación con distribución principal de baja tensión. Con las herramientas SIMARIS se dimensionan los aparatos de maniobra y protección para los seis cuadros de distribución de baja tensión individuales de los centros de carga LC 1 hasta LC 4. El punto de partida es el resumen de cargas de la Fig. 5/3.

El procedimiento a seguir para los seis cuadros de distribución de baja tensión es parecido, partiendo de una estructura de distribución (sistemas de redes, redundancias, disposición de transformadores, sistemas de cables o de canalizaciones eléctricas prefabricadas, observación de características específicas de los consumidores, etc.), pasando por cálculos y dimensionamientos hasta la determinación exacta de los tipos de productos adecuados, de modo que es suficiente realizar los análisis para dos cuadros de distribución de baja tensión.

Por una parte se esbozan las distintas combinaciones de arrancadores de motores en base a la línea de envasado 1. Por otra parte, para el centro de carga LC 1 (área de oficinas y expedición) se puede mostrar cómo los interruptores automáticos con una característica de disparo electrónica (SENTRON 3VA con disparador ELISA), cuya función se aproxima mucho a la de un fusible, optimizan la distribución de energía en cuanto a secciones de cables y barras así como a selectividad, contribuyendo de este modo a un diseño rentable y un aumento de la disponibilidad de la planta.

5.8.1 Combinaciones de arrancadores de motores para la línea de envasado 1

Las cargas conectadas a la línea de envasado 1 deben ser alimentadas a través de un cuadro de distribución de baja tensión que facilite una transmisión de potencia de 1.510 kVA como mínimo. Debido a la redundancia deseada sería apropiada una alimentación hacia la alimentación general (AG en la Fig. 5/10) a través de tres transformadores GEAFOL de 800 kVA. La alimentación de seguridad (AS en Fig. 5/10) se interconecta con la alimentación general mediante un acoplamiento. En caso de fallo a través de los transformadores, la barra AS sigue siendo alimentada por un generador conectado allí. Esto es una particularidad de la planta del ejemplo, que refleja que pueden ocurrir interrupciones frecuentes

de la alimentación por el gestor de la red de distribución (GRD) en el entorno de la planta.

Para aplicaciones industriales, típicamente se planifica un distribuidor lineal con un sistema de canalizaciones eléctricas prefabricadas a lo largo de la línea de producción. Como subdistribución para cada línea de envasado se instala una canalización propia. Aquí, por ejemplo, basta analizar con más detalle la línea de envasado 1 en la Fig. 5/10, ya que se puede proceder de manera similar para los otros circuitos de distribución de baja tensión. La Fig. 5/10 muestra el diagrama unifilar tal como se utiliza para cálculos, dimensionamiento y configuración con las herramientas SIMARIS. Como ejemplo de resultados individuales se representan los conjuntos de apartamento. El cuadro de distribución de baja tensión SIVACON S8 de la Fig. 5/11 corresponde a la distribución principal con tres alimentaciones por transformador, las dos salidas para la AG y la AS, así como el acoplamiento longitudinal correspondiente. En el caso del conjunto de celdas de media tensión 8DJH en la Fig. 5/12 se representa todo el centro de carga LC 4 según el capítulo 5.4 para las tres líneas de envasado.

La Tab. 5/2 contiene los datos de carga de los consumidores de la línea de envasado 1 y el tipo de arrancador previsto respectivamente para los motores. Las aplicaciones individuales se dividen en cargas motorizadas y resistivas, como por ejemplo equipos auxiliares, módulos de control y calefacción. Para las cargas resistivas se toma como base aprox. un 10 % de la potencia de motor requerida. Para calentar la lámina de embalaje para la fabricación del embalaje retráctil se tiene en cuenta una carga resistiva adicional de aprox. 75 kVA.

Además, la Fig. 5/10 muestra que se seleccionan combinaciones típicas para un arranque que cumpla con los requisitos. Para esta selección se consideran la conexión y desconexión del motor, el arranque y el frenado, así como el comportamiento operacional y la protección del motor en caso de sobrecarga. Aparte de la protección del motor, al planificar la distribución de energía eléctrica hay que dimensionar la protección contra cortocircuitos y la protección de sobrecarga de la acometida.

La protección de sobrecarga y la protección contra cortocircuitos de las salidas a motor pueden realizarse en técnica sin fusibles o dotada de fusibles:

- Técnica sin fusibles
 - con interruptor automático para protección contra cortocircuitos y protección de sobrecarga
 - con interruptor automático (para la protección contra cortocircuitos) y relé de sobrecarga (térmico o electrónico) o un aparato de gestión de motor así como contactores para el disparo (para la protección de sobrecarga)

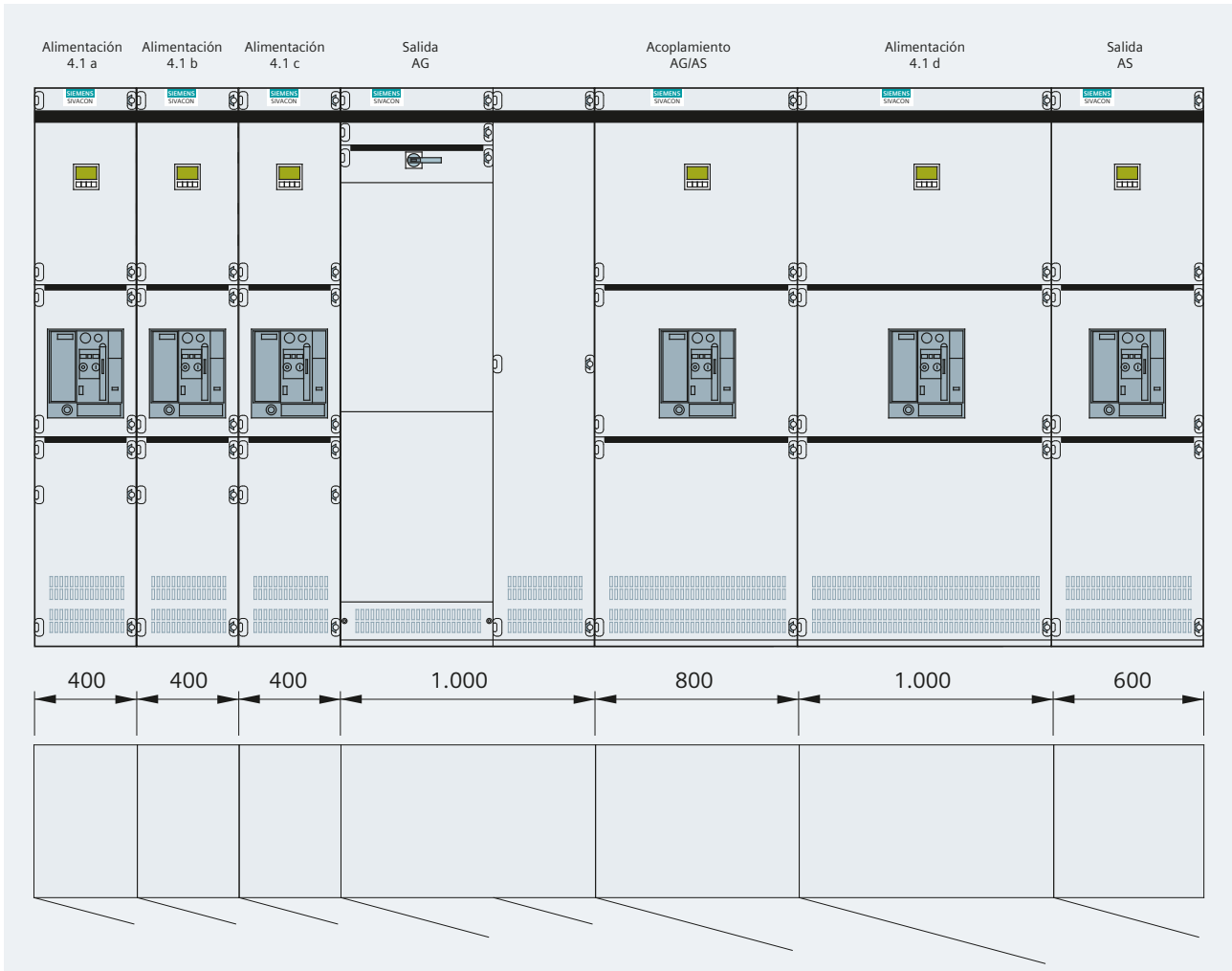


Fig. 5/11: Cuadro de distribución de baja tensión SIVACON S8 para la distribución principal de la línea de envasado 1 (dimensiones en mm)

- Técnica dotada de fusibles con interruptor-seccionador-fusibles (los fusibles asumen la protección contra cortocircuitos) y relé de sobrecarga (térmico o electrónico), o un aparato de gestión de motor así como contactores para el disparo (para la protección de sobrecarga)

Para determinar el comportamiento de carga durante el arranque del motor, en la línea de envasado 1 que sirve como ejemplo se utilizan cuatro combinaciones diferentes:

- Arranque directo con relé de sobrecarga / controlador y contactor
- Arranque estrella-triángulo con relé de sobrecarga / controlador y tres contactores
- Arranque con arrancadores suaves, que limitan, protegen y maniobran
- Arranque con variadores de frecuencia, que limitan y protegen.

Los arrancadores suaves y los variadores de frecuencia pueden encargarse de la protección de sobrecarga. Al utilizar arrancadores suaves y variadores de frecuencia en técnica dotada de fusibles se emplean fusibles semiconductores. Hay que tener en cuenta que en caso de operación de varios motores con variadores de frecuencia no es posible emplear la protección de motor incluida en el variador. En la Tab. 5/3 figuran las combinaciones de arrancadores y relés de protección almacenadas en SIMARIS design, con las series de aparatos de Siemens correspondientes para los cuatro tipos diferentes de arranques de motor. Para más aparatos y posibilidades de combinación, véanse los catálogos correspondientes [5.3], [5.4] y [5.5], así como el libro blanco [4.5] y guías como por ejemplo [1.1] y [1.2].

1

2

3

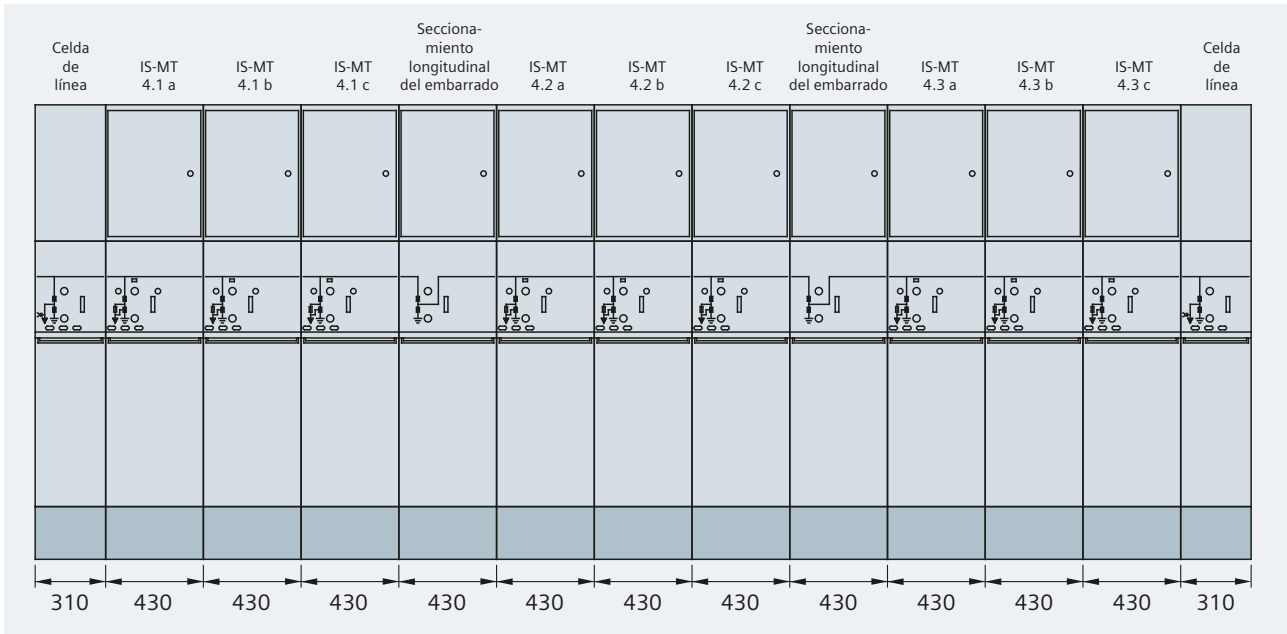


Fig. 5/12: Celdas de media tensión 8DJH del centro de carga LC 4 para las tres líneas de envasado (dimensiones en mm)

4

5

6

7

Aplicación	Tipo de carga	Arranque de motor	Nº de SIMARIS	Posición de la caja de derivación	Corriente nominal	AG - AS / Tensión	Cantidad
Ventilación	Motor	Arrancador suave	M 4.1.1.1 a	10 m	110,0 A	AS / 400 V	1
	Unidad / Control		L 4.1.1.1 b		11,0 A		1
Extrusora-sopladora	Motor	Variador de frecuencia	M 4.1.1.2	15 m	363,0 A	AS / 400 V	1
	Motor		M 4.1.1.3 a		49,2 A		1
Refrigeración de retorno	Motor	Directo (sin fusibles)	M 4.1.1.3 a	20 m	4,9 A	AS / 400 V	1
	Unidad / Control		L 4.1.1.3 b		74,5 A		1
Generación de aire comprimido	Motor	Directo (sin fusibles)	M 4.1.1.4 a	22 m	7,4 A	AS / 400 V	1
	Unidad / Control		L 4.1.1.4 b		62,6 A		1
Mezcladora	Motor	Directo (con fusibles)	M 4.1.1.5 a	25 m	6,2 A	AS / 400 V	1
	Unidad / Control		L 4.1.1.5 b		49,2 A		1
Evaporador CO ₂	Motor	Estrella-triángulo	M 4.1.1.6 a	30 m	4,9 A	AS / 400 V	1
	Unidad / Control		L 4.1.1.6 b		82,2 A		1
Envasado	Motor	Variador de frecuencia	M 4.1.1.7	35 m	314,0 A	AS / 400 V	1
	Cinta transportadora de botellas		M 4.1.1.8 a		31,4 A		1
Producción de tapones de rosca	Motor	Arrancador suave	M 4.1.1.8 b	40 m	49,2 A	AS / 400 V	1
	Unidad / Control		L 4.1.1.8 b		4,9 A		1
Etiquetado	Motor	Directo (con fusibles)	M 4.1.1.9 a	42 m	49,1 A	AS / 400 V	1
	Unidad / Control		L 4.1.1.9 b		4,9 A		1
Limpiadora automática	Motor	Arrancador suave	M 4.1.1.10 a	45 m	50,0 A	AS / 400 V	1
	Unidad / Control		L 4.1.1.10 b		5,0 A		1
Cinta transportadora para embalaje	Motor	Arrancador suave	M 4.1.1.11 a	50 m	160,0 A	AS / 400 V	1
	Unidad / Control		L 4.1.1.11 b		16,0 A		1
Embalaje retráctil	Motor	Arrancador suave	M 4.1.1.12 a	55 m	148,0 A	AS / 400 V	1
	Cal. / Unid./Ctrl.		L 4.1.1.12 b		124,0 A		1
Paletización	Motor	Directo (con fusibles)	M 4.1.1.13 a	57 m	122,0 A	AS / 400 V	1
	Unidad / Control		L 4.1.1.13 b		12,0 A		1
Bobinador de película	Motor	Directo (con fusibles)	M 4.1.1.14 a	60 m	62,5 A	AS / 400 V	1
	Unidad / Control		L 4.1.1.14 b		6,2 A		1
Sistema de información de envasado	Motor	Directo (con fusibles)	M 4.1.1.15 a	65 m	50,1 A	AS / 400 V	1
	Unidad / Control		L 4.1.1.15 b		12,0 A		1
Iluminación			UV 4.1.2.1		4,6 A	AG / 230 V	10
	Bases de enchufe		UV 4.1.2.2		10,5 A	AG / 230 V	10

Tab. 5/2: Lista de cargas de la línea de envasado 1 para dimensionamiento en SIMARIS design según la Fig. 5/10

	Protección contra cortocircuitos		Protección de sobrecarga		Potencia máx. mecánica	Dispositivos de protección ¹⁾	
	Con fusibles / sin fusibles	Aparato de maniobra / protección	Disparador	Aparato de maniobra			
Arranque directo	Con fusibles	Fusibles SENTRON 3NA ²⁾	Relé de sobrecarga, térmico SIRIUS 3RU	Contactador SIRIUS 3RT	45 kW		
			Relé de sobrecarga, electrónico SIRIUS 3RB	Contactador SIRIUS 3RT	250 kW ³⁾		
			Aparato de gestión de motor SIMOCODE Pro C 3UF7	Contactador SIRIUS 3RT	250 kW ³⁾		
	Sin fusibles	Interruptor automático SIRIUS 3RV, SENTRON 3VA	Interruptor automático SIRIUS 3RV, SENTRON 3VA		Contactador SIRIUS 3RT	250 kW	
			Interruptor automático SIRIUS 3RV, SENTRON 3VA	Relé de sobrecarga, electrónico SIRIUS 3RU	Contactador SIRIUS 3RT	22 kW	
				Relé de sobrecarga, electrónico SIRIUS 3RB	Contactador SIRIUS 3RT	250 kW ³⁾	
Aparato de gestión de motor SIMOCODE Pro C 3UF7	Contactador SIRIUS 3RT	250 kW ³⁾					
Arranque estrella-triángulo	Sin fusibles	Interruptor automático SIRIUS 3RV, SENTRON 3VA	Relé de sobrecarga, térmico SIRIUS 3RU	3 contactores SIRIUS 3RT	15 kW		
			Relé de sobrecarga, electrónico SIRIUS 3RB	3 contactores SIRIUS 3RT	200 kW		
			Aparato de gestión de motor SIMOCODE Pro C 3UF7	3 contactores SIRIUS 3RT	200 kW		
Arrancador suave	Con fusibles	Fusibles SENTRON 3NA ²⁾	Arrancador suave SIRIUS 3RW30	Contactador SIRIUS 3RT	18,5 kW		
		Fusibles SENTRON 3NE	Arrancador suave SIRIUS 3RW40 ⁴⁾		250 kW		
Variador de frecuencia	Con fusibles	Fusibles SENTRON 3NA ²⁾	Variador de frecuencia SINAMICS (aparatos descentralizados)	G110M G110D, G120D	4 kW 7,5 kW		
			Variador de frecuencia SINAMICS G120, G120X (aparatos modulares)	Contactador SIRIUS 3RT	250 kW		
			Variador de frecuencia SINAMICS G120P, G150 (aparatos de armario)	Contactador SIRIUS 3RT	250 kW		Fusibles SENTRON 3NE
	Sin fusibles	Interruptor automático SENTRON 3VA	Variador de frecuencia SINAMICS G120, G120X (aparatos modulares)	Contactador SIRIUS 3RT	250 kW		
			Variador de frecuencia SINAMICS G120P, G150 (aparatos de armario)	Contactador SIRIUS 3RT	400 kW		Fusibles SENTRON 3NE
Interruptor automático SENTRON 3VA, 3WA	Variador de frecuencia SINAMICS G120P, G150 (aparatos de armario)	> 400 - 560 kW	Interruptor automático SENTRON 3WA				

¹⁾ Dispositivos de protección en el armario del variador de frecuencia

²⁾ En combinación con un interruptor-seccionador, como p.ej. Siemens 3KF, 3NJ, 3NP

³⁾ El contactor SIRIUS 3TF6 puede dimensionarse para potencias de motor hasta 450 kW (en redes de distribución de baja tensión, en caso de arranque directo se recomienda reducir la potencia de motor a unos 250 kW)

⁴⁾ Combinación de aparatos con ensayos de tipo, en la cual el arrancador suave también asume la función del contactor; otros arrancadores suaves de la gama SIRIUS son, por ejemplo los 3RW50, 3RW52 y 3RW55 [IC10]

Tab. 5/3: Combinaciones de aparatos almacenadas en SIMARIS design para arranque y protección de motores de baja tensión

Protección del motor en caso de	Protección de motor		
	solo dependiente de corriente, p.ej. con relé de sobrecarga	solo dependiente de temperatura, p.ej. con relé de protección de motor a termistor	dependiente de corriente y temperatura
sobrecarga en servicio permanente	✓	✓	✓
largos procesos de arranque y frenado	○	✓	✓
operación intermitente irregular	○	✓	✓
frecuencia de maniobras demasiado elevada	○	✓	✓
marcha monofásica y asimetría de corriente	✓	✓	✓
fluctuaciones de tensión y frecuencia	✓	✓	✓
bloqueo de rotor	✓	✓	✓
conexión con rotor bloqueado en motor crítico en cuanto a estator	✓	✓	✓
conexión con rotor bloqueado en motor crítico en cuanto a rotor	✓	○	✓
temperatura ambiente más elevada	–	✓	✓
refrigeración impedida	–	✓	✓

- ✓ Protección total
- Protección condicional
- Sin protección

Tab. 5/4: Comparación de métodos de protección de motor

De acuerdo con la norma IEC 60204, a partir de una potencia de 0,5 kW se exige una protección contra sobrecalentamiento para los motores. La protección puede realizarse mediante protección de sobrecarga, protección de sobretemperatura o limitación de corriente.

En este contexto es adecuado el empleo de un aparato de protección de motor a termistor SIRIUS 3RN2 como protección de motor directa

- para motores con gran frecuencia de arranque y frenado
- en caso de altas temperaturas ambiente o entornos en los que puede quedar afectada la refrigeración (p.ej. por el polvo)
- en caso de largos procesos de arranque y frenado
- en conexión con variadores de frecuencia y bajas velocidades.

En el caso de motores críticos en cuanto a rotor, la detección de sobretemperatura en los bobinados del estator puede causar una protección retardada y, con ello, insuficiente. Según la norma, en este caso hay que prever una protección adicional, por ejemplo mediante un relé de sobrecarga. En la Tab. 5/4 se compara la efectividad de los métodos de protección de motor. Debido a la detección I^2t incluida en el firmware de SINAMICS, los variadores de frecuencia SINAMICS ofrecen una protección sencilla contra sobrecargas térmicas de manera estándar.

Mediante la detección de la temperatura con sensores de temperatura adicionales es posible realizar una protección de motor más precisa.

El portafolio de Siemens para la protección de motor puede completarse, por ejemplo, con los relés de supervisión de corriente SIRIUS 3RR y los arrancadores compactos SIRIUS 3RA6, que pueden instalarse en el armario eléctrico ahorrando espacio al formar una unidad compuesta por interruptor automático, contactor y relé de sobrecarga. Para más información sobre este tema y otros componentes alrededor de los arrancadores y aparatos de protección para motores, véase [5.3]. En este punto hay que volver a hacer hincapié en que al planificar potencias de accionamiento a partir de 250 kW a 400 V es mejor utilizar motores de media tensión, ya que de otro modo la caída dinámica de tensión y las altas corrientes de arranque pueden causar problemas en la red de baja tensión.

Para poder realizar una preselección, SIMARIS design contiene los datos típicos de los motores normalizados de baja tensión de Siemens. Sin embargo, también se puede dimensionar una combinación de arrancador ensayada correspondiente para cualquier otro motor. Para más información sobre el arranque de motores, véase el libro blanco [4.5], el manual de planificación [1.1] y el manual de configuración [5.6].

5.8.2 Selectividad mediante selección adecuada de tipos de interruptores automáticos en circuitos de subdistribución e integración de un SAI estático

Al configurar los aparatos de maniobra y protección para el cuadro de distribución de baja tensión del centro de carga LC 1, se prevé – aparte de la alimentación de los puestos de trabajo en oficina – un SAI estático para la protección de un rack de servidores de alimentación monofásica (demanda de corriente $I_n = 26,8$ A por rack) así como para el equipo de alarma de incendio y protección contra incendio. La iluminación y el equipamiento de las oficinas con bases de enchufe se distribuye a tres cuadros de subdistribución con circuitos separados para la iluminación y las bases de enchufe (Fig. 5/13).

Según [5.7], el SAI se simula en SIMARIS design mediante tres componentes. El rectificador SAI con carga de batería se simula mediante una carga equivalente y se alimenta a través de la AS. La salida del inversor corresponde a una alimentación, la cual abastece a los consumidores conectados al SAI. Como el SAI analizado tiene una entrada separada para el bypass interno, este se conecta a la AG. Hay que destacar que en la Fig. 5/13 no se han reproducido los circuitos internos del SAI y que los interruptores automáticos para el bypass interno y el inversor, así como las barras de distribución “salida SAI” y “entrada SAI” son ficticios y únicamente se necesitan para la simulación en SIMARIS design. Podrá conocer más detalles sobre la simulación del SAI en [5.7] o a través de los contactos responsables de TIP.

Como un defecto en cualquier circuito final del área de oficinas no debe causar la desconexión total de todos los dispositivos de iluminación y de todos los consumidores conectados a bases de enchufe, se exige selectividad total para los cuadros de subdistribución de AG en el área de oficinas. En la Fig. 5/13, los aparatos de protección adecuados ya están dispuestos en la red. Sin embargo, esto requiere algunos reajustes en el dimensionamiento con SIMARIS design.

Como punto de partida para los reajustes, la Fig. 5/14 muestra el resultado de un dimensionamiento totalmente “automatizado” con SIMARIS design. Para ello se establece la configuración de la red y se especifican las condiciones marginales para las alimentaciones y los consumidores. Los aparatos de maniobra y protección marcados en amarillo en la Fig. 5/14 significan selectividad parcial y los aparatos de maniobra y protección marcados en verde significan selectividad total. Aunque los aparatos de maniobra y protección de la distribución principal DP AG son totalmente selectivos, no basta ajustar solo los aparatos de maniobra y protección de los

cuadros de subdistribución para obtener selectividad total también para estos. De hecho, es la experiencia de un planificador técnico experto la que cuenta, porque sabe cómo trabajar con herramientas como las de SIMARIS y puede evaluar los resultados.

Este manual de aplicación puede proporcionar informaciones importantes sobre lo que hay que observar durante el diseño. Sin embargo, no se trata de una instrucción general de cómo proceder para alcanzar selectividad total en un proyecto determinado. Además, el ejemplo descrito demuestra que las herramientas de software pueden, por un lado, facilitar la tarea de planificación, pero que es la competencia técnica del usuario la que determina sustancialmente la calidad de los resultados.

Como primera intervención, la protección de carga para las bases de enchufe y los dispositivos de iluminación se aumenta de forma fija a una corriente asignada I_r de 16 A. En consecuencia, también cambian las secciones de los cables.

La comparación entre la Fig. 5/13 y la Fig. 5/14 subraya que para los análisis de selectividad hay que considerar toda la cadena desde la alimentación hasta los consumidores. Cuantos más niveles de distribución existan entre la alimentación y los consumidores, tanto más complicado podrá ser diseñar el escalonamiento de protecciones de manera selectiva. Además, cualquier modificación en un circuito también puede repercutir en los otros circuitos a tener en cuenta.

La nueva unidad electrónica de disparo por sobrecorriente ETU340 (ELISA) para los interruptores automáticos de caja moldeada SENTRON 3VA2 de Siemens presenta una característica de disparo fácil de ajustar, que se parece a la de fusibles y con la que se pueden alcanzar escalonamientos selectivos con más facilidad, dado el caso. Los interruptores automáticos de derivación LS AV 1 (entre la subdistribución SD AG y la subdistribución SD AG 1; así como análogamente SD AG 2 y 3) y LS AV 1.1 o LS AV 1.2 hacia las subdistribuciones SD AG 1.1 o SD AG 1.2 (análogamente los interruptores automáticos para SD AG 2.1 y 2.2 así como SD AG 3.1 y 3.2) son, según la Fig. 5/13 estos interruptores automáticos 3VA2 con ETU340. En la Fig. 5/15 se comparan las curvas de los interruptores automáticos LS AV 1.1 y LS AV 1.2 del cálculo de SIMARIS optimizado en cuanto a selectividad (véase la Fig. 5/13) y el cálculo de SIMARIS “automatizado” (véase la Fig. 5/14).

1

2

3

4

5

6

7

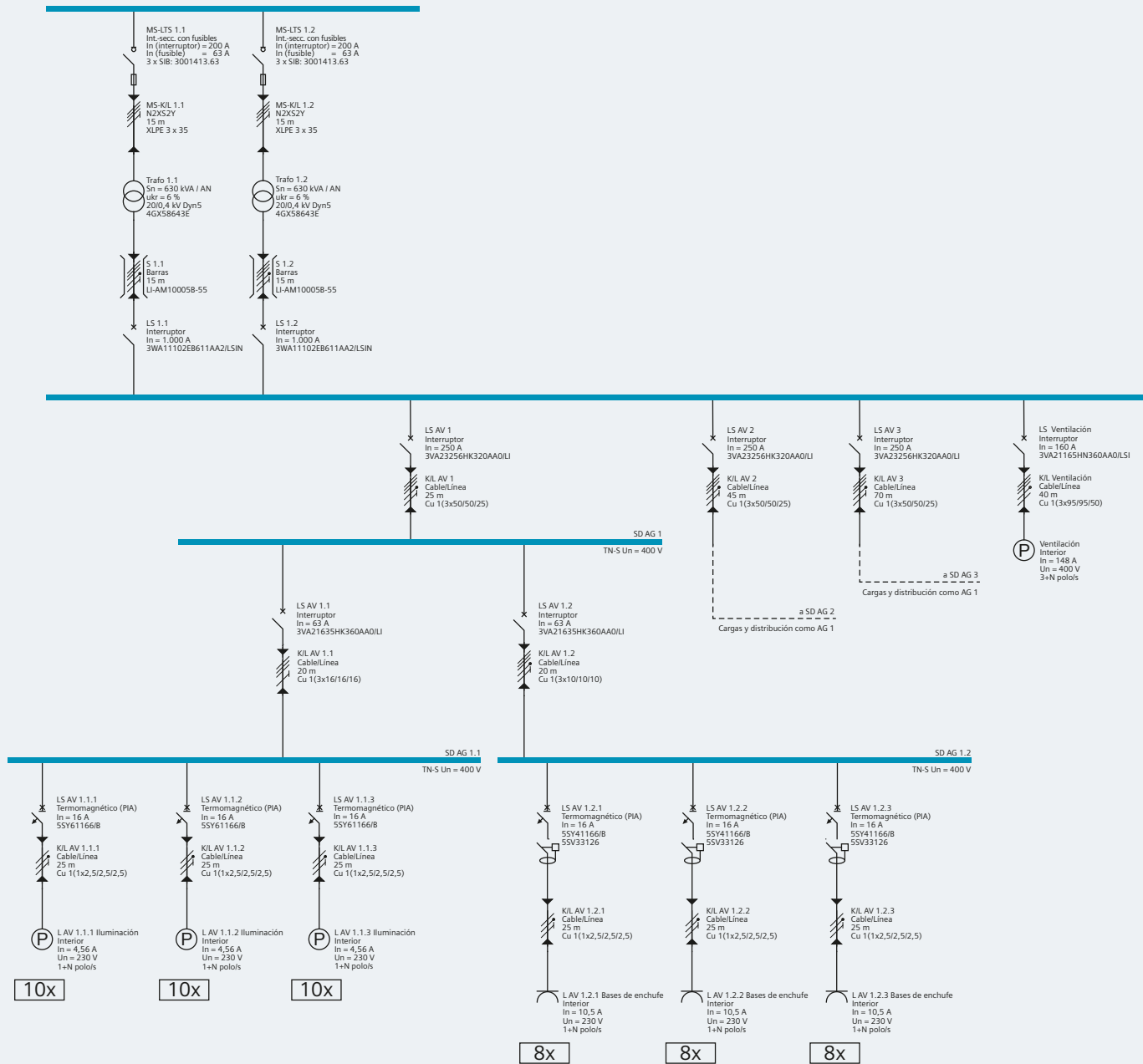
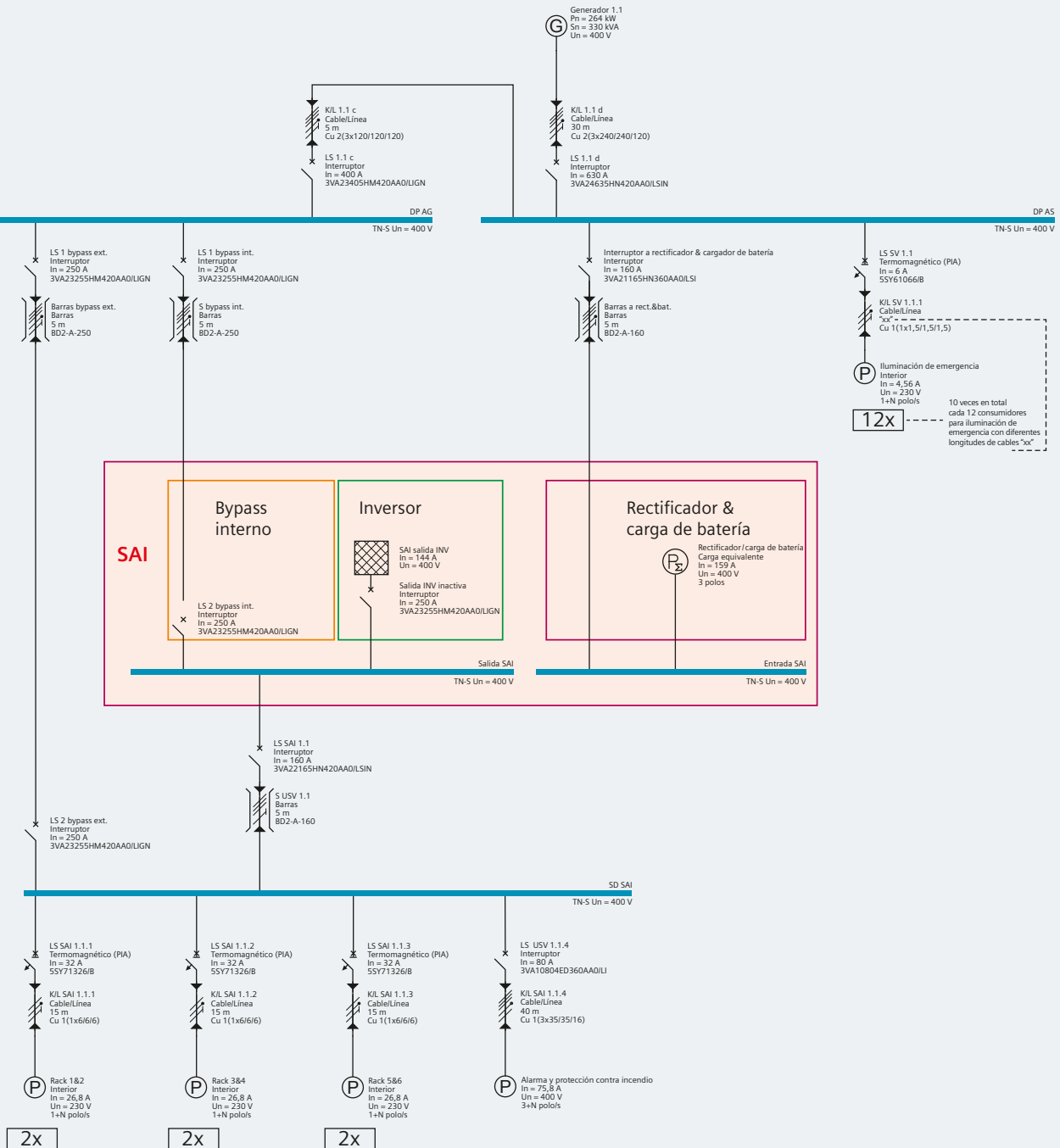


Fig. 5/13: Diagrama unifilar para el área de oficinas de la subestación de centro de carga LC 1



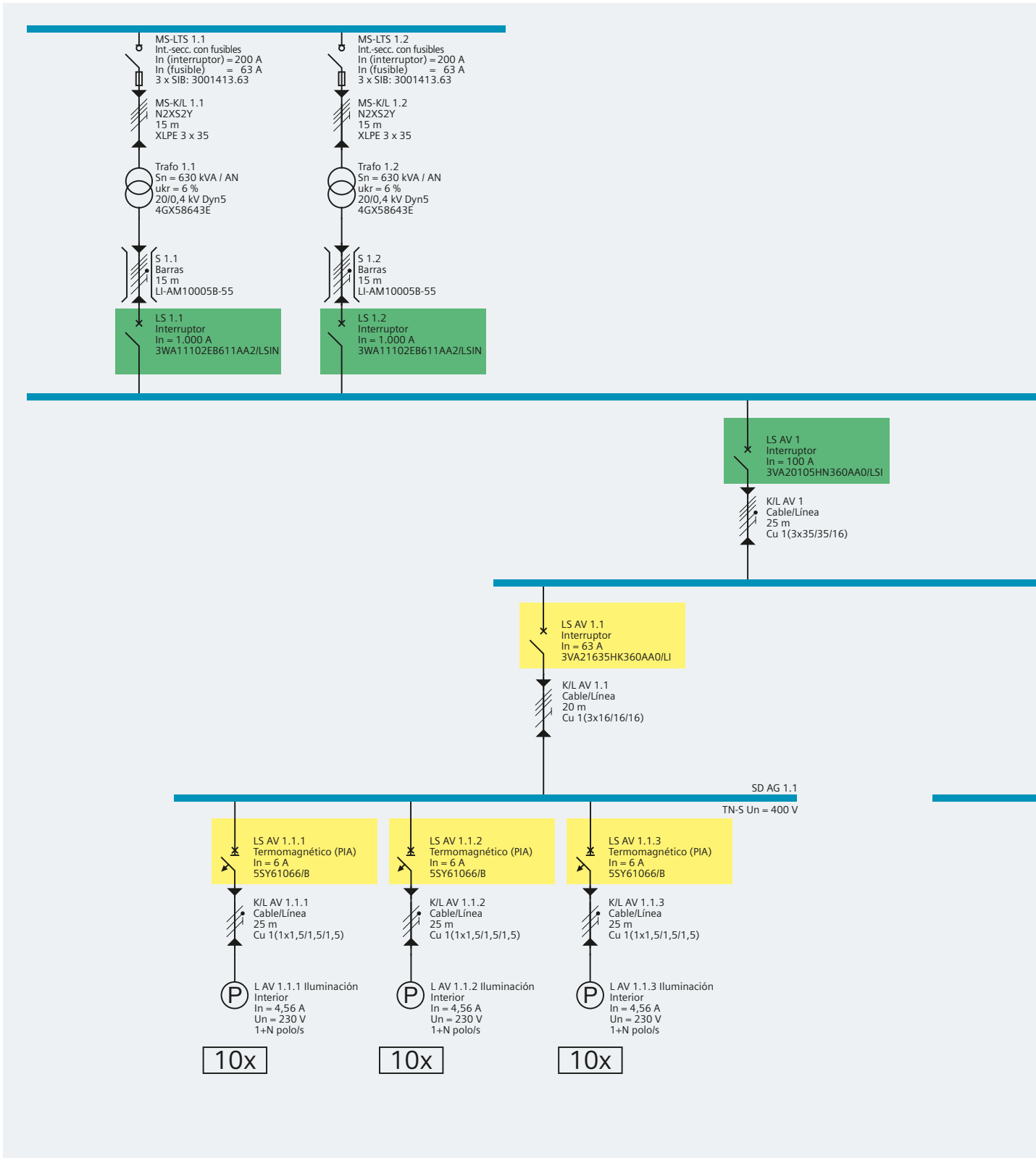
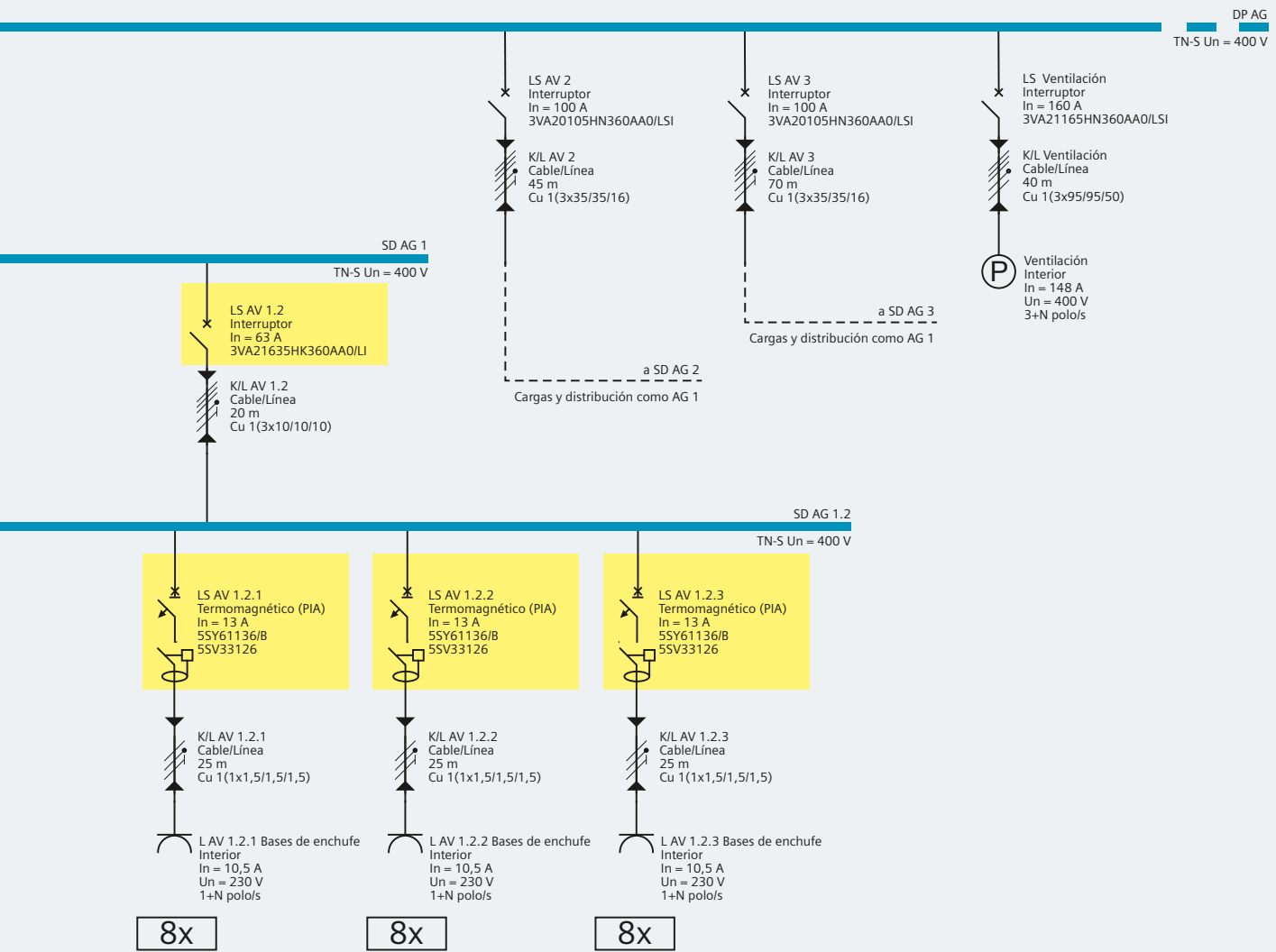


Fig. 5/14: Diagrama unifilar simplificado con identificación de selectividad (amarillo = selectividad parcial; verde = selectividad total) para el área de oficinas según un dimensionamiento automático con SIMARIS design



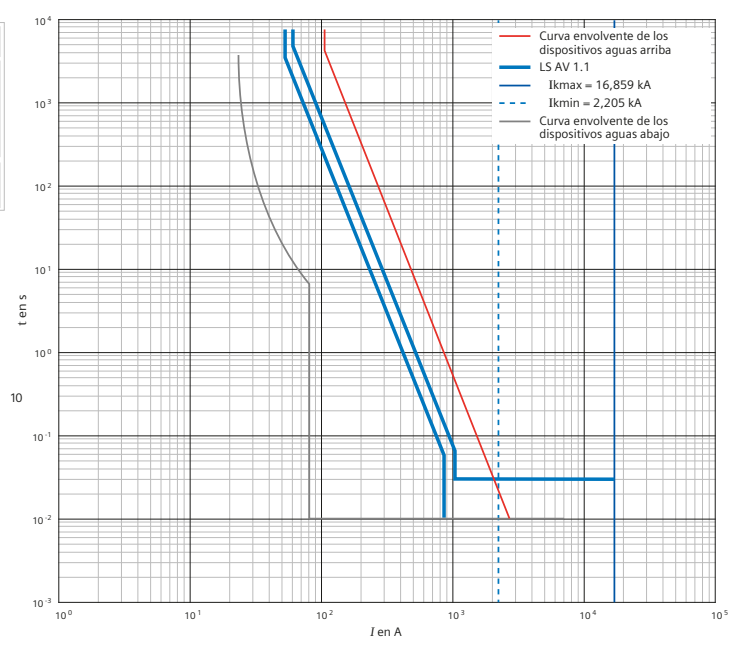
Circuito de subdistribución totalmente selectivo con interruptores automáticos 3VA2 y ETU 340 (ELISA)

LSAV 1.1 Dispositivo aguas abajo

LV 1.1.1
3VA21635HK360AA0LSI

IR [A] 50 tR [s] 1.300

II [A] 945



Circuito de subdistribución parcialmente selectivo con interruptores automáticos 3VA2 y ETU 350 (LSI)

LSAV 1.1 Dispositivo aguas abajo

LV 1.1.1
3VA20635HN360AA0LSI

IR [A] 50 tR [s] 10

Isd [A] 400 tsd [s] 0,4

II [A] 756

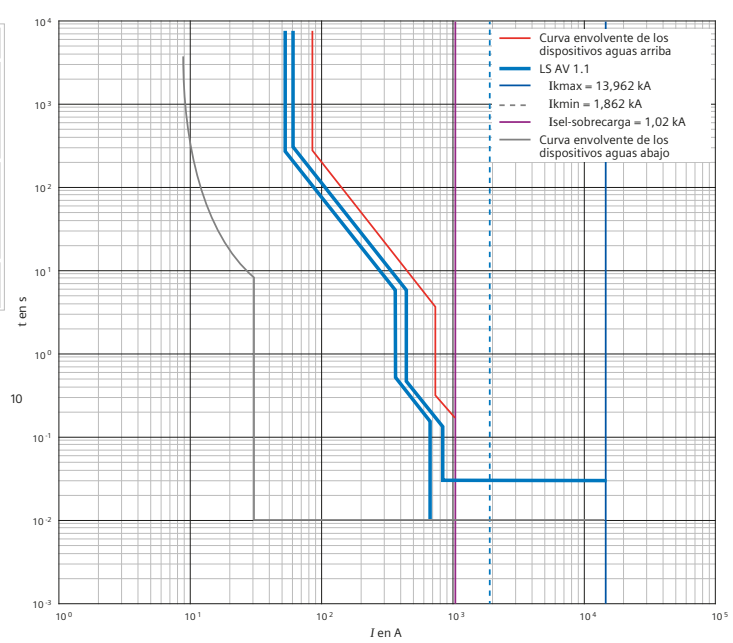


Fig. 5/15: Comparación de los resultados de selectividad de SIMARIS design para interruptores automáticos LS AV 1.1 y LS AV 1.2: arriba "optimizado" según la Fig. 5/13; abajo "automatizado" según la Fig. 5/14

Sin embargo, también se podrían encontrar otras posibilidades de solución, y esta comparación solo intenta mostrar de manera ejemplar los múltiples puntos de partida posibles para una configuración. Para más información sobre las relaciones entre la selectividad y el establecimiento de una estructura de red de distribución, en especial en lo que se refiere al interruptor automático de caja moldeada 3VA, véase el manual de selectividad [5.8].

5.8.3 Ejemplos de conceptos de distribución de baja tensión en base a las líneas de envasado 1 a 3

En vista de la disposición contigua de tres líneas de envasado en una nave de producción, el concepto de distribución de la Fig. 5/10 solo es una de las muchas posibilidades en el entorno industrial. Cualquier ajuste o modificación de requisitos puede conllevar otros enfoques de planificación y conceptos. Como algunos conceptos básicos para las distribuciones principales de baja tensión de las tres líneas de envasado son esbozados a continuación a título de ejemplo, los consumidores de las tres líneas pueden unirse en cargas equivalentes, dejando de lado las alimentaciones de generador. Las características de los conceptos específicas para el diseño figuran en la Tab. 5/5 y en los diagramas unifilares en la Fig. 5/16. Los ejemplos se caracterizan por:

1. Tres subestaciones de alimentación (con tres transformadores de 800 kVA cada uno) para la alimentación separada de las líneas individuales
2. Tres subestaciones de alimentación (con dos transformadores de 1.000 kVA cada uno) para la alimentación de las líneas, con acoplamientos entre las partes del cuadro de distribución de baja tensión
 - 2.1 En caso de que falle un transformador: Acoplamiento de dos líneas (3 × 1.000 kVA para dos líneas + 2 × 1.000 kVA para la tercera línea)
 - 2.2 En caso de que falle un transformador: Acoplamiento de los cinco transformadores restantes (5 × 1.000 kVA para tres líneas)
3. Tres subestaciones de alimentación para alimentar las líneas: El acoplamiento mediante una barra de bypass facilita la instalación separada de los cuadros de distribución de baja tensión
 - 3.1 Con 2 transformadores de 1.000 kVA con ventiladores (aumento de potencia a 1.400 kVA posible con ventiladores) por subestación, que se acoplan a través de la barra de bypass en caso de que falle un transformador
 - 3.2 Con 2 transformadores de 1.250 kVA por subestación, que se acoplan a través de la barra de bypass en caso de que falle un transformador

4. Alimentación de las tres líneas a través de un anillo de canalizaciones eléctricas con cuatro alimentaciones individuales con un transformador de 1.250 kVA con ventiladores cada una, para alimentación (n-1) en caso de fallo con solo tres transformadores.

Para los conceptos básicos analizados se realizan cálculos aproximados. Las corrientes máximas de cortocircuito I_k'' se calculan sin considerar las influencias de la red aguas arriba ni las impedancias de los cables (el resumen en la Fig. 4/11 es una representación gráfica de los valores):

$$I_k'' = \frac{S_{Tr}}{\sqrt{3} \cdot u_{kr} \cdot 400 \text{ V}}$$

Los resultados se verifican mediante cálculos de SIMARIS design. En SIMARIS design se tienen en cuenta las impedancias de los cables, con lo cual se explican las diferencias en los valores de la Tab. 5/5.

En el concepto 1., las alimentaciones de las líneas de envasado individuales permanecen separadas en todos los estados de operación. Por una parte se evitan maniobras, pero por la otra hay que aceptar un mayor número de componentes (p.ej. nueve transformadores de 800 kVA en total) para cumplir la disponibilidad (n-1). La ventaja es el valor máximo más pequeño de las corrientes de cortocircuito (cálculo aproximado: 58 kA; SIMARIS: 55 kA) con respecto a la corriente de cortocircuito máxima admisible de los aparatos.

En servicio normal, los conceptos 2.1, 2.2 y 3.1 son más convenientes con respecto a la protección de personas y equipos, ya que las corrientes máximas de cortocircuito son inferiores a las del concepto 1. Como las corrientes máximas de cortocircuito en caso de fallo son superiores a las del concepto 1., también se exige una corriente de cortocircuito máxima admisible más elevada para los aparatos de maniobra y protección. Los conceptos 2.1 y 2.2 no se distinguen en el diseño general, pero se realizan distintas acciones (n-1) en caso de fallo. Queda claro que, en caso de que falle un transformador, es más conveniente no cerrar todos los acoplamientos entre las subestaciones y conectar así los cinco transformadores restantes en paralelo (concepto 2.2). Es suficiente cerrar un solo acoplamiento para alimentar dos líneas con tres transformadores, y continuar alimentando una línea por separado a través de dos transformadores (concepto 2.1). De este modo se obtienen corrientes de cortocircuito más pequeñas.

1

2

3

4

5

6

7

Concepto de distribución para la alimentación de baja tensión	Una subestación por línea de envasado – separada	Una subestación por línea de envasado – acoplamiento entre las subestaciones		Una subestación por línea de envasado – acoplamiento de las subestaciones con barra de bypass		Cuatro subestaciones en el anillo de canalizaciones eléctricas alimentan las tres líneas de envasado
Ejemplo / diagrama unifilar (Fig. 5/16)	1.	2.1	2.2	3.1	3.2	4
Transformadores en servicio normal y apartamento principal	3 × 800 kVA en 3 subestaciones	3 × 2 × 1.000 kVA con acoplamientos abiertos en una subestación	3 × 2 × 1.000 kVA con acoplamientos abiertos en una subestación	2 × 1.000 kVA con ventiladores en 3 subestaciones, conectados a través de una barra de bypass abierta	2 × 1.250 kVA en 3 subestaciones, conectados a través de una barra de bypass abierta	1 × 1.250 kVA con ventiladores respectivamente en 4 subestaciones
Transformadores en caso de operación de fallo (n-1) y apartamento principal	3 × 800 kVA en subestaciones no afectadas 2 × 800 kVA en subestación afectada	3 × 1.000 kVA acoplados para 2 líneas 2 × 1.000 kVA para la tercera línea	5 × 1.000 kVA acoplados para 3 líneas	3 × 1.000 kVA (ventiladores) acoplados para 2 líneas 2 × 1.000 kVA (ventiladores) para la tercera línea	3 × 1.250 kVA acoplados para 2 líneas 2 × 1.250 kVA para la tercera línea	1 × 1.250 kVA con ventiladores respectivamente en 3 subestaciones
Ventilación de los transformadores en caso de operación de fallo (n-1)	Ventilación natural (AN)	Ventilación natural (AN)	Ventilación natural (AN)	Con ventilador (AF)	Ventilación natural (AN)	Con ventilador (AF)
Cálculo aproximado sin consideración de longitudes de líneas (cables / canalizaciones)						
Solicitud máxima de cortocircuito en teoría: servicio normal / caso de fallo (n-1)	aprox. 58 kA / 38,5 kA	aprox. 48 kA / 72 kA	aprox. 48 kA / 120 kA	aprox. 48 kA / 72 kA	aprox. 60 kA / 90 kA	aprox. 120 kA / 90 kA
Validación mediante cálculo con SIMARIS design teniendo en cuenta las longitudes de líneas (cables / canalizaciones)						
Solicitud de cortocircuito del cálculo simplificado: servicio normal / caso de fallo (n-1)	aprox. 55 kA / 38 kA	aprox. 47 kA / 68 kA	aprox. 47 kA / 108 kA	aprox. 48 kA / 66 kA	aprox. 58 kA / 79 kA	aprox. 98 kA / 80 kA

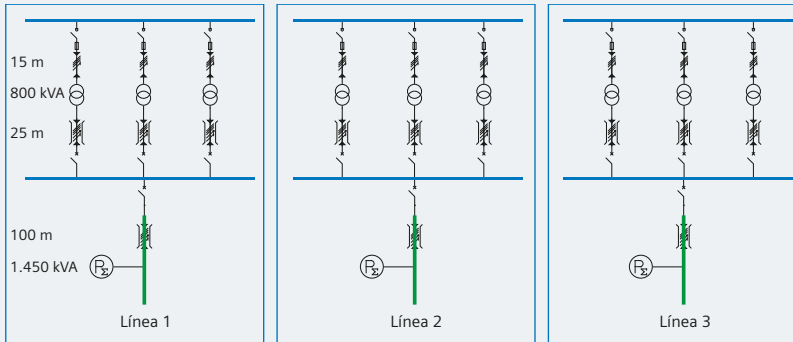
Tab. 5/5: Tipificación y algunos parámetros de los ejemplos de conceptos de baja tensión para las tres líneas de envasado

La configuración de los transformadores y el tratamiento en caso de fallo del concepto 3.1 corresponde en gran medida al del concepto 2.1. En el concepto 3.1, la diferencia es la barra de bypass, que permite – en comparación con los conceptos 2.1 y 2.2 – una ubicación separada de los cuadros de distribución de baja tensión (más cerca de las líneas de envasado individuales) y, además, facilita un acoplamiento de la subestación derecha e izquierda (Fig. 5/15: “3.1” y “3.2”), incluso si falla completamente la subestación intermedia. En el caso de esta disponibilidad (n-2), de este modo solo se precisarían cuatro transformadores para alimentar toda la carga de unos 4.350 kVA. Debido a los ventiladores montados en

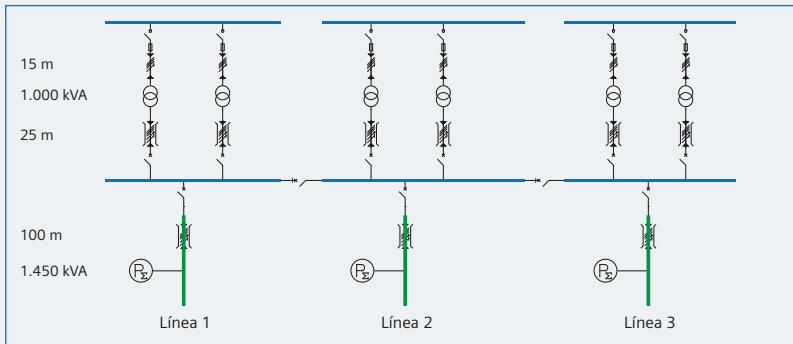
los transformadores, en caso de fallo se puede alcanzar un aumento de potencia para los transformadores de 1.000 kVA hasta un valor de 1.400 kVA⁴⁾.

⁴⁾ Mediante ventilación forzada es posible aumentar la potencia máxima de un transformador en aproximadamente un 40 % en situaciones de fallo. Aparte del consumo de energía para la operación de los ventiladores, las pérdidas del transformador aumentan cuadráticamente con el aumento de potencia, lo cual también debe tenerse en cuenta para la ventilación de la sala. La herramienta de PC Windows SITRATO ofrece soporte para determinar los parámetros de ventilación y puede instalarse a través de la SIMARIS Suite de Siemens. Por regla general, los transformadores de distribución pueden operarse eficientemente con un nivel de utilización del 40 al 50 %. Esto significa que pronto podría ser poco rentable el prescindir de transformadores más grandes o de un transformador redundante montando ventiladores; en particular, si los transformadores presentan un alto nivel de utilización continuamente durante el servicio normal [5.9].

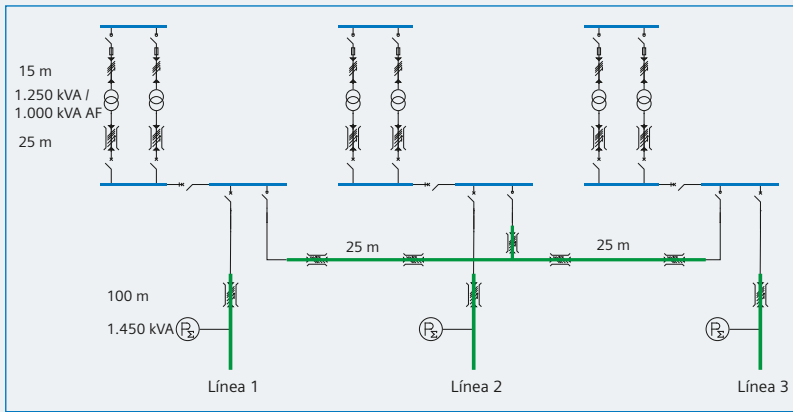
1.
Tres alimentaciones y distribuciones separadas a través de 3 conjuntos de aparata con 3 transf. GEAFOL de 800 kVA cada uno



2.1 + 2.2
Alimentaciones separadas con 3 x 2 transf. GEAFOL de 1.000 kVA cada uno, a través de un cuadro de distribución de baja tensión común con acoplamientos abiertos



3.1 + 3.2
Alimentaciones separadas con
(3.1) 3 x 2 transf. GEAFOL de 1.000 kVA con ventiladores (AF),
(3.2) 3 x 2 transf. GEAFOL de 1.250 kVA, acoplados a través de un embarrado bypass (abierto en servicio normal)



4.
Anillo de canalizaciones eléctricas prefabricadas con cuatro alimentaciones, cada una con un transf. GEAFOL de 1.250 kVA con ventilador

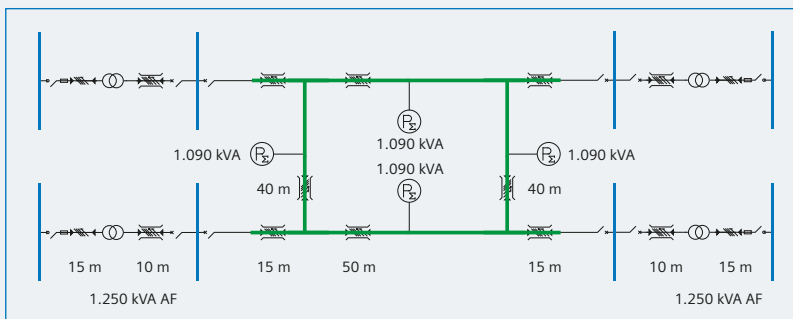


Fig. 5/16: Ejemplos de conceptos de baja tensión para alimentación (n-1) de las tres líneas de envasado

1

Alternativamente es posible utilizar transformadores sin ventiladores montados, pero con un aumento de potencia hasta 1.250 kVA, tal como se detalla en el concepto 3.2. Sin embargo, en este caso las corrientes máximas de cortocircuito aumentan en comparación con el concepto 3.1.

2

Siempre hay que tener en cuenta que para los conceptos 3.1 y 3.2 se necesitarán otros tamaños para los aparatos de maniobra y protección, cables y canalizaciones eléctricas. Para el cálculo de las corrientes de cortocircuito de los transformadores se toman como base las características asignadas, independientemente del montaje de ventiladores. Esto quiere decir que la corriente de cortocircuito esperada es independiente del aumento de potencia debido al ventilador.

3

En comparación con el concepto 2.1, en los conceptos 3.1 y 3.2 no es posible prescindir del aumento de potencia de los transformadores utilizando una barra de bypass, incluso limitándose al fallo de un solo transformador. El dimensionamiento con SIMARIS design muestra que las longitudes de líneas adicionales de la barra de bypass entre los transformadores conlleva una distribución desigual de las corrientes a los transformadores, de modo que tres transformadores de 1.000 kVA ya no son suficientes para suministrar la potencia para dos líneas de envasado.

4

5

6

7

El anillo de canalizaciones eléctricas en el concepto 4 evita una alimentación "unilateral" que podría ser interrumpida en caso de fallo. Todas las cargas de las tres líneas de envasado se simulan mediante una distribución simplificada a un anillo de canalizaciones eléctricas. Los transformadores se instalan de manera individual (cuatro subestaciones), pero están interconectados por dos lados a través de sistemas de canalizaciones eléctricas prefabricadas. Por esta razón, a diferencia del caso de alimentación individual, en el caso del anillo de canalizaciones eléctricas no es necesaria una conexión mediante acoplamientos. Al mismo tiempo se equilibran las corrientes, y las corrientes máximas de cortocircuito quedan determinadas por la cantidad y la potencia de los transformadores acoplados. En caso de fallo de un transformador, la disponibilidad para todas las líneas de envasado se obtiene a través de un aumento de potencia del transformador mediante el montaje de ventiladores. Al dimensionar cables y canalizaciones eléctricas así como aparatos de maniobra y protección hay que tener en cuenta las corrientes de cortocircuito más elevadas en caso de conexión en paralelo de los transformadores durante el servicio normal.

Más allá de estos cuatro conceptos existen numerosas opciones y variantes. Aquí solo se han podido esbozar algunos aspectos y variaciones de los conceptos. Consideraciones más detalladas deberán realizarse específicamente para el proyecto en cuestión. En este contexto ofrecen apoyo los asesores técnicos de Siemens.



Capítulo 6

Concepto para la distribución de energía en una planta química

6.1 Descripción del proceso de separación del aire	94
6.2 Consumidores y requisitos	94
6.3 Diseño de la red y parámetros básicos del concepto	98
6.4 Configuración de las celdas de media tensión	99
6.5 Dimensionamiento de las salidas a motor en media tensión	105
6.6 Arranque de motor con transformador de bloque	111
6.7 Protección de generador	112
6.8 Concepto de protección de red así como gestión de la energía	113
6.9 Vistas de frente y planificación de espacios para las celdas de media tensión	118

6 Concepto para la distribución de energía en una planta química

A diferencia de la planta de envasado de bebidas en el capítulo 5, en el ejemplo considerado ahora para una planta de separación del aire (PSA) se utilizan numerosos motores eléctricos muy potentes alimentados, por regla general, directamente desde la media tensión. Por esto, en la planta del ejemplo no se describe en detalle el suministro de energía a los consumidores de baja tensión.

6.1 Descripción del proceso de separación del aire

La tarea primaria de la PSA es la extracción de oxígeno líquido del aire del ambiente. Del aire de la atmósfera terrestre se pueden obtener tres componentes gaseosos con el porcentaje siguiente:

75,5% de nitrógeno (N_2) - 23,1% de oxígeno (O_2) - 1,3% de argón (Ar)¹⁾

La separación del aire a baja presión es el procedimiento más común para la producción de oxígeno, también conocido como rectificación criogénica. Este término está caracterizado por las etapas de proceso principales:

- “Criogénica” se refiere a la reducción de temperatura para la licuación de gases
- “Rectificación” se refiere a la destilación a contracorriente de los gases licuados.

El proceso está descrito esquemáticamente en la Fig. 6/1.

En primer lugar hay que purificar el aire aspirado del entorno, luego comprimirlo a una presión de unos 6 bares y seguidamente enfriarlo. Este proceso de varias etapas hace uso de las diferencias en el punto de ebullición de los distintos gases (O_2 : $-183\text{ }^\circ\text{C}$; Ar: $-186\text{ }^\circ\text{C}$; N_2 : $-196\text{ }^\circ\text{C}$). A continuación, el aire licuado se divide en sus componentes mediante un sistema de rectificación de doble columna, compuesto de la columna de alta presión (aprox. 6 bares) y de la columna de baja presión (aprox. 1,5 bares). Según los diferentes puntos de ebullición, en la columna de alta presión se separan primero el oxígeno (parte inferior), el argón (parte central) y el nitrógeno (parte superior). Los gases licuados se llevan a la columna de baja presión, en donde se descomponen aquellas partes del aire que todavía no estén separadas. Los gases líquidos puros son conducidos a grandes clientes industriales cerca de la planta de producción mediante gaseoductos, o se transfieren a tanques para su almacenamiento o transporte. Como base de producción para la planta del ejemplo se asumen:

- 650 toneladas de oxígeno líquido por día
- 2.000 toneladas de nitrógeno líquido por día
- 40 toneladas de argón líquido por día.

Para su producción se diseña una PSA con dos unidades de proceso operando en paralelo. Dado que la estructura de las unidades de proceso es idéntica, a continuación solo se representa una línea así como las interconexiones adicionales entre las dos líneas. Si no se especifica nada contrario, los datos de las tablas y de los gráficos se refieren a una sola línea.

6.2 Consumidores y requisitos

La distribución de energía eléctrica de la PSA debe considerar, aparte de los procesos industriales, las instalaciones operativas como salas de control, salas del personal, oficinas, salas de reuniones, así como salas de equipos para la climatización, protección contra incendios e infraestructura eléctrica. Además de las dos líneas de producción, las instalaciones operativas se concentran en cuatro edificios de operación (Fig. 6/2). Cada uno de los edificios se alimenta a través de su propio transformador. La representación de bloque de la PSA en la Fig. 6/2 muestra las condiciones de espacio de manera aproximada, y no representa un plano general de posiciones o dimensiones.

Para el centro de control de procesos en la Fig. 6/2 se especifican dos conjuntos de celdas de media tensión, separados mediante una pared de protección contra incendios e interconectados a través de un interruptor de acoplamiento. Las variantes de disposición posibles reflejan los requisitos de seguridad para la separación de las dos líneas de proceso:

- Separación funcional: Un conjunto de celdas con acoplamiento longitudinal en una sala
- Separación de protección contra incendios: Dos conjuntos de celdas acoplados mediante una interconexión son separados a través de una pared/dispositivo de protección contra incendios; proximidad espacial
- Separación espacial: Instalación separada de dos conjuntos de celdas (interconectados eléctricamente) en salas individuales no adyacentes.

A las líneas de producción hay que añadirles dos edificios para los equipos de control dispuestos de forma redundante. Por ello, la lista de cargas en la Tab. 6/1 une uno de estos edificios con los consumidores de uno de las dos líneas de producción.

¹⁾ Nota: Porcentaje de volumen: 78% de nitrógeno (N_2) - 21% de oxígeno (O_2) - 1% de argón (Ar)

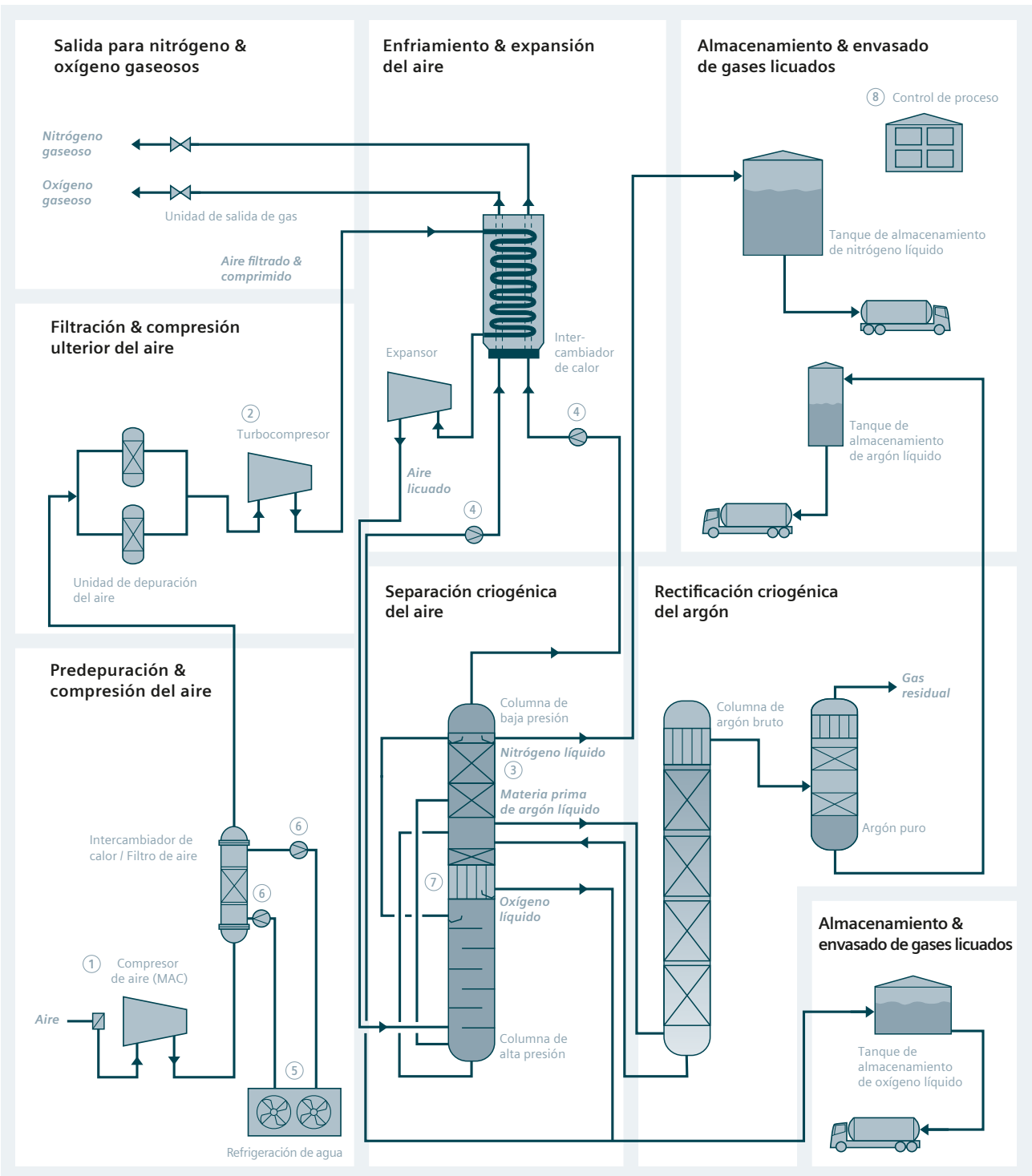


Fig. 6/1: Representación esquemática del proceso de separación del aire (los números 1 a 8 de los componentes identifican la asignación para la Tab. 6/1)

1

2

3

4

5

6

7

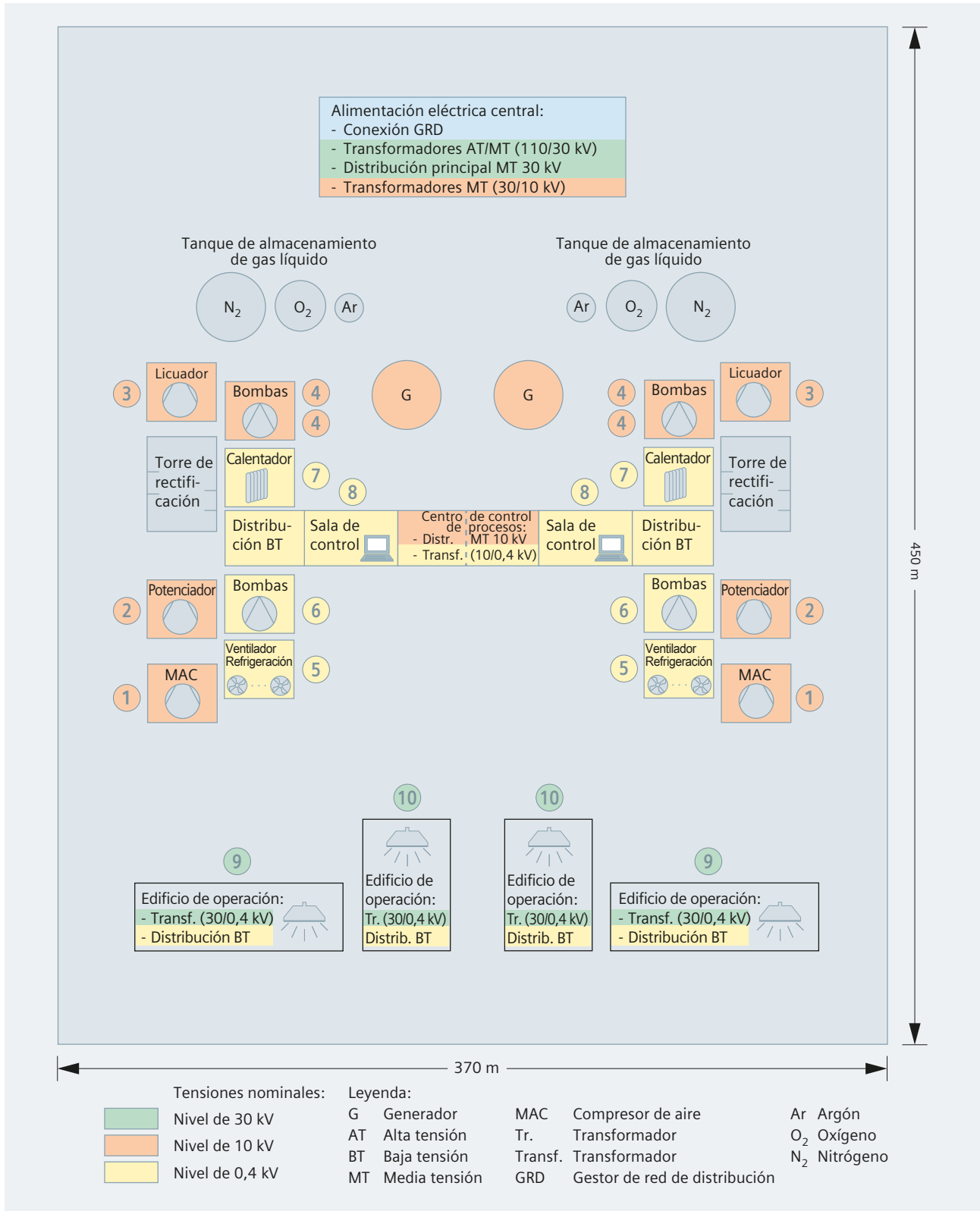


Fig. 6/2: Representación en bloques para el boceto del terreno de la PSA (los números corresponden a los indicados en la Fig. 6/1 y la Tab. 6/1)

Nº	Canti- dad	Descripción	Tipo de carga	Tensión	Potencia activa	Potencia aparente total	Corriente	Arranca- dor
1	1	Compresor de aire (MAC)	Motor ¹⁾	10 kV	11.200 kW	13.397,10 kVA	773,50 A	VFD ³⁾
2	1	Turbocompresor (booster)	Motor ¹⁾	10 kV	5.800 kW	6.937,80 kVA	400,60 A	VFD ³⁾
3	1	Licuefacción	Motor ¹⁾	10 kV	4.840 kW	5.789,50 kVA	334,30 A	Suave
4	2	Bomba	Motor ¹⁾	10 kV	2 × 300 kW	717,70 kVA	41,44 A	Directo
5	11	Ventilador para refrigeración	Motor ¹⁾	0,4 kV	11 × 40 kW	526,30 kVA	759,70 A	VFD ³⁾
6	2	Bomba de refrigerante	Motor ¹⁾	0,4 kV	2 × 175 kW	418,70 kVA	604,30 A	VFD ³⁾
7	4	Calefacción eléctrica de proceso	Carga óhmica ²⁾	0,4 kV	4 × 287 kW	1.148,00 kVA	1.657,00 A	-
8	1	Control de proceso	Otros ²⁾	0,4 kV	200 kW	227,30 kVA	328,05 A	-
9	1	Edificio de operación 1.1	Otros ²⁾	0,4 kV		2 MVA		-
10	1	Edificio de operación 1.2	Otros ²⁾	0,4 kV		1,6 MVA		-

¹⁾ Las potencias mecánicas de los motores están estipuladas. Rige lo siguiente: $\cos \phi = 0,88$ y rendimiento $\eta = 0,95$

²⁾ Carga óhmica: $\cos \phi = 1$; otras cargas: $\cos \phi = 0,88$

³⁾ Arrancador VFD sin retroalimentación

Tab. 6/1: Lista de consumidores para una línea individual de producción y dos de los cuatro edificios de operación como punto de partida para el concepto de distribución de energía eléctrica de la PSA

Al diseñar la distribución de energía eléctrica hay que observar además:

- Diseño internacional del concepto básico según las normas IEC
- Las dos líneas de la PSA pueden ser operadas por separado; correspondientemente, el suministro de energía eléctrica deberá ser instalado por separado
- Al fallar una de las dos alimentaciones de red, la alimentación restante debe poder continuar abasteciendo a las dos líneas de proceso incluyendo los edificios de operación sin restricciones.
- Las cargas de proceso en el lado de baja tensión también deben poder continuar en servicio en caso de trabajos de mantenimiento o un corte de electricidad en los transformadores
- El suministro de energía a los armarios de control y las interfaces de usuario (IHM) de una línea PSA deben poder quedar en servicio en caso de corte de electricidad en la alimentación correspondiente
- Como planta de autogeneración hay que planificar un generador de 16 MVA de potencia aparente en cada una de las líneas de proceso. Cada uno de estos dos generadores podrá alimentar los consumidores de proceso del nivel de 0,4 kV (5, 6, 7, 8) de las dos líneas en caso de fallo de la alimentación del GRD
- Como conexión a la alimentación de red se asumen dos alimentaciones desde la red de alta tensión (tensión nominal de red 110/220 kV)
- Los factores de simultaneidad (FS) para las cargas se asumen con los valores típicos para instalaciones industriales:
 - FS (motor de media tensión) = 0,9
 - FS (carga de baja tensión) = 0,75
- Para los transformadores hay que prever una reserva de un 20 % como mínimo para ampliaciones / aumentos de potencia en el futuro

- Para asegurar la calidad de suministro de electricidad de la red (total de caída de tensión < 10 %) y un arranque fiable de los motores, hay que limitar la caída de tensión para el arranque de motor a un 25 % aproximadamente (en los bornes del motor).

Como estipulación para los cuatro edificios de operación en la Fig. 6/2 y en base a una estimación de la demanda de potencia mediante las superficies de los edificios y consideración de las cargas críticas en los edificios, al diseñar la distribución de media tensión se tienen en cuenta dos transformadores (30 kV/0,4 kV) respectivamente, con una potencia de 1,6 MVA y 2 MVA (conexiones 9 y 10 en la Tab. 6/1).

Para dimensionar la demanda de potencia aparente de toda la instalación ($S_{r,PSA}$) se multiplican las potencias aparentes de los consumidores 1 a 8 de la Tab. 6/1 con el factor de simultaneidad FS correspondiente (el FS de los consumidores 1 a 4 es 0,9 y el FS de los consumidores 5 a 8 es 0,75), sumándolas a continuación. La suma de las cargas se incrementa con una reserva del 20 %. Para ello se suma la potencia aparente asignada de los dos transformadores para la alimentación de los edificios de operación 9 y 10, duplicando finalmente la suma total resultante (para dos líneas de proceso):

$$S_{r,PSA} = [(\sum S_{10\text{ kV}} \cdot 0,9 + \sum S_{0,4\text{ kV}} \cdot 0,75) \cdot 1,20 + \sum S_{\text{edificio de operación}}] \cdot 2 = [(26,84\text{ MVA} \cdot 0,9 + 2,32\text{ MVA} \cdot 0,75) \cdot 1,20 + 3,6\text{ MVA}] \cdot 2 = 69,4\text{ MVA}$$

6.3 Diseño de la red y parámetros básicos del concepto

Según el diagrama de decisión en la Fig. 4/3 se deberá procurar realizar una conexión a la red de alta tensión, preferentemente en el nivel de 110 kV del gestor de la red de distribución (GRD) con transformadores de alimentación propios. En caso de alimentación desde la red de alta tensión, la tensión del nivel de distribución puede elegirse libremente. Desde un punto de vista económico, una tensión elevada es preferible al utilizar varios motores de gran potencia. De este modo se reduce, por un lado, la influencia de las corrientes de arranque de los motores sobre la estabilidad de la tensión en el punto de conexión. Por el otro lado, si las corrientes en servicio continuo son más pequeñas, esto significa una configuración más económica de las salidas del conjunto de celdas. En el diseño se tienen en cuenta los niveles de tensión nominal siguientes:

- 110 kV Alimentación de red
- 30 kV Nivel de distribución
- 10 kV Nivel de consumidor/proceso para potencias individuales superiores a 250 kW
- 0,4 kV Nivel de consumidor/proceso para potencias individuales de 250 kW como máximo

i) Forma de red

Al elegir la configuración de la red entran en juego los criterios siguientes:

- Operación continua de las dos líneas de proceso (incluso si falla una de las dos alimentaciones de red)
- Desconexión selectiva en caso de defecto
- Fácil supervisión y gestión de red
- Optimización de gastos en cuanto a sistemas de protección.

Las características siguientes del nivel de proceso también influyen en la elección de la configuración de la red:

- Distancias relativamente cortas entre los consumidores de media tensión) < 500 m; véase la Fig. 6/2)
- Requisitos en cuanto a la calidad de suministro de electricidad
- Cantidad y ubicación de los centros de carga
- Para los procesos de trabajo se admiten breves interrupciones de conexión (evidentemente, las salas de control, sistemas automáticos e instalaciones similares deben protegerse contra cualquier interrupción de la alimentación).

La comparación de las formas de red en la Tab. 4/1 muestra claramente que, debido a las condiciones marginales indicadas, la red de línea radial doble ofrece las mayores ventajas.

ii) Puesta a tierra del neutro en el nivel de media tensión

Debido a la alimentación de red desde el nivel de alta tensión y los transformadores propios de 110/30 kV también es posible elegir el tipo de puesta a tierra del neutro [1.2] en coordinación con el gestor de la red de distribución. Para el suministro de energía industrial, el sistema preferido es con el neutro a tierra a través de impedancia, ya que al operar un neutro puesto a tierra a través de impedancia no hay que contar con un gran peligro de tensiones de contacto elevadas si la corriente de cortocircuito a tierra I''_{k1} se limita a valores inferiores a 2.000 A. La limitación de la corriente de cortocircuito a tierra es importante, además, para reducir el efecto sobre la tensión de la red de baja tensión en caso de cortocircuito (p.ej. banda de tensión $-10 \% \leq \Delta U / U_{nR} \leq +10 \%$). Para el nivel de 30 kV se elige un sistema con neutro a tierra a través de impedancia con una limitación de la corriente de cortocircuito a tierra I''_{k1} a 1.000 A [1.2].

En cuanto a la puesta a tierra del neutro en el nivel de proceso de 10 kV hay que observar los motores de media tensión. Para evitar un incendio del núcleo hay que limitar la corriente de cortocircuito monofásica a valores inferiores a 200 A [1.2]. La desconexión del defecto debe ocurrir instantáneamente.

iii) Transformadores para la subestación intermedia de 10 kV de las cargas de proceso

Para la alimentación de las dos líneas de proceso se prevé un conjunto de celdas de 10 kV respectivamente, con un acoplamiento (normalmente abierto) encargado de interconectar las dos líneas. Sin embargo, en caso de fallo con el acoplamiento cerrado, cada uno de los dos transformadores de 30/10 kV para la alimentación debe bastar para la carga total de ambas líneas. En consecuencia, la potencia aparente asignada de los dos transformadores debe ser, como mínimo, de 63 kVA cada uno.

iv) Transformadores para el nivel de proceso de baja tensión

Las cargas del nivel de proceso de 0,4 kV se alimentan respectivamente a través de dos transformadores de 1,6 y 1 MVA. Los transformadores, al igual que los cuadros de distribución de baja tensión asociados, se instalan cerca de las cargas, pero separados espacialmente de las subestaciones de 10 kV para los consumidores de media tensión.

v) Transformadores del nivel de 30 kV

Aparte de los transformadores para la alimentación de nivel de proceso de 10 kV, en el nivel de 30 kV se prevén respectivamente dos transformadores de 30/0,4 kV de 1,6 MVA y 2 MVA para el abastecimiento de los edificios de operación.

vi) Transformadores para el nivel de alimentación

Como cada alimentación debe bastar para abastecer a las dos líneas de proceso y los cuatro edificios de operación ($S_{n,PSA} = 69,4$ MVA), los transformadores de alimentación de 110/30 kV se seleccionan con una potencia aparente asignada de 80 MVA cada uno.

vii) Modos de operación

Para la elaboración de un concepto de distribución se tienen en cuenta los modos de operación siguientes:

- Operación normal:
 - Ambas alimentaciones de red están operando
 - Las dos líneas de proceso son abastecidas y operadas por separado
 - Los dos edificios de operación (9, 10) son abastecidos a través de transformadores propios en el nivel de tensión de 30 kV
 - Dos generadores con una potencia de 16 MW cada uno pueden inyectar electricidad al nivel de tensión de 10 kV por separado para cada línea de proceso
- Operación en caso de fallo con una sola alimentación
 - La alimentación de red dispuesta para el servicio abastece a las dos líneas de proceso y todos los edificios de operación
 - Dos generadores con una potencia de 16 MW cada uno inyectan electricidad al nivel de tensión de 10 kV por separado para cada línea de proceso
- Operación en caso de fallo sin suministro público
 - Los dos generadores se operan por separado (sin operación en paralelo)
 - Los consumidores de los niveles de tensión de 10 kV y de 30 kV no son abastecidos
 - Los generadores abastecen a las cargas del nivel de 0,4 kV²⁾
- Operación en caso de fallo para los consumidores de proceso de baja tensión, en caso de fallo en una conexión entre la distribución de proceso central de 10 kV y la subdistribución específica de la línea de proceso de 10 kV
 - La conexión directa hacia la alimentación de proceso está interrumpida
 - Los consumidores son abastecidos a través de la distribución de energía de la segunda línea de proceso.

viii) Diagrama unifilar para el concepto de distribución de energía

En base a las especificaciones, posicionamientos y asignaciones se puede elaborar un primer boceto de una estructura de distribución de energía, reali-

zando dimensionamientos y especificaciones con más detalle posteriormente. En el caso del diagrama unifilar en la Fig. 6/3, los consumidores de media tensión de las dos líneas de proceso se abastecen a través de un conjunto de celdas de media tensión con acoplamiento. Para los consumidores de proceso de baja tensión se instalan subestaciones separadas con conjunto de celdas de media tensión, transformador y cuadro de distribución de baja tensión, para que las longitudes de líneas de baja tensión queden por debajo de 100 m (véase el capítulo 4). La conexión cruzada entre los dos escalones de apartamiento en el nivel de 10 kV para abastecer los consumidores de proceso de baja tensión garantiza la redundancia en caso de fallo en la acometida a la línea de proceso del conjunto de celdas de baja tensión de 10 kV en el centro de control de procesos.

6.4 Configuración de las celdas de media tensión

Las celdas de media tensión apropiadas se seleccionan en base al diagrama unifilar en la Fig. 6/3. Para ello hay que comparar las características asignadas de los equipos eléctricos en los tipos de celdas posibles [1.2] con las solicitudes esperadas. Se deberán clarificar los requisitos siguientes:

- Tensión asignada $U_r \geq$ tensión nominal de red U_n
- Corriente asignada del embarrado y de las derivaciones $I_r \geq$ máxima corriente en servicio continuo esperada I_b
- Corriente asignada de corte en cortocircuito $I_{sc} \geq$ corriente inicial simétrica de cortocircuito I_k''
- Corriente asignada de cierre en cortocircuito $I_{ma} \geq 2,5 \cdot I_k''$ (el factor 2,5 se toma para los valores de cresta de la corriente admisible asignada según IEC 62271-1³⁾).

La condición previa para determinar las características asignadas de las celdas de media tensión es el cálculo de las corrientes iniciales simétricas de cortocircuito I_k'' para los distintos incidentes de cortocircuito. De acuerdo con la norma IEC 60909-0, para ello se calculan y concatenan las impedancias de los transformadores, generadores y motores.

²⁾ Como uno de los generadores basta para abastecer a los consumidores de baja tensión de ambas líneas, queda asegurado un suministro redundante.

³⁾ Nota: El factor 2,5 (para redes de 50 Hz; para redes de 60 Hz hay que tomar el factor 2,6) se toma para determinar los valores de cresta de la corriente admisible asignada para un conjunto de celdas de media tensión ensayado según la serie de normas IEC 62271 (los factores de cresta de la corriente asignada de cierre en cortocircuito se deberán seleccionar según la norma IEC 62271-100). La corriente inicial simétrica de cortocircuito así como el valor de cresta de la corriente de cortocircuito en la ubicación del conjunto de celdas se calculan según IEC 60909-0.

	Motor	Generador ¹⁾	Transformador ²⁾
Impedancia Z	$Z_M = \frac{U_{rM}^2 \cos \varphi \cdot \eta}{s_M \cdot P_{rM}}$	$Z_G = \frac{U_{rG}^2 \cdot \chi_d''}{S_{rG}}$	$Z_T = \frac{u_{kr} \cdot U_{rT}^2}{S_{rT}}$
Corriente inicial de cortocircuito I_k''	$I_k'' = \frac{c \cdot U_n}{\sqrt{3} \cdot Z_K}$		
Magnitudes asociadas	c Factor de tensión (según IEC 60909-0 rige lo siguiente: c = 1,10 para corrientes máximas de cortocircuito y alta tensión superior a 1 kV) U _n Tensión nominal cos φ Factor de potencia η Rendimiento s _M Factor de arranque de motor s _M = I _{aM} / I _{rM} (véase el capítulo 4.3) P _{rM} Potencia activa asignada del motor U _{rM} Tensión asignada del motor χ _d '' Reactancia subtransitoria del generador en tanto por ciento (100 % = 1) S _{rG} Potencia aparente asignada del generador U _{rG} Tensión asignada del generador u _{kr} Impedancia de cortocircuito del transformador en tanto por ciento (100 % = 1) S _{rT} Potencia aparente asignada del transformador U _{rT} Tensión asignada del transformador		
	Conexión en paralelo	Conexión en serie	Relación de transformación del transformador
Fases de cálculo			Relación de transformación $t_r = U_{prim} / U_{sec}$

¹⁾ En IEC 60909-0 se indica un factor de corrección para el cálculo de Z_G en caso de conexión directa de un generador: Z_{GK} = Z_G · K_G con K_G = (U_n / U_{rG}) · [c / (1 + χ_d'' · √(1 - cos² φ_{rG}))]; siendo U_n = tensión nominal de red, U_{rG} = tensión asignada del generador, cos φ_{rG} = factor de potencia asignado del generador en operación asignada; para la elaboración del concepto, aquí se usa K_G = 1
²⁾ En IEC 60909-0 se indica un factor de corrección para el cálculo de Z_T en caso de transformadores de dos arrollamientos: Z_{Tc} = Z_T · K_T con K_T = 0,95 · c / (1 + 0,95 · χ_T); siendo χ_T = reactancia relativa del transformador; para la elaboración del concepto, aquí se usa K_T = 1

Tab. 6/2: Fórmulas para corrientes iniciales de cortocircuito e impedancias de transformadores, generadores y motores con retroalimentación así como su conexionado en conceptos de distribución

6.4.1 Cálculo de la corriente de cortocircuito en caso de cortocircuito en el nivel de 30 kV

Según el diseño de la Fig. 6/4 se toma como base un cortocircuito en una de las acometidas de 30 kV a los edificios de operación (p.ej. del transformador al edificio ⑨ en la Fig. 6/3). Se parte del peor caso posible en el que una sola alimentación abastece a las dos líneas de proceso, con el acoplamiento del conjunto de celdas de 30 kV cerrado. Esto significa que no es solo la alimentación de red, a través del transformador de 80 MVA, la que contribuye a las corrientes de cortocircuito, sino también los dos generadores y los consumidores motorizados en el nivel de 10 kV.

Para el cálculo de la corriente de cortocircuito es más fácil calcular con las impedancias, como se describe en la Tabla 6/2. Para ilustrar los cálculos con las impedancias de los componentes, la Tab. 6/3 muestra las variables de entrada para los cálculos, un sencillo diagrama equivalente, así como los distintos pasos parciales. Al determinar las corrientes de arranque de los motores se parte de un valor típico para el factor de arranque [6.1] de s_M = 6. Este valor también se debe tomar para el arrancador suave, ya que hay que suponer que, después del arranque, el motor ha conmutado a operación directa y el arrancador suave está puentado en el momento del cortocircuito, con una retroalimentación directa a través de la línea.

La corriente inicial simétrica de cortocircuito calculada $I''_{k\text{tot}}(30\text{ kV})$ de 19,2 kA es un valor máximo, dado que ambas líneas de proceso son abastecidas a través de un transformador de alimentación (en caso de cortocircuito durante el servicio normal, las contribuciones de los motores y del generador de la segunda línea no retroalimentarían. En este caso, $I''_{k\text{tot}}(30\text{ kV})$ asciende a 16,4 kA).

Con la fórmula para la corriente inicial simétrica de cortocircuito según IEC 60909-0, el cálculo con las impedancias da:

$$I''_{k\text{tot}}(30\text{ kV}) = \frac{c \cdot U_n}{\sqrt{3} \cdot Z_{\text{tot}}(30\text{ kV})} = 19,2\text{ kA}$$

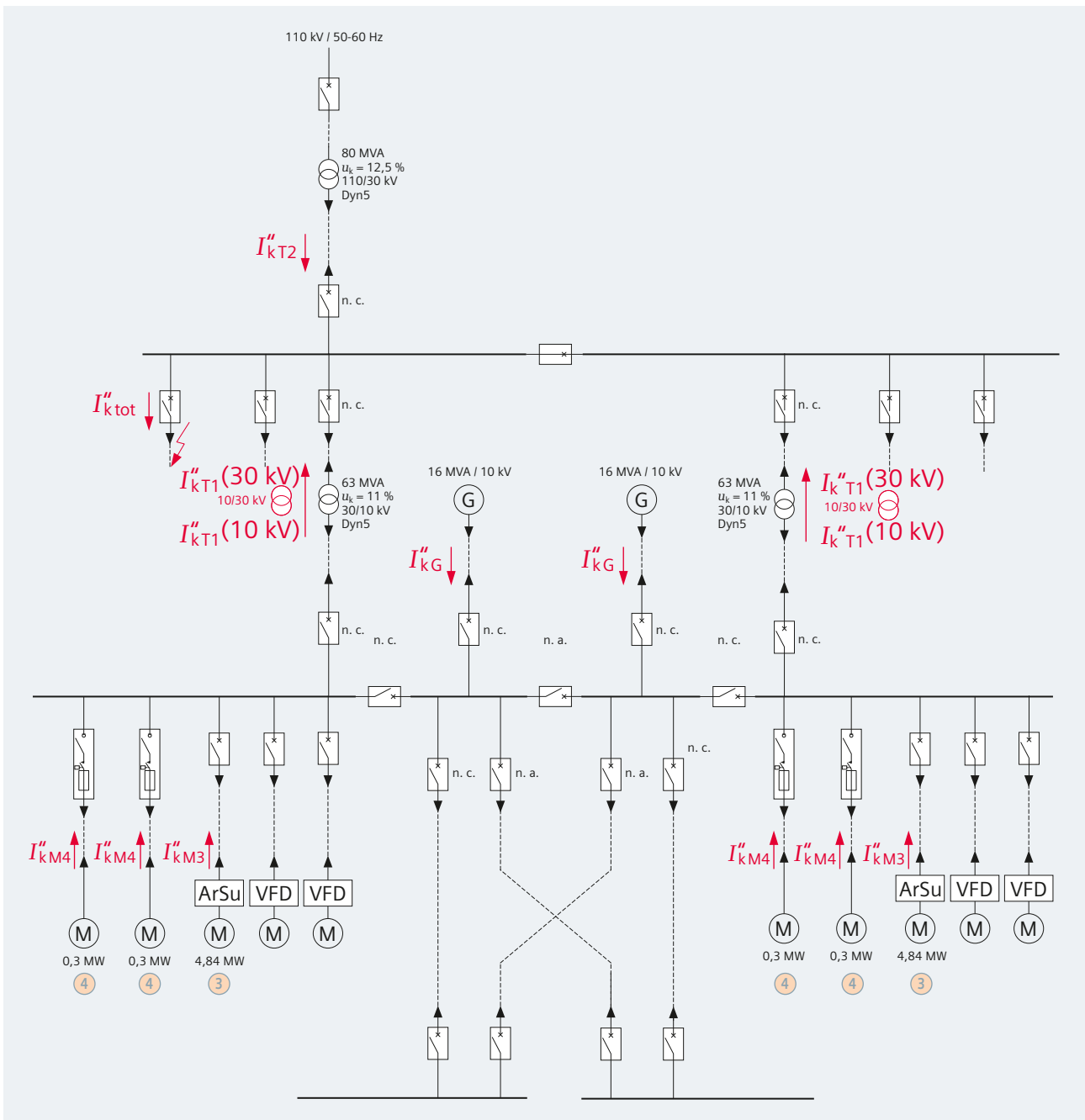


Fig. 6/4: Diagrama unifilar simplificado para describir la situación de cortocircuito en el nivel de 30 kV

Parámetro	Motor M4	Motor M4	Motor M3	Generador G	Transformador T1	Transformador T2	
Factor de tensión c	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	
Tensión asignada U_r	10 kV	10 kV	10 kV	10 kV	30 / 10 kV	110 / 30 kV	
Rendimiento η	0,95	0,95	0,95				
Factor de potencia $\cos \varphi$	0,88	0,88	0,88				
Factor de arranque del motor s_M	6	6	6				
Potencia activa P_r	300 kW	300 kW	4.840 kW				
Potencia aparente asignada S_r				16 MVA	63 MVA	80 MVA	
Reactancia subtransitoria del generador χ_d				11,9 %			
Impedancia de cortocircuito del transformador u_{kr}					11 %	12,5 %	
Relación de transformación del transformador t_r					3	3	
Cálculo de la corriente de cortocircuito mediante concatenación de las impedancias			Diagrama equivalente				
Paso 1	Impedancia de las cargas en el nivel de 10 kV: $Z_{M3} = (10 \text{ kV})^2 \cdot 0,88 \cdot 0,95 / (6 \cdot 300 \text{ kW}) = 46,44 \Omega$ $Z_{M4} = (10 \text{ kV})^2 \cdot 0,88 \cdot 0,95 / (6 \cdot 4.840 \text{ kW}) = 2,879 \Omega$ $Z_G = (10 \text{ kV})^2 \cdot 0,119 / 16 \text{ MVA} = 0,7438 \Omega$						
Paso 2	Impedancia de las cargas en el nivel de 30 kV: $Z'_{M3} = Z_{M3}(30 \text{ kV}) = 46,44 \Omega \cdot 9 = 418,0 \Omega$ $Z'_{M4} = Z_{M4}(30 \text{ kV}) = 2,879 \Omega \cdot 9 = 25,91 \Omega$ $Z'_G = Z_G(30 \text{ kV}) = 0,7438 \Omega \cdot 9 = 6,694 \Omega$						
Paso 3	Impedancia de los transformadores en el nivel de 30 kV: $Z'_{T1} = 0,11 \cdot (30 \text{ kV})^2 / 63 \text{ MVA} = 1,571 \Omega$ $Z'_{T2} = 0,125 \cdot (30 \text{ kV})^2 / 80 \text{ MVA} = 1,406 \Omega$						
Paso 4	Concatenación de las impedancias individuales para formar la impedancia total Z_{tot} : $Z_{tot} = \frac{1}{\frac{1}{\frac{1}{25,91 \Omega} + \frac{2}{418,0 \Omega} + \frac{1}{6,694 \Omega}} + 1,571 \Omega} + \frac{1}{1,406 \Omega} = 0,9930 \Omega$						
Paso 5	Determinación de la corriente de cortocircuito con Z_{tot} en el nivel de 30 kV: $I''_k = 1,1 \cdot 30 \text{ kV} / (1,732 \cdot 0,9930 \Omega) = 19,2 \text{ kA}$						

Tab. 6/3: Cálculo de la corriente de cortocircuito y de la impedancia así como diagrama equivalente para describir un cortocircuito en el nivel de 30 kV de la PSA

6.4.2 Cálculo de la corriente de cortocircuito en caso de cortocircuito en el nivel de 10 kV

Según el diseño de la Fig. 6/3 (servicio normal, acoplamiento en el nivel de 30 kV abierto) se toma como base un cortocircuito en una de las acometidas de 10 kV a uno de los conjuntos de celdas de media tensión para el suministro a los procesos de baja tensión (Fig. 6/5).

Para la impedancia total hay que incluir en el cálculo las partes contribuidas por la alimentación a través de los transformadores T1 y T2 así como por la retroalimentación de los tres motores M3 y M4 y por el generador G.

Las impedancias para M3, M4 y G en el nivel de 10 kV ya han sido calculadas. Solo hay que convertir los valores Z'_{T1} y Z'_{T2} mediante el factor de relación $t_r = 30 \text{ kV}/10 \text{ kV}$ para obtener Z_{T1} y Z_{T2} . Seguidamente se puede calcular la interconexión en el nivel de 10 kV. En la página siguiente, la Tab. 6/4 muestra el diagrama equivalente, los datos tomados de la Tab. 6/3 y los cálculos correspondientes.

Con la fórmula para la corriente inicial simétrica de cortocircuito según IEC 60909-0 se obtiene:

$$I''_{k \text{ tot}}(10 \text{ kV}) = \frac{c \cdot U_n}{\sqrt{3} \cdot Z_{tot}(10 \text{ kV})} = 30,2 \text{ kA}$$

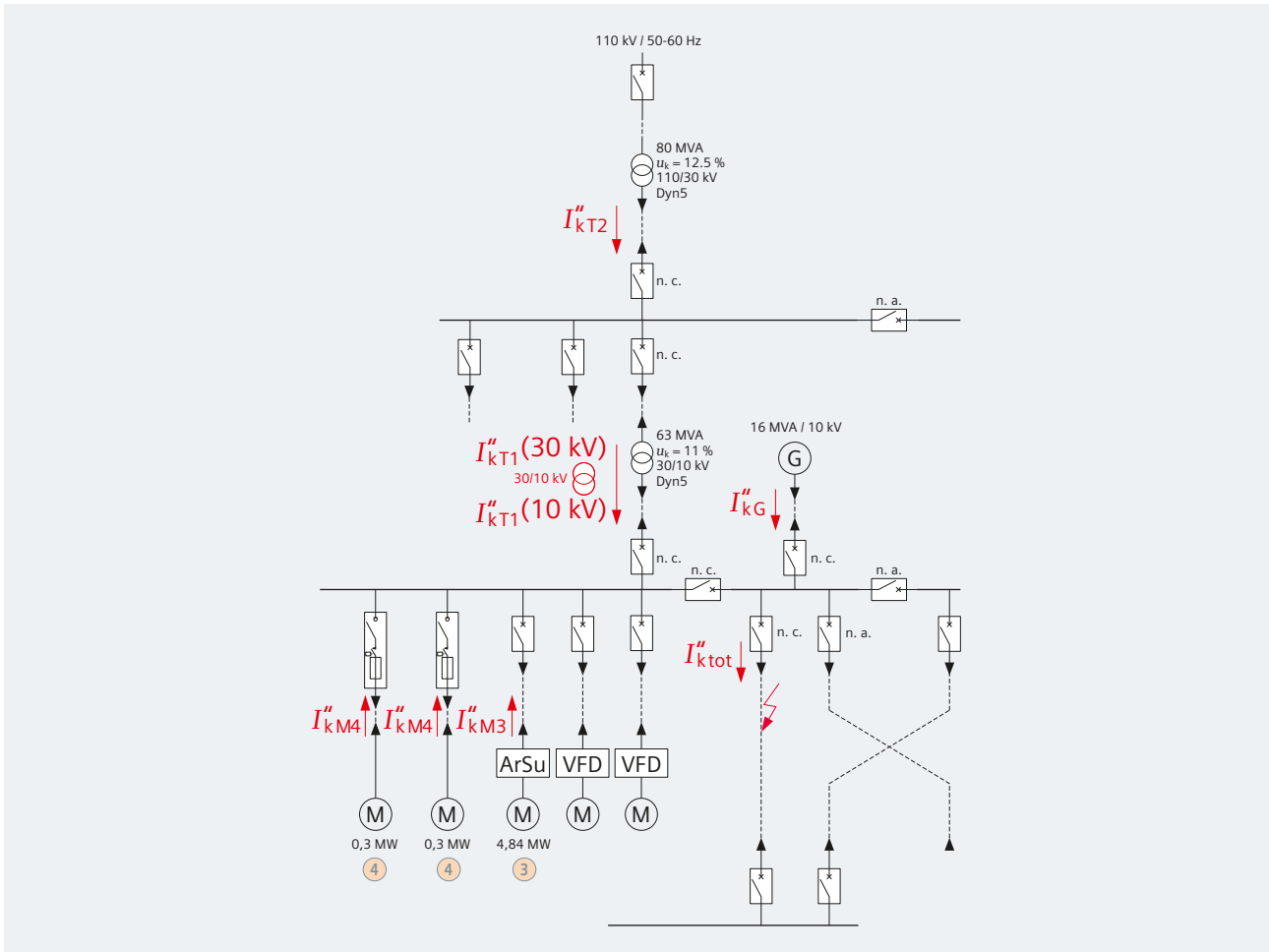


Fig. 6/5: Diagrama unifilar simplificado para describir la situación de cortocircuito en el nivel de 10 kV

Cálculo de la corriente de cortocircuito mediante concatenación de las impedancias		Diagrama equivalente
Paso 1	Impedancias de los transformadores en el nivel de 10 kV: $Z_{T1} = Z'_{T1} / t_r^2 = 1,571 \Omega / 9 = 0,1746 \Omega$ $Z_{T2} = Z'_{T2} / t_r^2 = 1,406 \Omega / 9 = 0,1562 \Omega$	
de la Tab. 6/3	Impedancias de las cargas en el nivel de 10 kV: $Z_{M3} = (10 \text{ kV})^2 \cdot 0,88 \cdot 0,95 / (6 \cdot 4.840 \text{ kW}) = 2,879 \Omega$ $Z_{M4} = (10 \text{ kV})^2 \cdot 0,88 \cdot 0,95 / (6 \cdot 300 \text{ kW}) = 46,44 \Omega$ $Z_G = (10 \text{ kV})^2 \cdot 0,119 / 16.000 \text{ kVA} = 0,7438 \Omega$	
Paso 2	Impedancia total $Z_{tot}(10 \text{ kV}) = 1 / [1/Z_{M3} + 2/Z_{M4} + 1/Z_G + 1/(Z_{T1} + Z_{T2})] = 0,2102 \Omega$	
Corriente de cortocircuito	$I''_k(10 \text{ kV}) = 1,1 \cdot 10 \text{ kV} / (1,732 \cdot 0,2102 \Omega) = 30,2 \text{ kA}$	<p>Paso 1</p> $Z_{Tx} = Z'_{Tx} / t_r^2$ <p>Paso 2</p> $Z_{tot} = \frac{1}{\frac{1}{Z_{M3}} + \frac{2}{Z_{M4}} + \frac{1}{Z_G} + \frac{1}{Z_{T1} + Z_{T2}}}$ <p>Paso 3</p> $I''_k = \frac{c \cdot U_n}{\sqrt{3} \cdot Z_{tot}}$

Tab. 6/4: Cálculo de la corriente de cortocircuito y de la impedancia así como diagrama equivalente para describir el cálculo de la corriente de cortocircuito con un cortocircuito en el nivel de 10 kV de la PSA

6.4.3 Selección del tipo de celdas para la media tensión

Forman la base para seleccionar las celdas la tensión asignada y la corriente asignada de los transformadores de alimentación, así como las corrientes de cortocircuito que resultan de los apartados anteriores. El conjunto de celdas con los valores de diseño apropiados se selecciona en base a los resúmenes de tipos de celdas posibles en la Tab. 6/5 y Tab. 6/6, así como los parámetros relevantes para la selección.

i) Condiciones para los valores de diseño y selección de las celdas en el nivel de 30 kV:

$$U_r \geq 30 \text{ kV}$$

$$I_r(30 \text{ kV}) \geq S_{rT2} / (\sqrt{3} \cdot U_r) = 80 \text{ MVA} / (\sqrt{3} \cdot 30 \text{ kV}) = 1.540 \text{ A}$$

Con $I''_{k \text{ tot}}(30 \text{ kV}) = 19,2 \text{ kA}$ se obtiene

$$I_{sc} \geq 19,2 \text{ kA}$$

$$I_{ma} \geq 2,5 \cdot 19,2 \text{ kA} = 48 \text{ kA}$$

Esto significa que de la Tab. 6/5 pueden seleccionarse los tipos NXPLUS y 8DA o bien 8DB. Para el nivel de distribución de 30 kV de la PSA se selecciona el tipo 8DA. Debido a su envolvente hermética, las celdas 8DA pueden instalarse independientemente de la altitud de emplazamiento, y por su embarrado unipolar bajo envolvente metálica son particularmente seguras en el servicio y adecuadas para su instalación bajo condiciones ambientales agresivas.

Datos técnicos de las celdas 8DA empleadas:

Sistema de embarrado:	Embarrado simple
Tensión asignada:	36 kV
Tensión de servicio:	30 kV
Corriente asignada en servicio continuo:	2.000 A
Corriente admisible asignada de corta duración:	25/3 kA/s

ii) Condiciones para los valores de diseño y selección de las celdas en el nivel de 10 kV:

$$U_r \geq 10 \text{ kV}$$

$$I_r(10 \text{ kV}) \geq S_{rT1} / (\sqrt{3} \cdot U_r) = 63 \text{ MVA} / (\sqrt{3} \cdot 10 \text{ kV}) = 3.637 \text{ A}$$

Con $I''_{k \text{ tot}}(10 \text{ kV}) = 30,2 \text{ kA}$ se obtiene

$$I_{sc} \geq 30,2 \text{ kA}$$

$$I_{ma} \geq 2,5 \cdot 30,2 \text{ kA} = 75,6 \text{ kA}$$

Para las celdas de media tensión en el nivel de 10 kV hay que observar, además, la necesidad de combinaciones de arrancadores diferentes para los distintos tipos de arrancadores de motor (Tab. 6/5) en función de las condiciones marginales específicas del proyecto:

- Arrancador directo (motor M4)
 - Interruptor de potencia al vacío
 - Interruptor de potencia al vacío y contactor al vacío
 - Interruptor-seccionador con fusibles ACR (máximo 250 A) y contactor al vacío
- Arrancador suave (motor M3)
 - Interruptor de potencia al vacío y contactor al vacío
- Variador de frecuencia (motor M1 y M2)
 - Interruptor de potencia al vacío en combinación con el convertidor (p.ej. SINAMICS).

Según la tabla de selección Tab. 6/5, para el nivel de 10 kV solo queda el tipo de celdas NXAIR. Para la PSA se selecciona un conjunto de celdas NXAIR con una corriente asignada de corte en cortocircuito de 40 kA. Aparte de la flexibilidad en la selección de derivaciones para consumidores motorizados y una buena aptitud para la instalación cerca de los procesos químicos, también juegan un papel importante para la selección del tipo NXAIR el aislamiento por aire y la elevada fiabilidad de estas celdas comprobadas.

iii) En el nivel de 10 kV, para el abastecimiento de los dos transformadores del nivel de proceso de 0,4 kV se utiliza el tipo de celdas NXPLUS C. Este tipo de celdas se caracteriza por su diseño robusto, su modularidad y su flexibilidad ante ampliaciones durante el servicio.

6.5 Dimensionamiento de las salidas a motor en media tensión

Como ya se ha indicado en la lista de consumidores de la Tab. 6/1, la potencia mecánica, la tensión asignada, el rendimiento y el factor de potencia son datos importantes para el dimensionamiento de las salidas a motor en las celdas de media tensión. Además de estos datos de motor se necesitan:

- Datos del transformador de alimentación, por ejemplo tensión primaria y tensión secundaria, potencia aparente e impedancia de cortocircuito
- Potencia de cortocircuito de la red de alimentación
- Corriente de arranque y frecuencia de arranque de los motores
- Caída de tensión admisible en el embarrado durante el arranque del motor (típicamente 5% como máximo).

1

2

3

4

5

6

7

Consumidores/ derivación	Función de protección	Función de maniobra	Tensión asignada	Corriente de corte en cortocircuito asignada	Corriente asignada del embarrado	Corriente asignada de las derivaciones	Celdas Siemens ¹⁾	Aplicaciones típicas		
Consumidores generales de media tensión	Interruptor de potencia al vacío (IEC 62271-100)	Directamente al consumidor (maniobra solo a través de interruptor de potencia)	12 kV	20 kA / 1 s	630 A	630 A	8DJH 12 blue GIS	Celdas de media tensión para distribución primaria y secundaria así como centro de control de motor de media tensión (MCC); salidas a motor: arrancador suave o variador de frecuencia en envolvente propia		
				25 kA / 1 s	630 A	630 A	8DJH			
					1.250 A	1.250 A	SIMOSEC			
				2.000 A	2.000 A	NXAIR C				
				31,5 kA / 1 s	2.500 A	2.500 A	NXPLUS C / NXPLUS			
			40 kA / 1 s	5.000 A	3.150 A	8DA/B				
			50 kA / 1 s	4.000 A	4.000 A	NXAIR				
			24 kV	20 kA / 1 s	630 A	630 A	8DJH			
				25 kA / 1 s	1.250 A	1.250 A	SIMOSEC			
	2.000 A	2.000 A			NXAIR C					
	31,5 kA / 1 s	2.500 A	2.500 A	NXPLUS C / NXAIR M						
	40 kA / 1 s	5.000 A	3.150 A	8DA/B						
	36 kV	25 kA / 1 s	630 A	630 A	8DJH 36					
			1.250 A	1.250 A	NXPLUS C					
		31,5 kA / 1 s	2.500 A	2.500 A	NXPLUS					
	40 kA / 1 s	5.000 A	3.150 A	8DA/B						
	Interruptor-seccionador con fusibles ACR (IEC 62271-105)	Directamente al transformador a través del I-S, sin contactor	12 kV	25 kA / 1 s	630 A	200 A ²⁾	200 A ²⁾		8DJH	Transformadores
					1.250 A	200 A ²⁾	200 A ²⁾		SIMOSEC	
2.000 A				200 A ²⁾	200 A ²⁾	NXAIR C				
31,5 kA / 1 s			2.500 A	200 A ²⁾	200 A ²⁾	NXPLUS C				
			4.000 A	200 A ²⁾	200 A ²⁾	NXAIR				
24 kV			20 kA / 1 s	630 A	200 A ²⁾	8DJH				
		25 kA / 1 s	1.250 A	200 A ²⁾	SIMOSEC					
			2.000 A	200 A ²⁾	200 A ²⁾	NXAIR C				
36 kV		20 kA / 1 s	2.500 A	200 A ²⁾	NXPLUS C / NXAIR M					
			200 A ²⁾	200 A ²⁾	8DJH36					
		31,5 kA / 1 s	2.500 A	450 A ²⁾	NXPLUS C					
Con contactor al vacío ²⁾		12 kV	50 kA / 1 s	4.000 A	400 A ²⁾	400 A ²⁾	NXAIR	- Motores de media tensión		
	25 kA / 1 s		2.500 A	450 A ²⁾	450 A ²⁾	NXPLUS C	- Instalaciones de compensación			

1) Las celdas de Siemens cumplen el nivel de integridad de seguridad SIL 2 según IEC 61508-1 (corresponde a Performance Level PL = d según ISO 13849-1)

2) La corriente asignada máxima admisible depende del fusible ACR utilizado

Tab. 6/5: Tabla de selección para celdas de media tensión para consumidores generales

En primer lugar se comprueba si el tipo de arranque de motor (arranque directo, arrancador suave o variador de frecuencia) elegido para los cuatro tipos de motor (salidas a motor nº 1, 2, 3 y 4 en la Fig. 6/3) es adecuado para limitar la caída de tensión en los bornes del motor a aprox. un 25 %. Debido a las elevadas corrientes en servicio continuo, para las celdas NXAIR se eligen interruptores de potencia al vacío para la protección de línea de las salidas a motor 1, 2 y 3. Para la supervisión y disparo se elige un relé de protección digital SIPROTEC 5 (7SJ8 o bien 7SK8) (Fig. 6/6). La protección de motor se realiza mediante el arrancador de motor (arrancador suave o variador de frecuencia).

Al maniobrar motores que están poniéndose en marcha con corrientes de arranque inferiores o iguales a 600 A pueden surgir elevadas sobretensiones de maniobra. Para limitar estas sobretensiones a valores no peligrosos se utilizan descargadores o bien limitadores de sobretensiones. Forman una excepción los motores individuales con compensación de potencia reactiva. Estos no necesitan conexionado de protección si los condensadores están conectados permanentemente al motor y no se utiliza una reactancia en serie para la compensación. Por consiguiente, para la salida a motor 2 se requiere un descargador, mientras que para las salidas a motor 1 y 3 es recomendable.

Consumidores/ derivación	Función de protección	Función de maniobra	Tensión asignada	Corriente de corte en cortocircuito asignada	Corriente asignada del embarrado	Potencia de motor típica de las derivaciones	Celdas Siemens ¹⁾	Aplicaciones típicas
Arranque de motor directo o mediante transformador en bloque	Interruptor de potencia al vacío (Siemens 3AE/3AH/3AK)	Sin contactor	6 kV	31,5 kA / 1 s	2.500 A	< 7,5 MW ³⁾	NXPLUS C	- Bombas - Compresores - Sistemas de transporte y ascensores - Ventiladores - Transformadores - Instalaciones de compensación
				50 kA / 1 s	4.000 A		NXAIR	
		10 kV	31,5 kA / 1 s	2.500 A	< 12,5 MW ³⁾	NXPLUS C		
			50 kA / 1 s	4.000 A		NXAIR		
	Fusibles ACR	Con contactor al vacío 3TM	6 kV	31,5 kA / 1 s	2.500 A	< 1,3 MW	NXPLUS C	
			10 kV	31,5 kA / 1 s	2.500 A	< 2 MW	NXPLUS C	
		10 kV	50 kA / 1 s	4.000 A	< 1,7 MW	NXAIR	Corriente típica de arranque de motor: $5 \text{ a } 7 \times I_n$ ²⁾	
Arrancador suave	Interruptor de potencia al vacío (Siemens 3AE/3AH/3AK)	Contactor al vacío SIMOVAC-AR 12SVC4/8 (en envolvente propia)	2,3 - 6,9 kV	50 kA / 1 s	720 A	< 6 MW	SIMOVAC-AR	- Bombas - Compresores - Ventiladores Corriente típica de arranque de motor: $3 \times I_n$ ²⁾
Variador de frecuencia	Interruptor de potencia al vacío (Siemens 3AE/3AH/3AK)	SINAMICS PERFECT HARMONY GH180	2,3 - 11 kV	25 kA / 1 s	2.000 A	< 10 MW	NXAIR C	- Bombas - Compresores - Ventiladores Corriente típica de arranque de motor: $1 \times I_n$ ²⁾
				31,5 kA / 1 s	2.500 A		NXPLUS C / NXPLUS	
				50 kA / 1 s	4.000 A		NXAIR	
				25 kA / 1 s	2.000 A		NXAIR C	
		SINAMICS PERFECT HARMONY GH150	4,16 - 13,8 kV	31,5 kA / 1 s	2.500 A	4 - 35 MW	NXPLUS C / NXPLUS	
				50 kA / 1 s	4.000 A		NXAIR	
		SINAMICS GL150	1,4 - 10,3 kV	25 kA / 1 s	2.000 A	1,4 - 30 MW	NXAIR C	
				31,5 kA / 1 s	2.500 A		NXPLUS C / NXPLUS	
		50 kA / 1 s	4.000 A		NXAIR			

1) Las celdas de Siemens cumplen el nivel de integridad de seguridad SIL 2 según IEC 61508-1 (corresponde a Performance Level PL = d según ISO 13849-1)
 2) Para corrientes de arranque de motor inferiores a 600 A se requiere una protección contra sobretensiones (excepción: motores con compensación propia de potencia reactiva)
 3) Véase [1.2] Fig. C8.3

Tab. 6/6: Tabla de selección para celdas de media tensión con conexiones de consumidor más especiales

En base a IEC 60099-4 se pueden determinar, en función de la puesta a tierra del neutro, tensiones mínimas asignadas para la configuración de los descargadores de sobretensión (Tab. 6/8). Ya que la puesta a tierra del neutro se realiza con impedancia de baja resistencia, para los descargadores de sobretensión se elige una tensión asignada de 12 kV.

Para los motores más pequeños de las salidas 4 deben preverse descargadores de sobretensión. Además, debido a las corrientes asignadas de los motores y las condiciones de arranque, es idóneo utilizar fusibles ACR y contactores al vacío para los dispositivos de maniobra y relés de protección en las celdas NXAIR. En las salidas a motor con arranque directo se utilizan combinados contactor al vacío-fusibles para garantizar un número elevado de ciclos de maniobra. Junto con los relés de protección numéricos de alta calidad SIPROTEC 5 (7SK8, véase la

Fig. 6/6) y los transformadores de corriente y tensión adecuados, esta combinación garantiza tanto la protección de las líneas como la de los motores. Alternativamente se pueden utilizar relés Reyrolle 7SR1, que son especialmente adecuados para la protección de motores. En la función de protección de sobrecarga, los relés detectan una situación de sobrecarga e inician el disparo a través del contactor al vacío.

En las salidas a motor, los fusibles ACR encargados de la protección contra cortocircuitos protegen los dispositivos de maniobra (aquí por ejemplo los contactores al vacío) que no disponen de poder de corte en cortocircuito, y también los cables. Los fusibles ACR se utilizan para la protección de motores de media tensión en combinación con contactores al vacío para tensiones asignadas U_r en el rango de $7,2 \text{ kV} \leq U_r \leq 12 \text{ kV}$. Los contactores al vacío son dispositivos de maniobra

1

2

3

4

5

6

7

	Salida 1	Salida 2	Salida 3	Salida 4
Potencia activa P_{rM}	11,2 MW	5,8 MW	4,84 MW	0,3 MW
Factor de arranque s_M	1	1	3	6
Corriente de arranque I_{aM}	773,5 A	400,6 A	1.002,8 A	124,3 A
Cálculo de la caída de tensión	$\Delta u = S_{aM} / S_{kT}'' = (\sqrt{3} \cdot U_n \cdot I_{aM}) / (S_{rT} / u_{kr})$			
Caída de tensión Δu	2,34 %	1,21 %	3,03 %	0,38 %
Protección de línea	Relé de protección: SIPROTEC 7SJ8 Disparador: IP al vacío	Relé de protección: SIPROTEC 7SJ8 Disparador: IP al vacío	Relé de protección: SIPROTEC 7SJ8 Disparador: IP al vacío	Fusible ACR
Protección de motor	VFD	VFD	Arrancador suave	Relé de protección: SIPROTEC 7SK8 Disparador: Contactor al vacío
Protección de sobretensión	recomendada	requerida	recomendada	requerida
Diagrama unifilar para la configuración				
Datos de motor comunes	Tensión asignada $U_r = 10$ kV; rendimiento de los motores = 0,95; $\cos \varphi = 0,88$			
Datos de transformador	$S_{rT} = 63$ MVA; $u_{kT} = 11$ %			

Tab. 6/7: Datos y selección de los dispositivos de maniobra y relés de protección para las salidas a motor en el nivel de 10 kV

que sirven para maniobrar corrientes de la magnitud de su corriente asignada. Al maniobrar corrientes en servicio continuo, destacan por un número elevado de ciclos de maniobra (1.200 ciclos de maniobra por hora en caso de utilizar el contactor al vacío Siemens 3TM). El final de su vida útil mecánica no se alcanza hasta después de unos 10^6 ciclos de maniobra a la corriente asignada. Por ello, los contactores al vacío son especialmente adecuados para la maniobra de motores de media tensión. Sin embargo, debido a su reducido poder de corte (corriente asignada de corte en cortocircuito del 3TM hasta $I_{sc} = 5.000$ A), no pueden cortar corrientes de cortocircuito elevadas. En caso de cortocircuito, la protección del contactor al vacío debe ser realizada por los fusibles ACR limitadores de corriente. En resumen, es necesario realizar una adaptación de la protección de motor entre fusible y contactor sin olvidar los requisitos del arranque del motor. Según el tipo de celdas y el nivel de tensión, el combinado de protección de motor con contactor al vacío y fusible se puede utilizar hasta una corriente asignada de corte en cortocircuito de 50 kA.

Para que el fusible no actúe de forma impropia o sufra daños anticipados, los fusibles ACR exclusivamente destinados a la protección contra cortocircuitos se seleccionan según:

- Tensión asignada U_r y corriente asignada de motor I_{rM}
- Corriente de arranque de motor I_{aM}
- Tiempo de arranque de motor t_{aM}
- Frecuencia de arranque (arranques de motor por hora)
- Temperatura ambiente⁴⁾.

Al seleccionar el relé de protección numérico para la protección de sobrecarga así como el combinado de protección de motor formado por fusible ACR y contactor al vacío hay que comprobar lo siguiente (la Fig. 6/7 muestra curvas y puntos para los motores de 300 kW para la salida a motor 4 en la Tab. 6/8):

⁴⁾ Una mayor temperatura es causa de una peor disipación de calor del fusible ACR, de modo que habrá que tener en cuenta una reducción de la corriente asignada; para ello hay que observar las indicaciones del fabricante.

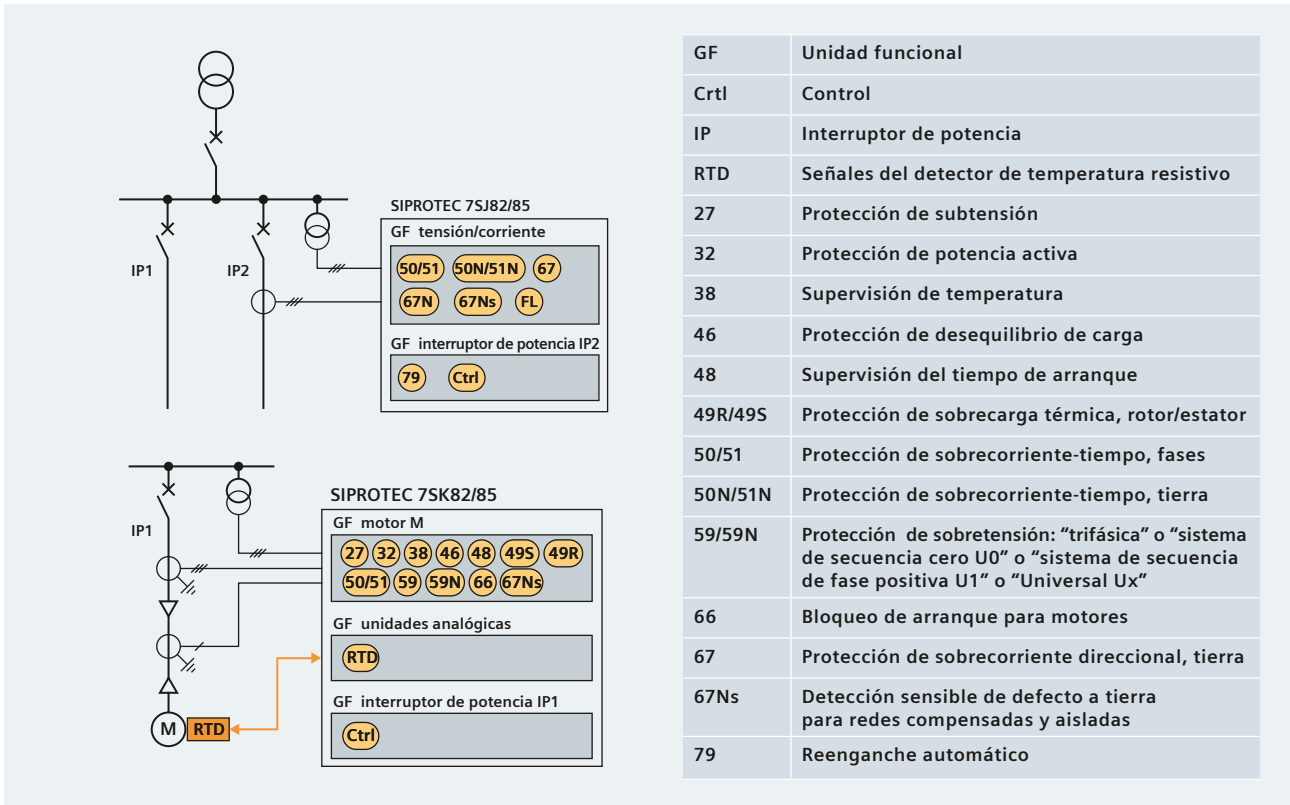


Fig. 6/6: Ejemplos para la protección de línea y de motor así como control de motor (con abreviaturas y números de función ANSI)

1. La característica corriente-tiempo del fusible ACR debe quedar por encima de la característica de la corriente de arranque del motor I_{aM} y del tiempo de arranque del motor t_{aM}
2. La característica de disparo de la protección de sobrecorriente-tiempo debe quedar por encima de la característica para I_{aM} y t_{aM} (el relé de sobrecarga actúa sobre el contactor al vacío)
3. La corriente de intersección I_B (intersección de la característica corriente-tiempo del fusible ACR con la característica de disparo de la protección de sobrecorriente-tiempo; punto B en la Fig. 6/7) debe ser superior a la corriente mínima de corte en cortocircuito $I_{aFUSmin}$ del fusible ACR ($I_{aFUSmin}$ figura en las hojas de datos de los fusibles ACR; $I_B > I_{aFUSmin}$)
4. En las celdas se debe utilizar un combinado ensayado de fusible ACR y contactor al vacío que sea adecuado para las magnitudes de sollicitación exigidas (especialmente respecto a corrientes de cortocircuito dinámicas y térmicas). Esto es verificado habitualmente por el fabricante de las celdas para el combinado previsto. Los valores admisibles se encuentran casi siempre en los datos técnicos del tipo de celdas correspondiente.

Tensión mínima asignada U_r en kV para	Tensión máxima de red U_s					
	3,6 kV	7,2 kV	12 kV	17,5 kV	24 kV	36 kV
Red con neutro directamente a tierra	3	6	9	15	18	27
Red con neutro aislado o bien para arrollamiento en triángulo	6	9	15	24	30	45
Red con puesta a tierra del neutro de baja resistencia	3	9	12	15	21	33
Red con neutro puesto a tierra a través de bobina de extinción	6	9	15	24	30	45

Tab. 6/8: Configuración de la tensión asignada U_r para descargadores de sobretensión según IEC 60099-4

Por sus reducidas pérdidas térmicas, deberían preferirse fusibles con característica corriente-tiempo diseñada especialmente para un motor. Los fabricantes de celdas con combinado contactor al vacío-fusible ofrecen curvas o tablas para la selección de fusibles adecuados que

tienen en cuenta el tiempo, la frecuencia y la corriente de arranque del motor de la salida a proteger.

Para poder mostrar las relaciones, no se selecciona un fusible ACR de una tabla dada por el proveedor, sino que se representan las características en un diagrama tiempo-corriente. No obstante, aún hay que tener en cuenta la influencia del tiempo de arranque del motor y la frecuencia de arranque. A este respecto, la norma IEC 60644 define el factor K , que describe esta influencia sobre la capacidad de carga del fusible ACR (según IEC 60644 se especifica una característica de fusión admisible para el cartucho fusible mediante la multiplicación de los valores de corriente en la característica de corriente con el factor K). La Tab. 6/9 indica factores K para fusibles ACR marca SIBA [6.1].

Número de arranques por hora	Factor K
2	0,59
4	0,53
8	0,48
16	0,43
32	0,39

Tab. 6/9: Factores K para fusibles ACR de motor, marca SIBA [6.1]

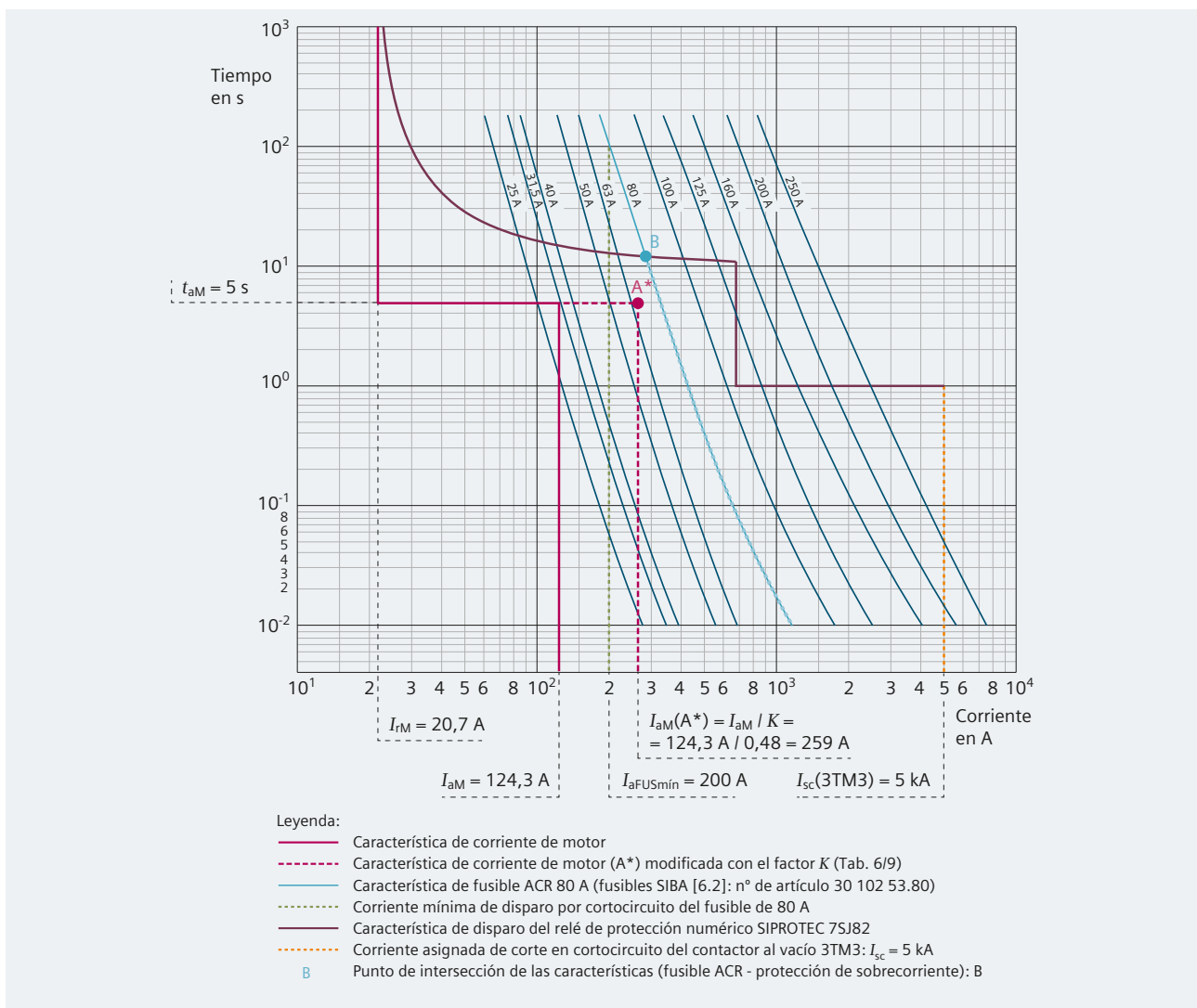


Fig. 6/7: Diagramas de características para la selección de una combinación de dispositivos de protección adecuada para el motor M4

Para los factores K de los motores M4 rige lo siguiente:

- Tiempo de arranque del motor inferior a 10 s
- Frecuencia de arranque máxima: 6 arranques por hora
- Como máximo, 2 arranques seguidos.

Para visualizar la interacción entre arranque de motor, fusible ACR y protección de sobrecorriente-tiempo al dimensionar un combinado adecuado para la salida a motor M4, en la Fig. 6/7 se han incorporado las características de motor, fusible ACR, protección sobrecorriente-tiempo y contactor al vacío, y se han indicado puntos importantes para la selección. La Fig. 6/7 también incluye los correspondientes parámetros de los dispositivos y cálculos para la selección adaptados al motor M4.

6.6 Arranque de motor con transformador de bloque

Para algunos motores de media tensión se podría prescindir de un arrancador suave o de un variador de frecuencia conectando el motor a un transformador de bloque y conseguir así una variante más económica para el arranque del motor, por ejemplo, si durante el funcionamiento normal no se necesita una regulación del motor. Si durante el arranque se aplica una tensión inferior a la tensión asignada del motor, también se reduce la corriente de arranque a suministrar por la red de alimentación. Gracias a la relación del transformador de bloque se reduce de modo cuadrático la corriente en el lado de tensión primaria del transformador, y con ello las perturbaciones del arranque del motor sobre la red. Hay que comprobar si el transformador de bloque es suficiente para limitar la caída de tensión durante el arranque del motor al valor deseado.

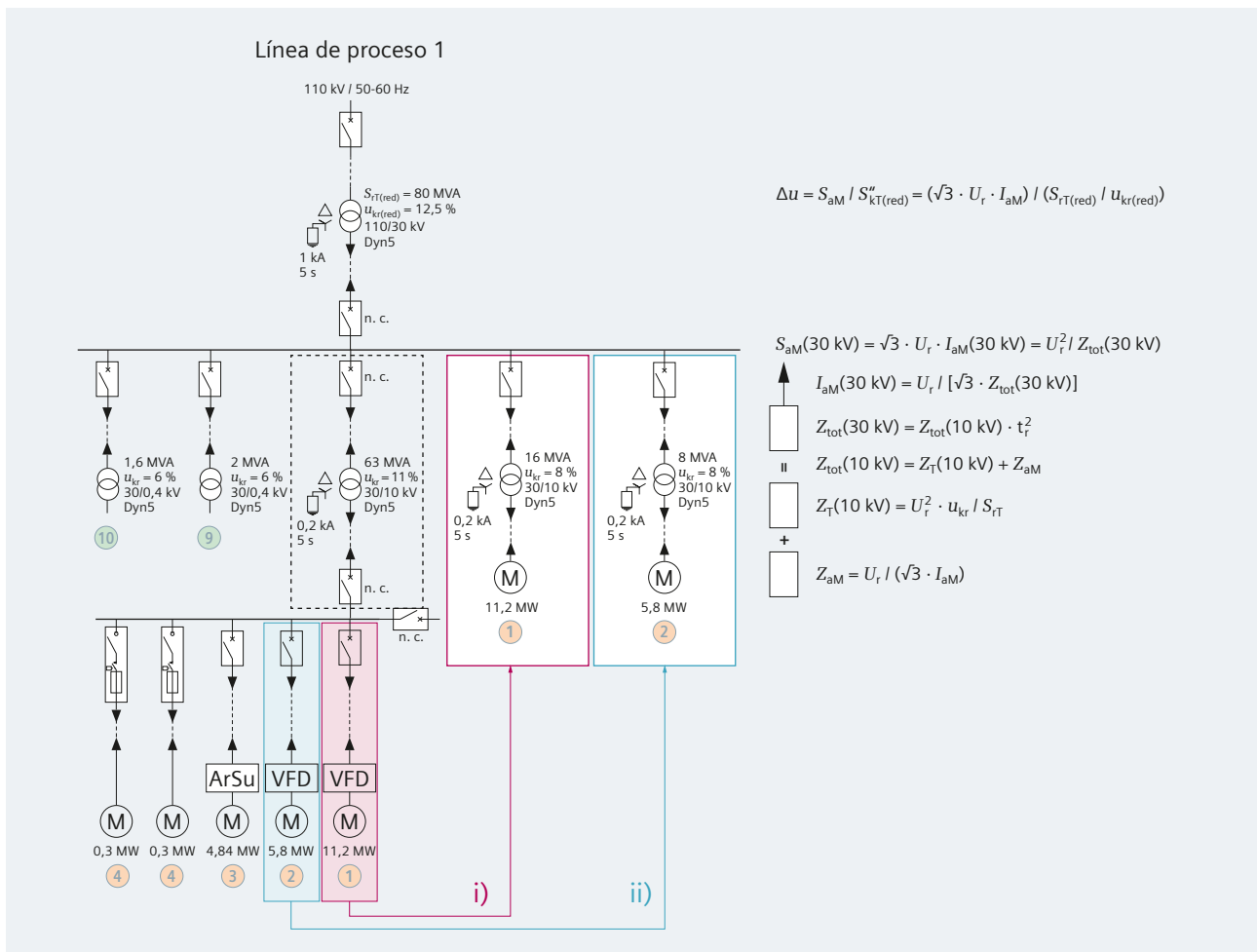


Fig. 6/8: Diagrama unifilar para la conexión de los dos motores de ejemplo y diagrama equivalente para la determinación de impedancias y caída de tensión en la Tab. 6/10

	i) Motor 1	ii) Motor 2
Potencia activa P_{rM}	11,2 MW	5,8 MW
Factor de arranque s_M	6	6
Corriente asignada I_{rM}	773,5 A	400,6 A
Impedancia de motor Z_{aM}	1,244 Ω	2,402 Ω
Datos del transformador de bloque	$S_{rT} = 16$ MVA; $u_{kr} = 8$ %	$S_{rT} = 8$ MVA; $u_{kr} = 8$ %
Impedancia de transformador Z_T	0,5 Ω	1 Ω
Impedancia total (lado secundario) $Z_{tot}(10$ kV)	1,744 Ω	3,402 Ω
Impedancia total (lado primario) $Z_{tot}(30$ kV)	15,70 Ω	30,62 Ω
Potencia de arranque del motor (lado primario) $S_{aM}(30$ kV)	57,32 MVA	29,39 MVA
Datos del transformador de red	$S_{rT(red)} = 80$ MVA; $u_{kr(red)} = 12,5$ %	
Potencia de cortocircuito des transformador de red $S_{kT(red)}''$	640 MVA	
Cálculo de la caída de tensión	$\Delta u = S_{aM} / S_{kT}'' = (\sqrt{3} \cdot U_r \cdot I_{aM}) / (S_{rT} / u_{kr})$	
Caída de tensión Δu	8,96 %	4,59 %
Cálculo de la tensión de arranque del motor con transformador de bloque $U_{aM}(10$ kV)	$I_{aM}(10$ kV) = $U_r / [\sqrt{3} \cdot Z_{tot}(10$ kV)] $\rightarrow U_{aM}(10$ kV) = $\sqrt{3} \cdot I_{aM}(10$ kV) $\cdot Z_{aM}$	
Tensión de arranque del motor $U_{aM}(10$ kV)	7.133 V	7.061 V
Par relativo $\Delta M \sim [U_{aM}(10$ kV) / $U_r]$ ²	51 %	50 %

Tab. 6/10: Resultados de los cálculos de ejemplo para la utilización de un transformador de bloque

Asimismo se debe tener en cuenta que el par de arranque se reduce cuadráticamente con la corriente o la tensión del motor. O sea, que si se cumple la caída de tensión, se tiene que comprobar si el par de arranque y el tiempo de arranque son suficientes para alcanzar el funcionamiento normal del motor sin problemas.

Para los cálculos de ejemplo relativos al transformador de bloque se consideran los dos motores grandes que deban operar a través de variadores de frecuencia. Para la comprobación del par de arranque del motor se parte de que el 50 % del par de arranque máximo es suficiente. En base a la dependencia cuadrática (par $M \sim$ tensión de arranque del motor U_{aM}^2), la tensión en bornes del motor no debe caer más del 71 % de la tensión asignada.

La Fig. 6/8 muestra esquemáticamente la conexión de ambos motores de ejemplo 1 y 2 en el nivel de 30 kV mediante un transformador de bloque. Los efectos sobre la configuración ulterior de la red (p.ej. línea de trazos para el transformador de 63 MVA a 30 kV/10 kV en la Fig. 6/8) no se tienen en cuenta. Los resultados se indican en la Tab. 6/10.

Respecto a la estipulación de que el par de arranque del motor debe superar, por lo menos, el 50 % del par de operación nominal, ambos motores podrían ser arrancados mediante un transformador de bloque. Sin embargo, con un 8,96 %, la perturbación de red causada por el arranque del motor grande 1 (compresor

principal de aire MAC) es demasiado elevada para la caída de tensión en el nivel de 30 kV en comparación con la estipulación del máximo de un 5 %. Por el contrario, el motor 2 puede ser arrancado mediante un transformador de bloque con los datos de la Fig. 6/8 y una caída de tensión admisible del 4,59 %. Pero en lo sucesivo se vuelve a partir del concepto original con la conexión de estos dos motores mediante variadores de frecuencia.

6.7 Protección de generador

Para todos los interruptores de potencia de Siemens se realizan, por principio, ensayos de tipo según la norma IEC 62271-100. Los interruptores de potencia para generador están ensayados adicionalmente según IEC/IEEE 62271-37-013. Este estándar para generadores de más de 10 MVA tiene en cuenta los requisitos más elevados a los que están sometidos los interruptores de potencia durante la maniobra de generadores (Fig. 6/9):

- En caso de defectos alimentados por el generador: componentes elevadas de corriente continua y la consecuente falta de pasos por cero
- En caso de defectos alimentados por red: pendientes TRV más elevadas (pendiente del flanco de la tensión transitoria de restablecimiento)
- Mayores valores de la tensión de ensayo.

Los requisitos particulares conducen a un diseño y configuración especial de los interruptores para genera-

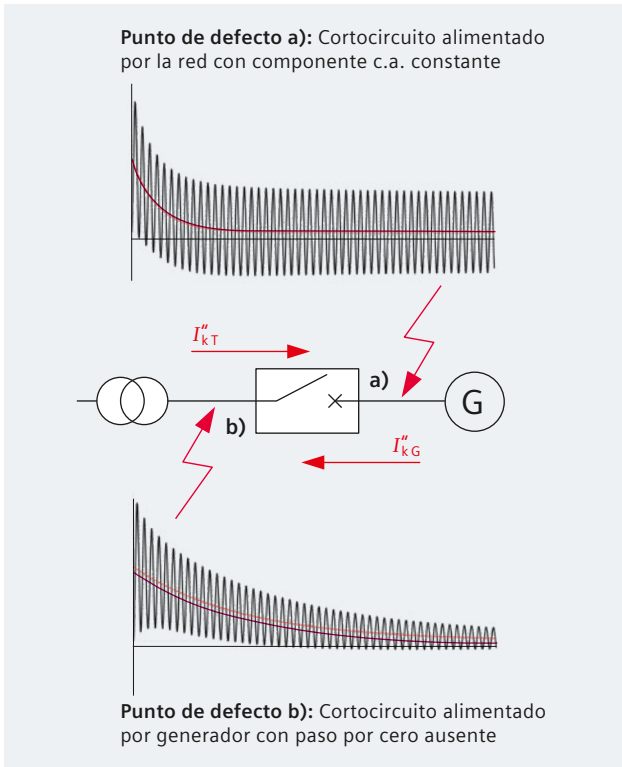


Fig. 6/9: Solicitación por cortocircuito de un interruptor para generador con a) alimentación por transformador b) alimentación por generador

dores. Habitualmente, los interruptores de potencia convencionales no cumplen estos requisitos. Algunos criterios para la selección del interruptor para generador son:

- Tensión asignada
- Corriente asignada
- Comportamiento en caso de cortocircuito alimentado por el lado de la red
- Comportamiento en caso de cortocircuito alimentado por el lado del generador.

Para ello se calculan las corrientes de cortocircuito teniendo en cuenta los dos orígenes del defecto (lado de red – lado del generador) y los estados de operación de la planta. Lo mejor es un acuerdo entre el fabricante del generador y el del interruptor de potencia. Algunas características esenciales de los interruptores de potencia, que deben ser comprobadas, son:

- Componente c.c. de la corriente de corte en cortocircuito
- Corriente de corte asimétrica.

La capacidad del interruptor de potencia al vacío para aplicaciones de maniobra de generadores alcanza, según tipo, corrientes asignadas de hasta 14 kA, una potencia aparente de hasta 500 MVA, tensiones asignadas de hasta 24 kV y una corriente asignada de corte en corto-

circuito I_{sc} de hasta 110 kA. Para los dos generadores de 16 MVA de la PSA se utilizan interruptores de potencia tipo SION 3AE2185. Los datos técnicos figuran en el folleto [6.3], así como los de otros tipos de interruptores.

6.8 Concepto de protección de red así como gestión de la energía

Los instrumentos de medida, relés de protección numéricos, transformadores de corriente y de tensión, así como aparatos de evaluación y control deben estar adaptados entre sí. Para ello se deben tener en cuenta tanto las condiciones de conexión a la red (véase el capítulo 4) como los requisitos propios de la planta. Por motivos de claridad, el concepto de la protección de red y el concepto de medición para una gestión de energía se describen por separado. El punto de interconexión central está formado por el controlador de proceso SICAM A8000 Process Controller y el controlador para microrredes Microgrid Controller para el control de las plantas de autogeneración para ambas líneas de proceso de la PSA. Los equipos están duplicados en espejo para las dos líneas de proceso, y mediante la interconexión de comunicaciones se puede asegurar la redundancia en el control de estos componentes esenciales.

i) Concepto de protección de red

Para desarrollar el concepto de protección hay que proceder como sigue:

1. Especificar objetivos de protección que resulten de la configuración de la distribución así como de los requisitos específicos del proyecto y de la operación (p.ej. posiciones de dispositivos de maniobra respecto a modos de operación predefinidos de la planta, modos de operación del generador)
2. Selección de los relés de protección según los objetivos individuales de protección (p.ej. transformador, generador, motor, línea) y el tipo de protección más adecuado (p.ej. protección de sobrecorriente de tiempo definido, protección diferencial, protección de distancia)
3. Dimensionamiento y selección de transformadores de corriente de protección adecuados.

Además, la puesta a tierra del neutro influye en gran medida en el concepto de protección, las funciones de protección a elegir (p.ej. detección de defecto a tierra sensible, detección de dirección), la selección y configuración de los transformadores de corriente de protección (p.ej. transformadores sumadores de corriente para la detección de pequeñas corrientes de defecto a tierra en redes aisladas y compensadas, transformadores de tensión para detección de dirección).

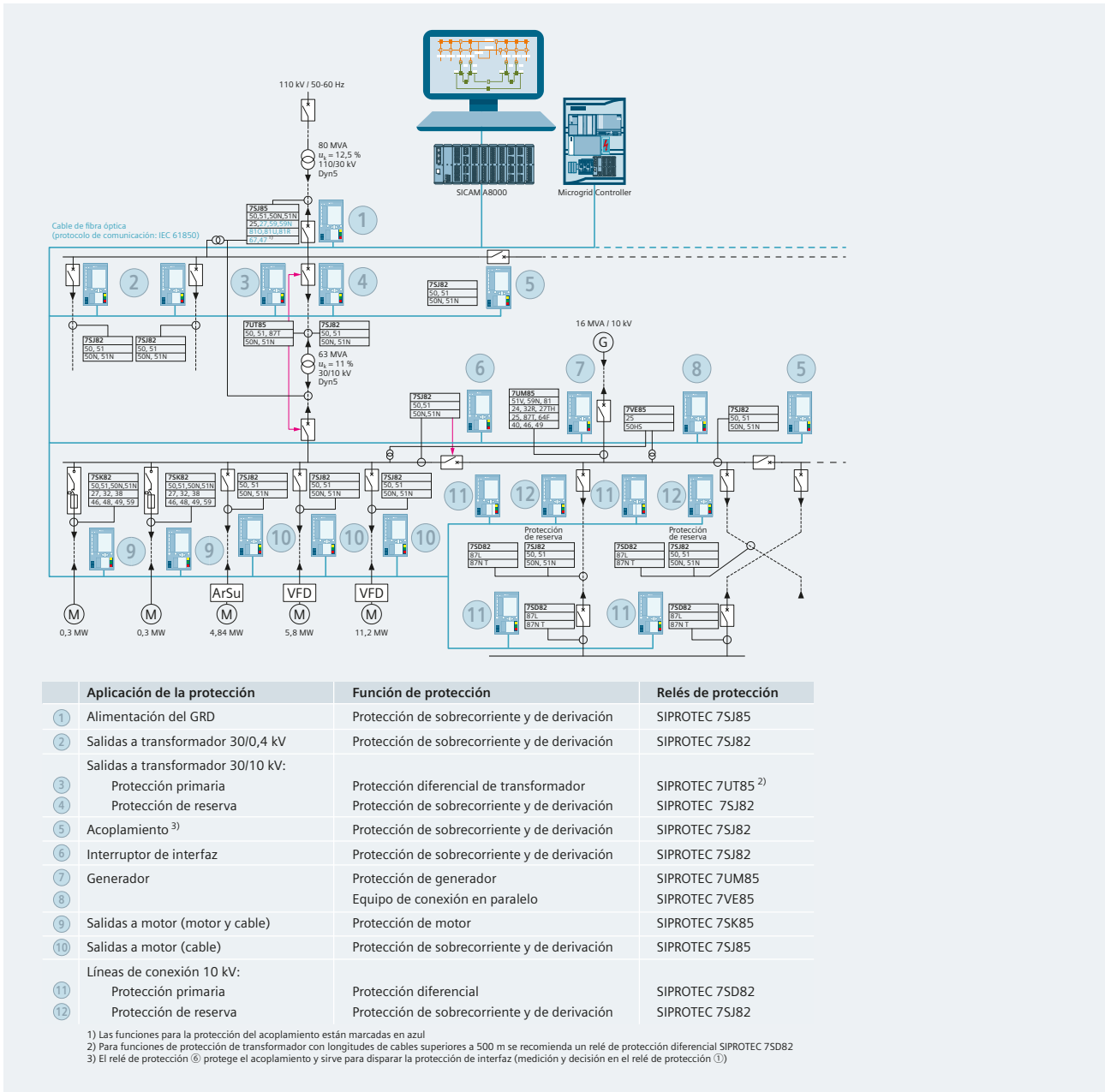


Fig. 6/10: Componentes principales, funciones de protección e interconexiones en el concepto de protección de red para la PSA (las flechas rojas marcan interruptores de potencia que pueden ser disparados por el relé de protección)

Para la protección de red en el lado de media tensión en el concepto de distribución de energía eléctrica se utilizan relés de protección numéricos. Según el caso de aplicación se prevén relés SIPROTEC 5, como se muestra en la Fig. 6/10. Las funciones de protección de los relés individuales se han listado en la Tab. 6/11 según su numeración en la Fig. 6/10.

La base para el dimensionamiento y la selección de los transformadores de corriente de protección está definida por la norma IEC 61869-2 y la directiva de aplicación IEC/TR 61869-100. Los requisitos para los transformadores de corriente de protección están predefinidos por el relé de protección en cuestión y se pueden encontrar en los manuales correspondientes (p.ej. para SIPROTEC 5).

ANSI	Función	Abr.
24	Protección de sobreexcitación	U/f
25	Verificador de sincronismo, función de sincronización	Sync
27	Protección de subtensión	U<
27TH	Protección de estator contra defectos a tierra con 3ª armónica	U03.H<
32R	Protección de potencia inversa	-P<
40	Protección de subexcitación	1/xd
46	Protección de sobrecorriente-tiempo, secuencia de fase negativa; protección de desequilibrio de carga	I2>, I2 ² t>
47	Protección de sobretensión, secuencia de fase negativa	U2>
49	Protección de sobrecarga térmica	θ, I ² t
50/51	Protección de sobrecorriente-tiempo, fases	I1>
50N/51N	Protección de sobrecorriente-tiempo, tierra	IN>
51V	Protección de sobrecorriente-tiempo dependiente de tensión	t=f(I,U)
59/59N	Protección de sobretensión: "trifásica" o "sistema de secuencia cero U0" o "sistema de secuencia de fase positiva U1" o "universal Ux"	U>
64F	Protección de rotor contra defectos a tierra	IRE>, RRE<
67	Protección de sobrecorriente-tiempo direccional, fases	I>, <(U,I)
81	Protección de frecuencia: "f>" o bien "f<" o bien "df/dt"	f<>; df/dt<>
81O	Protección de sobrefrecuencia	f>
81R	Protección de variación de frecuencia	df/dt<>
81U	Protección de subfrecuencia	f<(AFE)
87N T	Protección diferencial de defecto a tierra	ΔIN
87T	Protección diferencial de transformador	ΔI

Tab. 6/11: Funciones de protección de los relés SIPROTEC para el concepto de protección de la PSA con código ANSI (IEEE C37.2) y abreviaciones de funciones (IEC 60617); para otras funciones de los relés y detalles de las mismas, véanse [6.4] y [6.5]

Para no dañar el relé de protección conectado en el lado secundario, el transformador de corriente debe entrar en saturación a tiempo. Pero tampoco debe entrar en saturación demasiado pronto para no perder la relación de transformación lineal, lo que produciría errores inadmisibles (Fig. 6/11). Ya que el dimensionamiento de los transformadores de corriente se vuelve complejo rápidamente, Siemens ofrece para ello la herramienta PC CTDim. Adicionalmente, los asesores técnicos de TIP ofrecen su apoyo para la configuración de transformadores de corriente.

ii) Concepto de medición y sistema de gestión de energía

Para la transparencia energética en la red de distribución se capturan valores de medición en los tres niveles:

- Alimentación
- Distribución
- Salidas a consumidores.

En la acometida, el punto de conexión de la red (PoC) hacia el cliente, el operador del punto de medición mide la energía adquirida o bien, dado el caso, la energía retroalimentada a la red de distribución [5.1]. Para la PSA no se ha previsto una retroalimentación regenerativa de las plantas de autogeneración hacia la red.

Para poder verificar los datos que el operador del punto de medición pone a disposición del operador de la instalación, y para obtener información más amplia, el cliente puede realizar mediciones de control adicionales. Los aparatos de medida con funciones de análisis de red son los más adecuados para estas mediciones de control. Los aparatos de medida pueden suministrar los valores siguientes:

- Suma de energía a través de las tres fases
- Valores de energía por fase: parte proporcional activa y reactiva
- Valores de potencia por fase: parte proporcional activa y reactiva
- Factores de potencia activa por fase y como suma
- Factores de potencia por fase y como suma
- Contenidos armónicos de tensión (THDU) y corriente (THDI por fase y como suma)
- Parpadeo, etc. (dependiendo de los aparatos).

Como el usuario posee una red de media tensión propia aguas abajo de la acometida del GRD, obviamente es posible realizar las mediciones de control en el nivel de media tensión del usuario.

Para el concepto de medición mostrado en la Fig. 6/12, de acuerdo con los requisitos de los distintos niveles se utilizan los aparatos de medida de Siemens SICAM Q100, P850 y P50.

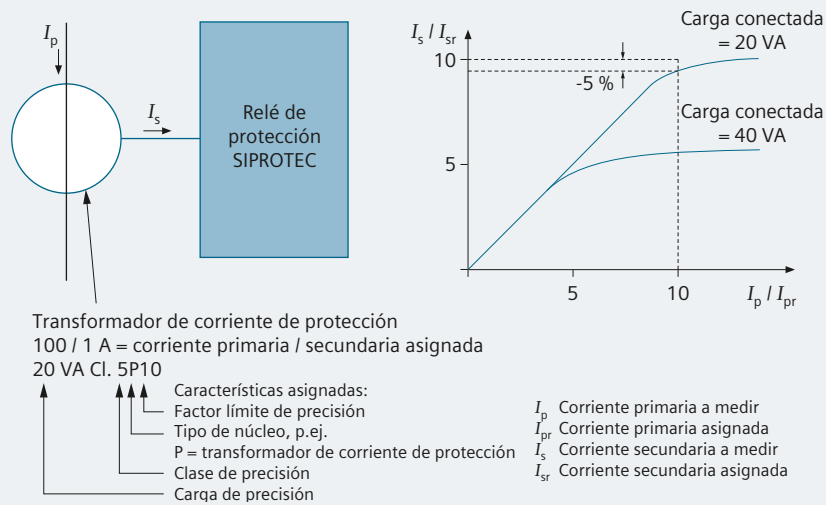


Fig. 6/11: Clasificación de transformadores de corriente de protección según IEC 61869-2 y saturación del transformador de corriente con distintas cargas

Algunos valores de medida típicos en los tres niveles de captura [5.1] son:

1. Alimentación – medición en PoC/control:
Energía activa/reactiva, potencia activa/aparente/reactiva, frecuencia, tensiones, corrientes, factor de potencia activa ($\cos \varphi$), factores de potencia (λ), contenido armónico (THD) y otros factores de calidad de red
2. Alimentación – autogeneración:
Energía activa, potencia activa/reactiva, tensiones, corrientes, frecuencia, factores de potencia activa
3. Niveles de distribución y transformadores:
Corrientes, factores de potencia activa, factores de potencia, contenido armónico de las corrientes
4. Nivel de consumidor:
Las mediciones dependen de los requisitos de carga (véase [5.1]); como mínimo se miden habitualmente la potencia activa/reactiva y las corrientes.

Además, siempre hay que tener en cuenta la evaluación, el análisis y la valoración de los datos de medición, especialmente de los referidos a la calidad de red.

Gracias a la detección temprana de anomalías se pueden evitar fallos y daños. Por esto, los aparatos de medida deberían estar en condiciones de proporcionar los datos básicos para un análisis de la calidad de red. Con Power Quality Analytics (PQA), Siemens proporciona un servicio adecuado para ello, siendo el núcleo de la evaluación una conferencia entre expertos y el cliente.

El dispositivo de medición multifuncional SICAM Q100 se utiliza para la captura, visualización, análisis y transmisión de los valores de las mediciones eléctricas, como

son, por ejemplo, corriente alterna, tensión alterna, frecuencia, potencia, contenido armónico. La captura, procesamiento y precisión de los valores de medida y eventos corresponde a la norma IEC 61000-4-30 clase A para la medición de la calidad de red. Además de la función de monitorización, el aparato posee una función combinada de registro y análisis: Los valores de medida se pueden almacenar mediante distintos registradores (p.ej. registradores de calidad de red y registradores de fallos) en intervalos de tiempo programables. Los datos y eventos a largo plazo se evalúan directamente en el aparato y se representan como un informe según las normas de calidad de red (p.ej. EN 50160).

Los SICAM P850 son aparatos multifunción para la captura, representación y transmisión de valores de medida eléctricos como corriente alterna, tensión alterna, tipos de potencia, contenido armónico, etc. A través de las interfaces de comunicación, los valores de medida se pueden enviar a un PC y al centro de control y protección, o se pueden mostrar en una pantalla opcional.

Además de la función de monitorización, SICAM P850 ofrece, en su calidad de aparato todo-en-uno con su memoria interna de 2 GB, nuevas funcionalidades de registrador:

- Registro y captura de la curva sinusoidal con ajustes de disparo por tensión y corriente en COMTRADE
- Registro de valores medios, mínimos y máximos de distintos parámetros de red en CSV a intervalos flexibles
- Exportación flexible de datos en formato CSV y/o COMTRADE.

Con el servidor de red integrado en el aparato se realiza la parametrización y visualización de valores de medida mediante páginas HTML en el PC/portátil conectado. En los aparatos con pantalla también es posible una parametrización mediante las teclas de función en la parte frontal así como una visualización de valores de medición a través de la pantalla.

El SICAM P50 Power Meter es un medidor de potencia con pantalla gráfica retroiluminada para montaje empo-

trado o montaje estándar en perfil DIN para la captura y/o visualización de valores de medición en redes de suministro de electricidad. Se pueden capturar más de 100 valores de medida, como por ejemplo valores eficaces de tensiones (entre fases y/o fase-tierra), corrientes, potencia y energía activa, reactiva y aparente, factor de potencia, ángulo de fase, corrientes y tensiones armónicas, contenido armónico (THD) por fase más frecuencia y factor de simetría, energía, así como señales y estados externos.

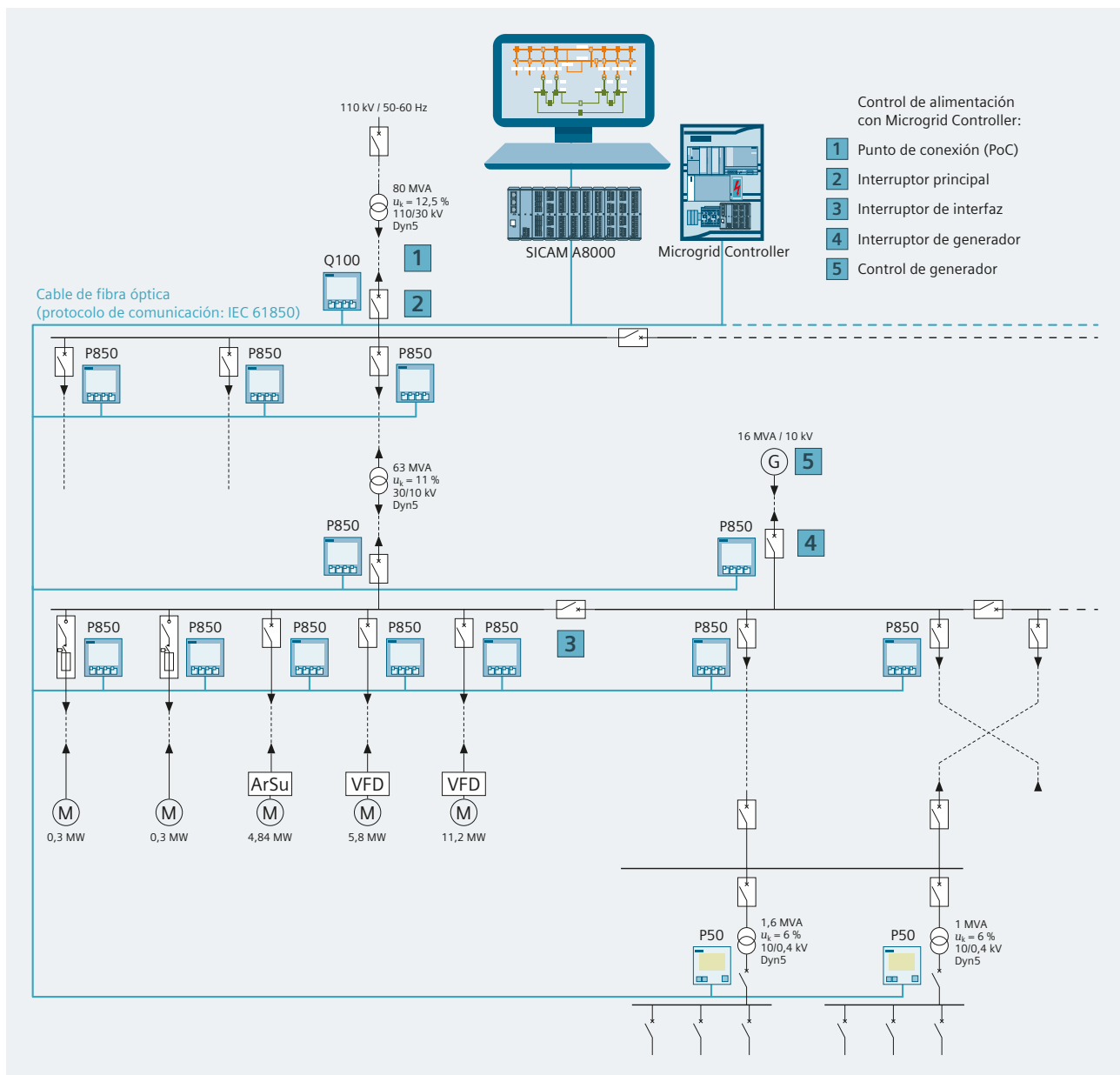


Fig. 6/12: Concepto de medición para gestión de energía de la PSA y control de alimentación con el Microgrid Controller

Otras propiedades del aparato son:

- Parametrización sencilla con el software de parametrización SICAM P Manager y con el teclado frontal
- Pantalla gráfica retroiluminada con hasta 20 pantallas programables
- Reloj en tiempo real para capturar los valores de medición y los estados con sello de tiempo
- Memoria de 1 MB con sistema de gestión de memoria
- Captura y visualización de incumplimiento de valores límites y anotaciones en el registro
- Batería integrada para capturas: Por ejemplo, los incumplimientos de valores límites o los valores de energía (valores de contador) no se pierden aunque falle la alimentación auxiliar, sino que permanecen disponibles en la memoria de valores de medición por un plazo de hasta 3 meses.

Datos y características adicionales de los aparatos SICAM se pueden consultar en el catálogo de producto [6.6].

Como aplicación del sistema de gestión de energía (PMS) SICAM, el Microgrid Controller (Fig. 6/13) supervisa y controla el sistema de distribución de energía eléctrica en los distintos niveles de tensión, inclusive la alimentación GRD, por el lado del cliente en el lado secundario del transformador de 30 kV, y los generadores en el nivel de 10 kV, tanto en la operación normal como en estados de defecto. En caso de una interrupción del suministro de corriente en la alimentación o en los generadores, el sistema debe iniciar una rápida conmutación de los consumidores prioritarios a la alimentación disponible. Así se intentan minimizar las repercusiones sobre los procesos normales de producción en la planta. Funcionalmente, el PMS debe permitir una operación tanto automática como controlada por el usuario.

Para la PSA, el Microgrid Controller debe garantizar de modo automático que no se produzca ninguna retroalimentación regenerativa de los generadores hacia la red de alimentación, y que la alimentación por generador se regule de modo óptimo según las condiciones de operación. Deben cumplirse las condiciones de conexión a la red del GRD. Estas se orientan, como ya se ha descrito en el capítulo 4.3, por estipulaciones, normas, leyes o directivas nacionales (véase la Fig. 4/5). La base para ello son reglamentos y normas internacionales (capítulo 4.3) que reflejan un estado reconocido de la técnica.

Para el control de la alimentación mediante el Microgrid Controller, en el concepto de protección y medición de red de la PSA se eligen los puntos de medición y dispositivos de maniobra marcados con casillas azules en la Fig. 6/12 – según la Fig. 4/10. La interconexión



Fig. 6/13: Caja de automatización como aplicación de sistema del Microgrid Controller

del Microgrid Controller con la regulación del generador se representa de forma esquemática mediante una casilla propia (5). Naturalmente, se puede acceder al Microgrid Controller a través de una interfaz de operación (IHM).

6.9 Vistas de frente y planificación de espacios para las celdas de media tensión

Tras haber dimensionado los dispositivos de maniobra y relés de protección para las celdas de media tensión en el nivel de 30 kV y en el de 10 kV se pueden determinar medidas, pesos y condiciones de instalación. Para ello, la herramienta de planificación SIMARIS project es una ayuda importante. Mientras que la vista frontal del conjunto de celdas de media tensión 8DA para el nivel de 30 kV se ha representado en la Fig. 6/14 con todas las celdas, del conjunto de celdas de media tensión NXAIR para la distribución de proceso en el nivel de 10 kV solo se muestra aprox. la mitad en la Fig. 6/15, ya que las celdas marcadas con líneas de trazos se repiten en espejo. Las celdas de media tensión de menor potencia NXPLUS C para las dos líneas de proceso están configuradas de modo idéntico, por ello es suficiente la representación de una de ellas (Fig. 6/16).

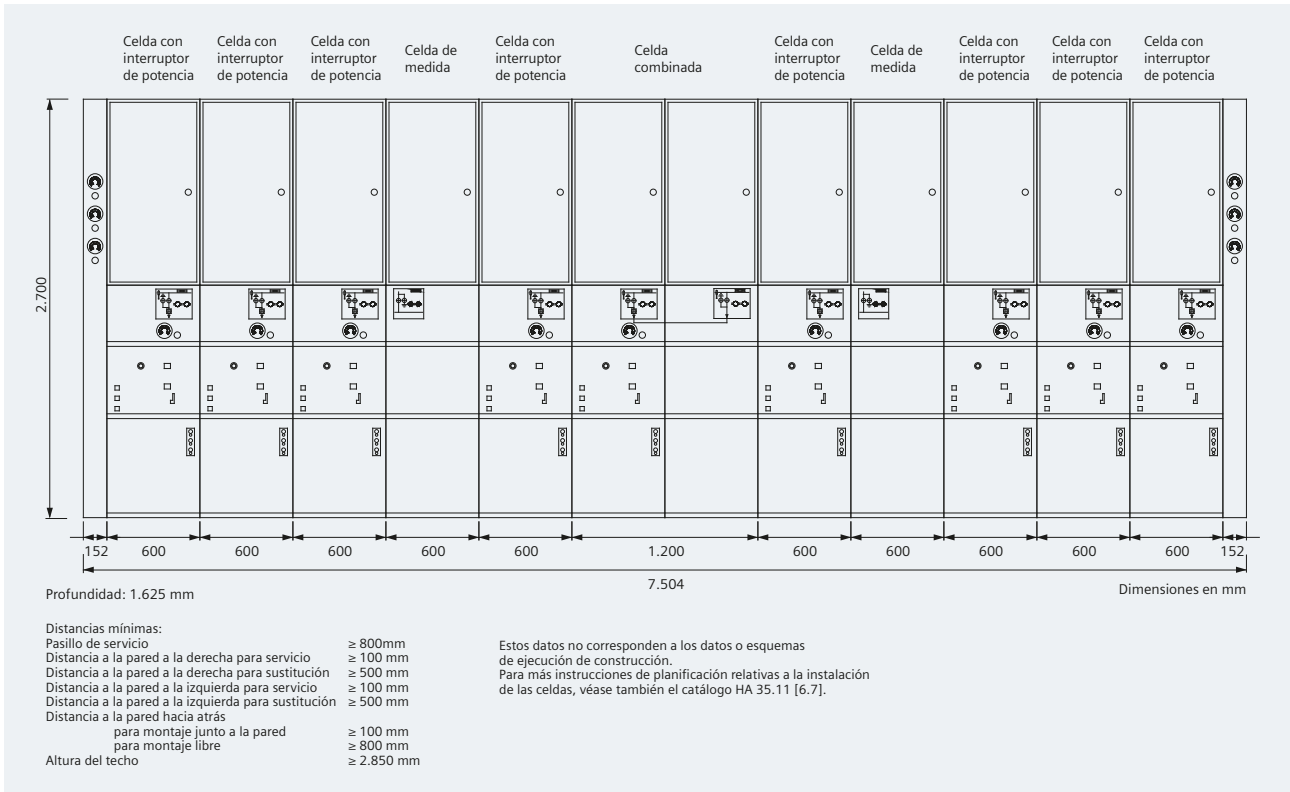


Fig. 6/14: Vista de frente y datos de instalación para el conjunto de celdas 8DA de 30 kV

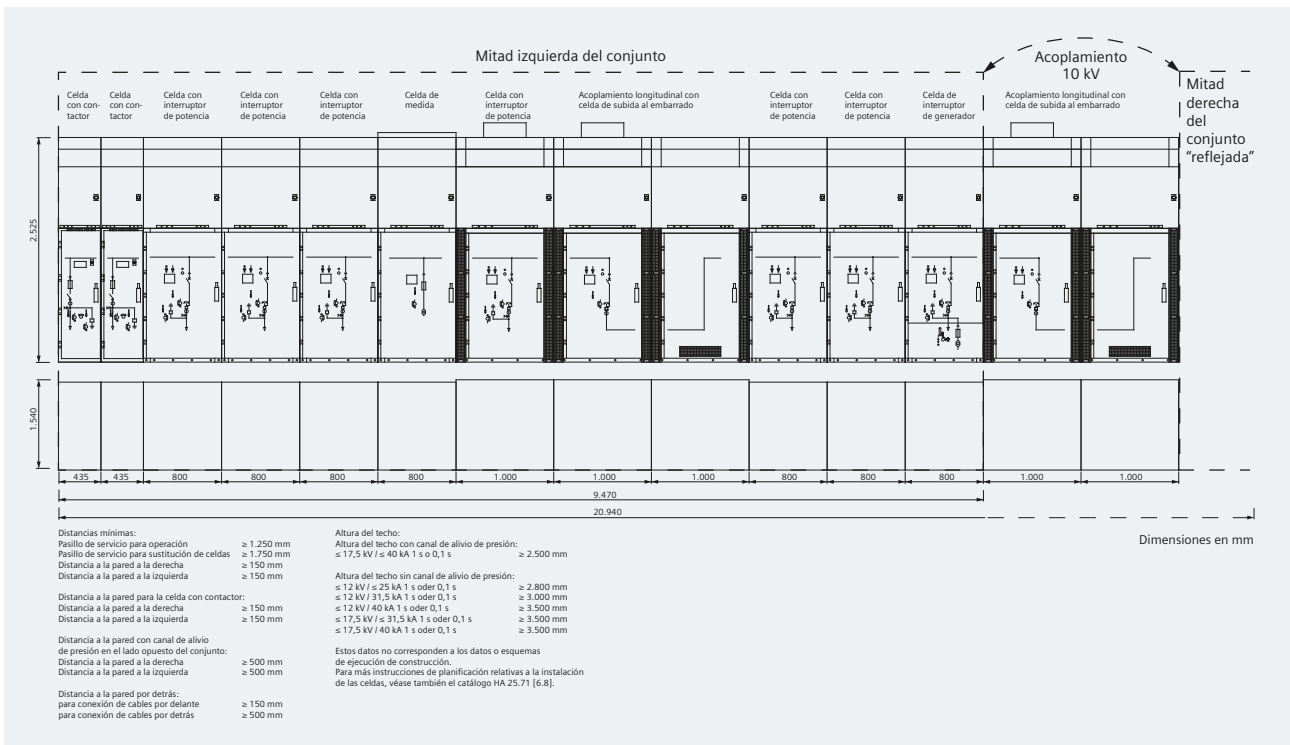


Fig. 6/15: Vista de frente de una mitad del conjunto de celdas más acoplamiento longitudinal, y datos de instalación para el conjunto de celdas NXAIR de 10 kV

1

2

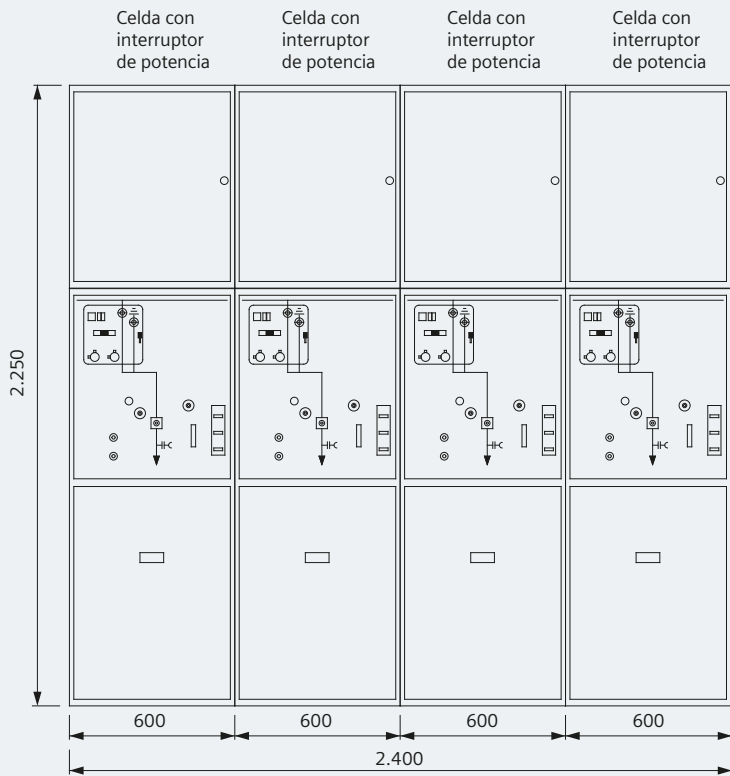
3

4

5

6

7



Profundidad: 1.225 mm

Dimensiones en mm

Distancias a las paredes:

Distancia a la pared por detrás ≥ 50 mmDistancia a la pared a la derecha ≥ 50 mmDistancia a la pared a la izquierda ≥ 50 mmPasillo de servicio ≥ 800 mmPasillo de servicio para ampliación (celdas de 600 mm) ≥ 1.400 mmPasillo de servicio para ampliación (celdas de 900 mm) ≥ 1.600 mmAltura del techo: ≥ 2.500 mm

Aberturas mínimas de las puertas para el transporte:

Ancho de celda	Profundidad de las celdas	Altura de las celdas	Vano de la puerta [ancho x altura]
600 mm	1.100 mm - 1.225 mm	2.250 / 2.650 mm	900 mm x 2.500 mm
900 mm	1.225 mm	2.250 ^{*)} / 2.650 mm	1.200 mm x 2.500 mm

*) El alerón se suministra no montado

Estos datos no corresponden a los datos o esquemas de ejecución de construcción.

Para más instrucciones de planificación relativas a la instalación de las celdas, véase también el catálogo HA 25.71 [6.8].

Fig. 6/16: Vista de frente e indicaciones y datos de instalación para un conjunto de celdas de media tensión NXPLUS C



Capítulo 7

Anexos

7.1 Lista de las normas citadas	122
7.2 Lista de abreviaturas	125
7.3 Bibliografía	127
7.4 Sistema de unidades	129

7 Anexos

1

2

3

4

5

6

7

7.1 Lista de las normas citadas

Normas, directivas, reglamentos	Año	Título español / nacional	Título inglés
UE 2009/714	2009	Condiciones de acceso a la red para el comercio transfronterizo de electricidad (antecesor de UE 2019/943)	Conditions for access to the network for cross-border exchanges in electricity (Predecessor of 2019/943/EU)
UE 2014/30	2014	Armonización de las legislaciones de los Estados miembros en materia de compatibilidad electromagnética	Harmonisation of the laws of the Member States relating to electromagnetic compatibility
UE 2014/53	2014	Armonización de las legislaciones de los Estados miembros sobre la comercialización de equipos radioeléctricos	Harmonisation of the laws of the Member States relating to the making available on the market of radio equipment
UE 2015/1222	2015	Establecimiento de una directriz sobre la asignación de capacidad y la gestión de las congestiones	Establishing a guideline on capacity allocation and congestion management
UE 2016/631	2016	Establecimiento de un código de red sobre requisitos de conexión de generadores a la red	Network code on requirements for grid connection of generators
UE 2018/2002	2018	Eficiencia energética	Energy efficiency
UE 2019/943	2019	Mercado interior de la electricidad	Internal market for electricity
UE 2019/944	2019	Normas comunes para el mercado interior de la electricidad	Common rules for the internal market for electricity
AS/NZS 3010 (Australia / Nueva Zelanda)	2017	<i>Trad.</i> : Instalaciones eléctricas – Grupos electrógenos	Electrical installations – Generating sets
CEI 0-16 (Italia)	2016	Regola tecnica di riferimento per la connessione di utenti attivi e passivi alle reti AT ed MT	Reference technical rules for the connection of active and passive consumers to the HV and MV electrical networks of distribution companies
DIN VDE 0100 Sup. 5	2017	Errichten von Niederspannungsanlagen – Beiblatt 5: Maximal zulässige Längen von Kabeln und Leitungen unter Berücksichtigung des Fehlerschutzes, des Schutzes bei Kurzschluss und des Spannungsfalls	Erection of low-voltage systems – Supplement 5: Maximum permissible lengths of cables and lines in consideration of fault protection, protection in case of short circuit, and voltage drop
EN 50549-1	2019	Requisitos para centrales eléctricas destinadas a ser conectadas en paralelo con redes de distribución. Parte 1: Conexión a una red de distribución de BT – Centrales eléctricas hasta el tipo B inclusive.	Requirements for generating plants to be connected in parallel with distribution networks – Part 1: Connection to a LV distribution network – Generating plants up to and including Type B
EN 50549-2	2019	Requisitos para centrales eléctricas destinadas a ser conectadas en paralelo con redes de distribución. Parte 2: Conexión a una red de distribución de MT – Centrales eléctricas hasta el tipo B inclusive.	Requirements for generating plants to be connected in parallel with distribution networks – Part 2: Connection to a MV distribution network – Generating plants up to and including Type B
EN 50160	2010	Características de la tensión suministrada por las redes generales de distribución	Voltage characteristics of electricity supplied by public electricity networks
ENA G99 (Inglaterra)	2019	<i>Trad.</i> : Recomendación de ingeniería: Requisitos para la conexión de equipos de generación en paralelo con redes públicas de distribución	Engineering recommendation: Requirements for the connection of generation equipment in parallel with public distribution networks
IEC 60038	2012	Tensiones normalizadas de CENELEC	CENELEC standard voltages
IEC 60044-7	1999	Transformadores de medida – Parte 7: Transformadores de tensión electrónicos	Instrument transformers – Part 7: Electronic voltage transformers
IEC 60076-5	2007	Transformadores de potencia – Parte 5: Aptitud para soportar cortocircuitos	Power transformers – Part 5: Ability to withstand short-circuit
IEC 60076-11	2018	Transformadores de potencia – Parte 11: Transformadores de tipo seco	Power transformers – Part 11: Dry-type transformers
IEC 60099-4	2014	Pararrayos – Parte 4: Pararrayos de óxido metálico sin explosores para sistemas de corriente alterna	Surge arresters – Part 4: Metal-oxide surge arresters without gaps for a.c. systems

Normas, directivas, reglamentos	Año	Título español / nacional	Título inglés
IEC 60204-1	2016	Seguridad de las máquinas – Equipo eléctrico de las máquinas – Parte 1: Requisitos generales	Safety of machinery – Electrical equipment of machines – Part 1: General requirements
IEC 60364-5-56	2018	Instalaciones eléctricas de baja tensión – Parte 5-56: Selección e instalación de los materiales eléctricos – Alimentación para los servicios de seguridad	Low-voltage electrical installations – Part 5-56: Selection and erection of electrical equipment – Safety services
IEC 60364-8-1	2019	Instalaciones eléctricas de baja tensión – Parte 8-1: Aspectos funcionales – Eficiencia energética	Low-voltage electrical installations – Part 8-1: Functional aspects – Energy efficiency
IEC 60617	2011	Símbolos gráficos para esquemas	Graphical symbols for diagrams
IEC 60644 ed. 2.1	2019	Especificaciones para los cartuchos fusibles de alta tensión destinados a circuitos con motores	Specification for high-voltage fuse-links for motor circuit applications
IEC 60870-5-103	1997	Equipos y sistemas de telecontrol – Parte 5-103: Protocolos de transmisión – Norma de acompañamiento para las comunicaciones con los equipos de protección	Telecontrol equipment and systems – Part 5-103: Transmission protocols – Companion standard for the informative interface of protection equipment
IEC 60909-0	2016	Corrientes de cortocircuito en sistemas trifásicos de corriente alterna – Parte 0: Cálculo de corrientes	Short-circuit currents in three-phase a.c. systems – Part 0: Calculation of currents
IEC 60947-4-1	2018	Aparata de baja tensión – Parte 4-1: Contactores y arrancadores de motor – Contactores y arrancadores electromecánicos.	Low-voltage switchgear and controlgear – Part 4-1: Contactors and motor-starters – Electromechanical contactors and motor-starters
IEC 60947-4-2	2020	Aparata de baja tensión – Parte 4-2: Contactores y arrancadores de motor – Controladores y arrancadores semiconductores de motores de corriente alterna.	Low-voltage switchgear and controlgear – Part 4-2: Contactors and motor-starters – Semiconductor motor controllers, starters and soft-starters
IEC 61000		Serie de normas sobre compatibilidad electromagnética (CEM)	Series of standards: Electromagnetic compatibility (EMC)
IEC 61000-4-30	2015	Compatibilidad electromagnética (CEM) – Parte 4-30: Técnicas de ensayo y de medida – Métodos de medida de la calidad de suministro	Electromagnetic compatibility (EMC) – Part 4-30: Testing and measurement techniques – Power quality measurement methods
IEC 61800		Serie de normas sobre accionamientos eléctricos de potencia de velocidad variable	Series of standards: Adjustable speed electrical power drive systems
IEC 61850		Serie de normas sobre sistemas y redes de comunicación	Series of standards: Communication networks and systems
IEC 61869-2	2012	Transformadores de medida – Parte 2: Requisitos adicionales para los transformadores de intensidad	Instrument transformers – Part 2: Additional requirements for current transformers
IEC 61869-3	2011	Transformadores de medida – Parte 3: Requisitos adicionales para los transformadores de tensión inductivos	Instrument transformers – Part 3: Additional requirements for inductive voltage transformers
IEC 62271		Serie de normas sobre aparata de alta tensión	Series of standards: High-voltage switchgear and controlgear
IEC 62271-1	2017	Aparata de alta tensión – Parte 1: Especificaciones comunes para aparata de corriente alterna	High-voltage switchgear and controlgear – Part 1: Common specifications for alternating current switchgear and controlgear
IEC 62271-100	2008	Aparata de alta tensión – Parte 100: Interruptores automáticos de corriente alterna	High-voltage switchgear and controlgear – Part 100: Alternating-current circuit-breakers
IEC 62271-106	2011	Aparata de alta tensión – Parte 106: Contactores, controladores y arrancadores de motor con contactores, de corriente alterna	High-voltage switchgear and controlgear – Part 106: Alternating current contactors, contactor-based controllers and motor-starters
IEC 62271-110	2018	Aparata de alta tensión – Parte 110: Manobra de cargas inductivas	High-voltage switchgear and controlgear – Part 110: Inductive load switching

1

2

3

4

5

6

7

1

2

3

4

5

6

7

Normas, directivas, reglamentos	Año	Título español / nacional	Título inglés
IEC/TR 61869-100	2017	<i>Trad.</i> : Transformadores de medida – Parte 100: Guía de aplicación para transformadores de corriente en la protección de red	Instrument transformers – Part 100: Guidance for application of current transformers in power system protection
IEC 60034-25	2014	<i>Trad.</i> : Máquinas eléctricas rotatorias – Parte 25: Máquinas de corriente alterna para utilización en sistemas de accionamiento de potencia – Guía de aplicación	Rotating electrical machines – Part 25: A.C. electrical machines when used in power drive systems – Application guide
IEC/TS 62786	2017	<i>Trad.</i> : Conexión a la red de centrales eléctricas distribuidas	Distributed energy resources connection with the grid
IEC/IEEE 62271-37-013	2015	<i>Trad.</i> : Aparata de alta tensión – Parte 37-013: Interruptores automáticos de generador en corriente alterna	High-voltage switchgear and controlgear – Part 37-013: Alternating-current generator circuit-breakers
IEEE 141	1993	<i>Trad.</i> : Prácticas recomendadas para distribución de potencia eléctrica en plantas industriales	Recommended practice for electric power distribution for industrial plants
IEEE 1547	2018	<i>Trad.</i> : Estándar para la interconexión de recursos distribuidos con sistemas de energía eléctrica	IEEE Standard for Interconnection and Interoperability of Distributed Energy Resources with Associated Electric Power Systems Interfaces
IEEE 2030	2011	<i>Trad.</i> : Guía para la interoperabilidad de redes inteligentes de tecnología energética y operación de tecnología de la información con el sistema de energía eléctrica (EPS) y aplicaciones y cargas de uso final	Guide for smart grid interoperability of energy technology an information technology operation with the Electric Power Systems (EPS), end-use applications, and loads
IEEE C37.2	2008	<i>Trad.</i> : Números de función, acrónimos y designaciones de contactos de dispositivos de sistemas de energía eléctrica	Electrical power system device function numbers, acronyms, and contact designations
ISO 9001	2015	Sistemas de gestión de la calidad – Requisitos	Quality management systems – Requirements
ISO 14001	2015	Sistemas de gestión ambiental – Requisitos con orientación para su uso	Environmental management systems – Requirements with guidance for use
ISO 50001	2015	Sistemas de gestión de la energía – Requisitos con orientación para su uso	Energy management systems – Requirements with guidance for use
NTS v1.0 (España)	2019	Norma técnica de supervisión de la conformidad de los módulos de generación de electricidad según el Reglamento UE 2016/631	Technical supervision standard to harmonize electricity generating modules with 2016/631/EU
Q/GDW 480-2015 (China)	2015	<i>Trad.</i> : Regla técnica para recursos distribuidos conectados a la red eléctrica	Technical rule for distributed resources connected to power grid
Technical regulation 3.2.1 (Dinamarca)	2016	<i>Trad.</i> : Reglamento técnico 3.2.1 para centrales eléctricas inferiores o iguales a 11 kW	Technical regulation 3.2.1 for power plants up to and including 11 kW
Technical regulation 3.2.2 / 3.2.3 / 3.2.5 (Dinamarca)	2016/17	<i>Trad.</i> : Reglamento técnico 3.2.2 / 3.2.3 / 3.2.5 para centrales fotovoltaicas / térmicas / eólicas superiores a 11 kW	Technical regulation 3.2.2 / 3.2.3 / 3.2.5 for PV / thermal / Wind power plants above 11 kW
VDE AR-N 4110 (Alemania)	2018	<i>Trad.</i> : Reglas técnicas para la conexión de centrales de clientes a la red de media tensión y su operación	Technical rules for the connection and operation of customer installations to the medium-voltage grid (TCR medium voltage)
VDI 2552 Hoja 1	2020	<i>Trad.</i> : Modelado de información de construcción – Bases	Building information modeling – Fundamentals
VDI 3633 Hoja 6	2001	<i>Trad.</i> : Simulación de sistemas de logística, flujo de materiales y producción – Representación de recursos humanos en modelos de simulación	Simulation of systems in materials handling, logistics and production – Representation of human resources in simulation models
VDI 3637	1996	<i>Trad.</i> : Colección de datos para planificación de fábricas a largo plazo	Data collection for long term factory planning
VDI 4499 Hoja 1	2008 / confirmado en 2015	<i>Trad.</i> : Fábrica digital – Bases	Digital factory – Fundamentals
VDI 5200 Hoja 1	2011	<i>Trad.</i> : Planificación de fábricas – Procedimientos de planificación	Factory planning – Planning procedures

7.2 Lista de abreviaturas

3G Estándar de telefonía móvil, 3ª generación

A

AAL Active-assisted living
 ACER Agency for the Cooperation of Energy Regulators
 ACR Alta capacidad de ruptura
 AEMC Australian Energy Market Commission
 ANSI American National Standards Institute
 API Application programming interface
 ArSu Arrancador suave
 AT Alta tensión
 AVC Automatic voltage control

B

BIM Building information modeling
 BT Baja tensión
 Btu British thermal unit

C

CAPEX Capital expenditure
 CDE Common data environment
 CENELEC Comité Européen de Normalisation Électrotechnique
 CEPA Cambridge Economic Policy Associates Ltd
 Cogeneración de energía térmica y eléctrica
 Cip Cleaning in place
 CMS Condition monitoring system
 CPS Cyber-physical system
 CSV Comma separated values

D

DEMS Distributed energy resource management system
 DEOP Distributed energy optimization
 DES Distributed energy systems

E

EIA U.S. Energy Information Administration
 ENA Energy Networks Association
 ENTSO-E European Network of Transmission System Operators for Electricity

F

FOS Field of science and technology
 FP Fase de prestación
 FRT Fault-ride-through
 FS Factor de simultaneidad
 FSM Frequency-sensitive mode
 FV Fotovoltaico

G

GB Gigabyte
 GPS Global positioning system
 GRD Gestor de red de distribución
 GRT Gestor de red de transporte

H

HGL Hydrocarbon gas liquids
 HOAI Estructura de honorarios para servicios de arquitectura e ingeniería en Alemania
 HTML Hypertext markup language
 HVAC Heating, ventilation, air conditioning

I

I4.0 Industria 4.0
 IEA International Energy Agency
 IEC International Electrotechnical Commission
 IEEE Institute of Electrical and Electronics Engineers
 IFC Industry foundation classes
 IHM Interfaz hombre-máquina
 IoT Internet of things
 IP Interruptor de potencia
 IPV Interruptor de potencia al vacío

K

KPI Key performance indicator

L

LCOE Levelized cost of electricity
 LFC Load frequency control
 LFSM-O Limited frequency sensitive mode – overfrequency
 LFSM-U Limited frequency sensitive mode – underfrequency

1

LoD	Level of detail
LOD	Level of development
LoG	Level of geometry
LoI	Level of information

2

M	
M2M	Machine-to-machine
M ³	Machine-machine-management
MAC	Main air compressor
MCC	Motor control center
MOM	Manufacturing operations management
MT	Media tensión

3

N	
NC RfG	Network code requirements for generators
NERC	North American Electric Reliability Corporation

4

O	
O & M	Operation and maintenance
OCDE	Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico
OPEX	Operational expenditure
OVRT	Overvoltage-ride-through

5

P	
PaaS	Platform as a service
PCC	Point of common coupling
PDM	Product data management
PET	Polietileno
PIB	Producto interior bruto
PIM	Project information model
PL	Performance level
PLM	Product lifecycle management
PMS	Power management system
PNF	Pre-notification factor
PoC	Point of connection
PQA	Power quality analytics
prim	Tensión primaria
PSA	Planta de separación del aire
PSS®	Power system simulation software
PVC	Cloruro de polivinilo

7

R	
R & D	Research and development
ROCOF	Rate Of Change Of Frequency
ROI	Return on investment
RPI	Relé de protección de interfaz
rpm	Revoluciones por minuto
RTD	Resistance temperature detector

S	
SAI	Sistema de alimentación ininterrumpida
SCADA	Supervisory control and data acquisition
sec	Tensión secundaria
SF	Substitutability factor
SI	Système International d'Unités
SIL	Safety integrity level
SMS	Short message service
SPI	Sistema de protección de interfaz
ST	Subestación de transformación
STC	Standard test conditions

T	
THD	Total harmonic distortion
THDI	Total harmonic distortion current I
THDU	Total harmonic distortion voltage U
TI	Tecnología de la información
TIA	Totally Integrated Automation
TIC	Tecnología de la información y la comunicación
TIP	Totally Integrated Power
TRV	Transient recovery voltage

U	
UE	Unión Europea
UVRT	Undervoltage-ride-through

V	
VDI	Verein Deutscher Ingenieure (asociación de ingenieros alemanes)
VFD	Variable frequency drive
VoLL	Value of lost load
VPP	Virtual power plant

7.3 Bibliografía

	Autor	Año	Título
1.1	Siemens AG	2018	Planning of Electric Power Distribution: Technical Principles
1.2	Kiank, Fruth	2011	Planning Guide for Power Distribution Plants (ISBN: 978-3-89578-371-5)
1.3	acatech – Deutsche Akademie der Technikwissenschaften	2017	Industrie 4.0 Maturity Index (ISSN 2192-6174) (Industria 4.0, índice de madurez)
1.4	Siemens AG	2019	Intelligent Power Distribution SIDS-T10003-00-7600
1.5	BIMpedia	Download 2021	https://www.bimpedia.eu/-/1347-dimensionen-der-bim-planung
1.6	Bauen digital Schweiz	2018	BIM Workbook – Verständigung (Libro de trabajo BIM – Entendimiento)
2.1	Schenk, Wirth, Müller	2014	Fabrikplanung und Fabrikbetrieb (Planificación y operación de fábricas)
2.2	M. Bergholz	2005	Dissertationsschrift: Objektorientierte Fabrikplanung (Disertación: planificación de fábricas orientada al objeto)
2.3	E. Uhlmann	2011	Vorlesungsfolien Produktionstechnik I (PT1-VL 9) (Diapositivas de conferencia: Técnica de producción)
2.4	OCDD (Organización para la Cooperación y OECDel Desarrollo Económico)	2007	Revised field of science and technology (FOS) classification (JT03222603)
2.5	Aggteleky	1987	Fabrikplanung – Werkentwicklung und Betriebsrationalisierung (Planificación de fábricas – Desarrollo de fábricas y racionalización de operaciones)
2.6	Wiendahl, Reichardt, Nyhuis	2014	Handbuch Fabrikplanung: Konzept, Gestaltung und Umsetzung wandlungsfähiger Produktionsstätten (Manual de planificación de fábricas: Concepto, diseño e implementación de plantas de producción transformables)
2.7	Siemens AG	2019	Realize your digital transformation now (DICM-B00002-01-7600)
2.8	Siemens AG	2018	White Paper: Mindsphere (69993-A21)
3.1	U.S. Energy Information Administration	2019	International Energy Outlook 2019
3.2	Eurostat	Descarga del 2020	https://ec.europa.eu/eurostat/de/data/database
	EIA	Descarga del 2020	https://www.eia.gov/outlooks/aeo/
	Reserve Bank of India	Descarga del 2020	The India KLEMS database
	Statistics Canada	Descarga del 2020	Principal statistics for manufacturing industries, by North American Industry Classification System (Table: 16-10-0117-01)
3.3	Heat Roadmap Europe	2017	EU28 fuel prices for 2015, 2030 and 2050
3.4	Trinomcs B.V.	2018	Study on Energy Prices, Costs and Subsidies and their Impact on Industry and Households
3.5	Government of India – Central Statistics Office – Ministry of Statistics and Programme Implementation	2019	Energy Statistics 2019
3.6	Simplified energy balances – annual data [nrg_100a]	2018 [Descarga del 30-07-2020]	https://db.nomics.world/Eurostat/nrg_100a (Descarga del 30-07-2020)
3.7	BP p.l.c.	2019	BP Statistical Review of World Energy 2019
3.8	D. Röhrlich	2019 [Descarga del 30-07-2020]	Unsichere Stromversorgung in Zeiten der Energiewende [www.deutschlandfunk.de/ruesten-gegen-den-blackout-unsichere-stromversorgung-in.724.de.html?dram:article_id=456306] (Suministro de electricidad inseguro en tiempos de la revolución energética)
3.9	Comisión Europea	2016	Interim Report of the Sector Inquiry on Capacity Mechanisms [SWD(2016) 119 final]
3.10	IEA	Descarga del 30-07-2020	Auswertung von Sankey-Diagrammen [https://www.iea.org/sankey/] (Evaluación de diagramas Sankey)

1

2

3

4

5

6

7

1

2

3

4

5

6

7

	Autor	Año	Título
3.11	The World Bank Group	Descarga del 30-07-2020	Datenzusammenstellung von (Recopilación de datos de) [https://databank.worldbank.org/source/world-development-indicators]
3.12	Agency for the Cooperation of Energy Regulators (ACER)	2018	Study on the Value of Lost Load of Electricity Supply in Europe
3.13	ENTSO-E	2019	Draft: Proposal for a Methodology for calculating the Value of Lost Load, the Cost of New Entry for generation, or demand response, and the Reliability Standard in accordance with Article 23 of the Regulation (EU) 2019/943 of the European Parliament and of the Council of 5 June 2019 on the internal market for electricity (recast)
3.14	U.S. (DOE) Office of Energy Efficiency and Renewable Energy	Descarga del 30-07-2020	Manufacturing Energy and Carbon Footprints (2014 MECS) [https://www.energy.gov/sites/prod/files/2019/06/f64/Manufacturing%20Energy%20Footprint-2014_Latest_compliant.pdf]
4.1	The Institute of Electrical and Electronics Engineers, Inc.	1993	IEEE 141-1993: IEEE Recommended Practice for Electric Power Distribution for Industrial Plants
4.2	NERC (North American Electric Reliability Corporation)	2020	Reliability Standards for the Bulk Electric Systems of North America
4.3	International Renewable Energy Agency (IRENA)	2016	Scaling up variable renewable power: the role of grid codes
4.4	Bründlinger, Schaupp, Graditi, Adinolfi	2018	Implementation of the European Network Code on Requirements for Generators on the European national level (Conference: Solar Integration Workshop at Stockholm)
4.5	Siemens AG	2020	White Paper: Starting motors – Technical principles and selection criteria
5.1	Siemens AG	2017	Applications for power distribution – Energy transparency
5.2	Comisión Europea JRC	2010	Guidelines for PV Power Measurement in Industry
5.3	Siemens AG	2021	Catalog IC10: SIRIUS – Industrial Controls (E86060-K1010-A101-B2-7600)
5.4	Siemens AG	2021	Catalog LV10: Low-Voltage Power Distribution and Electrical Installation Technology (E86060-K8280-A101-B3-7600)
5.5	Siemens AG	2018	Catálogo D31.1: Convertidores SINAMICS para accionamientos monoeje – Equipos para incorporar (E86060-K5531-A111-A1-7800)
5.6	Siemens AG	2017	Configuration Manual Load feeders – Configuring the SIRIUS Modular System (A8E56203880102A/RS-AB/006)
5.7	Siemens AG	2020	Serie de publicaciones técnicas 3 Modelación de sistemas de alimentación ininterrumpida (SAI) en SIMARIS®design para la aplicación en data centers
5.8	Siemens AG	2016	3VA selectivity configuration manual (3ZW1012-OVA20-OAC1)
5.9	Siemens AG	2016	Technical Series Edition 16: Transformer Selection according to Utilisation Profiles
6.1	SIBA GmbH	2011	Handbuch Hochspannungs-Sicherungen (Manual de fusibles de alta tensión)
6.2	SIBA GmbH	2020	HV-Catalogue
6.3	Siemens AG	2020	Vacuum circuit breakers for generator switching applications (EMLP-B10161-00-7600)
6.4	Siemens AG	2020	Catálogo SIPROTEC 5, Edición 7 (SIDG-C10059-00-7800)
6.5	Siemens AG	2017	Planning of Electric Power Distribution: Products & Systems Medium Voltage (EMMS-T10099-00-7600)
6.6	Siemens AG	2017	SICAM Power Quality and Measurement – Catalog. Edition 6 (EMDG-C10026-01-7600)
6.7	Siemens AG	2017	Catálogo HA 35.11 (EMMS-K1435-A101-B5-7800)
6.8	Siemens AG	2019	Air-Insulated Medium-Voltage Switchgear NXAIR and NXAIR M – Catalog HA 25.71 (EMMS-K1425-A811-B5-7600)

7.4 Sistema de unidades

Unidades básicas SI			
Magnitud	Unidad	Signo / Abreviatura	
Longitud	Metro	m	
Masa	Kilógramo	kg	
Tiempo	Segundo	s	
Intensidad eléctrica	Amperio	A	
Temperatura	Kelvin	K	
Intensidad luminosa	Candela	cd	

Unidades SI			
Magnitud	Unidad	Signo / Abreviatura	Derivación
Frecuencia	Hertz	Hz	$1 \text{ Hz} = 1 \text{ s}^{-1}$
Fuerza	Newton	N	$1 \text{ N} = 1 \text{ kg} \cdot \text{m/s}^2$
Presión, tracción	Pascal	Pa	$1 \text{ Pa} = 1 \text{ N/m}^2$
Energía, cantidad de calor	Julio	J	$1 \text{ J} = 1 \text{ N} \cdot \text{m} = 1 \text{ kg} \cdot \text{m}^2/\text{s}^2$
Potencia, flujo térmico	Vatio	W	$1 \text{ W} = 1 \text{ J/s} = 1 \text{ kg} \cdot \text{m}^2/\text{s}^3$
Carga eléctrica	Culombio	C	$1 \text{ C} = 1 \text{ A} \cdot \text{s}$
Tensión eléctrica	Voltio	V	$1 \text{ V} = 1 \text{ J/C} = 1 \text{ kg} \cdot \text{m}^2 / (\text{A} \cdot \text{s}^3) = 1 \text{ W/A}$
Resistencia eléctrica	Ohmio	Ω	$1 \Omega = 1 \text{ V/A}$
Conductancia eléctrica	Siemens	S	$1 \text{ S} = 1 \Omega^{-1} = 1 \text{ A/V}$
Flujo magnético	Weber	Wb	$1 \text{ Wb} = 1 \text{ V} \cdot \text{s}$
Densidad de flujo magnético	Tesla	T	$1 \text{ T} = 1 \text{ Wb/m}^2$
Inductancia	Henry	H	$1 \text{ H} = 1 \text{ Wb/A}$
Flujo luminoso	Lumen	lm	$1 \text{ lm} = 1 \text{ cd} \cdot \text{sr}^{1)}$
Iluminancia	Lux	lx	$1 \text{ lx} = 1 \text{ lm/m}^2$

¹⁾ sr = Estereorradián (unidad de medida para ángulos sólidos sr, de modo que en una esfera con un radio r se encierre un área A : $\text{sr} = A/r^2$)

Notas

Índice

1

2

3

4

5

6

7

Notas

Índice

1

2

3

4

5

6

7

1

Damos las gracias a las personas siguientes por su apoyo técnico durante la elaboración de este manual:

Braga, Rodrigo
Englert, Ingo
Erschen, Benjamin
Gemsjäger, Ben
Glas, Johannes
Kapinosova, Kateryna
Maschek, Jürgen
Ramírez Jordán, Saul
Shamim, Taiyab
Weber, Ralf
Wegehaupt, Klemens

2

3

Impreso

Totally Integrated Power – Consultant Support
Aplicaciones para la distribución de energía eléctrica
Plantas industriales

4

Publicado por

Siemens AG
Smart Infrastructure
Distribution Systems

5

Redacción

Siemens AG
Dr. Siegbert Hopf
E-Mail: siegbert.hopf@siemens.com

6

Agencia

Saatchi & Saatchi GmbH
Arnulfstraße 60
80335 Munich, Alemania

7

Derechos de imagen

Todas las imágenes y gráficos: © Siemens AG

Impresión

Eberl & Koesel
FinePrints
Am Buchweg 1
87452 Altusried-Krugzell, Alemania



Siemens AG

Smart Infrastructure
Distribution Systems

Mozartstr. 31c
91052 Erlangen
Alemania

E-mail: consultant-support.tip@siemens.com

Reservados todos los derechos.

Todos los datos y ejemplos de circuitos son
sin compromiso.

Salvedad de modificaciones o errores. Las informaciones de este documento únicamente comprenden meras descripciones generales o bien características funcionales que no siempre se dan en la forma descrita en la aplicación concreta, o bien pudieran cambiar por el ulterior desarrollo de los productos. Las características funcionales solo son vinculantes si se han acordado expresamente al concluir el contrato.

GFAFOL, MindSphere, NXAIR, PSS, SENTRON, SICAM, SIMARIS, SIMATIC, SION, SIVACON, TIA y TIP Totally Integrated Power son marcas registradas de Siemens AG, cuyo uso no autorizado será inadmisibles. Otras designaciones del presente documento pudieran ser marcas cuyo uso por terceros para fines propios vulneraría derechos del propietario.