

	PROYECTOS TECNICOS DE INSTALACIONES INDUSTRIALES	Ref.: PAT04
	PROYECTO DE COGENERACION	VER. 02 ENE. 2020

1. Memoria descriptiva.

- 1.1. Antecedentes y objeto del proyecto.
- 1.2. Peticionario, promotor y titular de la instalación.
- 1.3. Situación y emplazamiento de la instalación.
- 1.4. Descripción del solar, edificio o local donde se instalará la planta de cogeneración.
- 1.5. Reglamentación.
- 1.6. Situación actual. Marco legal.
- 1.7. Justificación de la solución adoptada.
 - 1.7.1. Balance energético y rendimientos.
 - 1.7.2. Justificación de la Tecnología elegida.
 - 1.7.3. Resultados del análisis económico.
 - 1.7.4. Descripción del proceso termodinámico.
 - 1.7.5. Descripción del proceso eléctrico.
 - 1.7.6. Condiciones operacionales.
- 1.8. Emplazamiento de los equipos principales.
- 1.9. Descripción de los equipos principales y auxiliares.
- 1.10. Descripción de las instalaciones.
- 1.11. Personal y puestos de trabajo.
- 1.12. Programa de ejecución.

2. Memoria de cálculo.

- 2.1. Datos de partida.
- 2.2. Demanda prevista. Planteamiento y simulación de alternativas.
- 2.3. Elección de equipos principales.
- 2.4. Cálculo de equipos auxiliares.
- 2.5. Cálculo de rendimientos y ahorros.
 - 2.5.1. Rendimiento eléctrico equivalente (REE).
 - 2.5.2. Ahorro energético.

3. Estudio de viabilidad económica.

- 3.1. Necesidad de fondos. Fuentes de financiación.
- 3.2. Cuenta de resultados.
 - 3.2.1. Estructura de ventas (i).

- 3.2.2. Coste de ventas o costes variables de producción (cv).
- 3.2.3. Márgenes de ventas o margen bruto neto (mn).
- 3.2.4. Gastos generales o gastos fijos (gf).
- 3.2.5. Resultados de explotación (re).
- 3.2.6. Resultados financieros (rf).
- 3.2.7. Resultados ordinarios (ro).
- 3.2.8. Resultados extraordinarios (rex).
- 3.2.9. Resultados antes de impuestos o beneficio bruto (bail).
- 3.2.10. Cash-flow (cf).
- 3.3. Análisis valorativo de la inversión efectuada.
 - 3.3.1. Payback o plazo de recuperación de la inversión.
 - 3.3.2. Valor actual neto (van).
 - 3.3.3. Tasa interna de rendimiento (tir).
- 3.4. Análisis de rentabilidad (optativo).
 - 3.4.1. Ratio de rentabilidad sobre el capital invertido.
 - 3.4.2. Ratio de rentabilidad sobre fondos propios.
- 3.5. Análisis de ratios económicos (optativo).
 - 3.5.1. Margen bruto sobre ventas.
 - 3.5.2. Gastos generales sobre ventas.
 - 3.5.3. Peso resultado de explotación (re) sobre ventas.
 - 3.5.4. Peso resultados financieros (rf) sobre ventas.
 - 3.5.5. Peso resultado antes de impuestos (bail) sobre ventas.
- 3.6. Análisis de ratios financieros (optativo).
 - 3.6.1. Coeficiente de garantía.
 - 3.6.2. Coeficiente de solvencia.
 - 3.6.3. Coeficiente de liquidez.
 - 3.6.4. Coeficiente de tesorería.
 - 3.6.5. Fondo de maniobra.
 - 3.6.6. Coeficiente de endeudamiento.
- 3.7. Análisis de sensibilidad.

4. Planos.

- 4.1. Planos generales y de distribución.
 - 4.1.1. Emplazamiento.
 - 4.1.2. Distribución en parcela. Situación de equipos principales.
 - 4.1.3. Planos de distribución.
 - 4.1.4. Diagrama de proceso.

- 4.1.5. Planos de acotación. Cotas.
- 4.1.6. Planta de cubiertas.
- 4.1.7. Secciones y alzados.
- 4.2. Plantas y secciones de instalaciones.
- 4.3. Detalles. Esquemas de proceso y diagramas.
 - 4.3.1. Diagramas isométricos de tuberías.
 - 4.3.2. Esquemas unifilares de la instalación.

5. Pliego de condiciones.

- 5.1. Calidades y características de los materiales y de los equipos empleados en la instalación.
- 5.2. Normas de ejecución de las instalaciones.
- 5.3. Pruebas, ensayos y verificaciones reglamentarias.
- 5.4. Condiciones de uso, mantenimiento y seguridad.
- 5.5. Certificados y documentación.
- 5.6. Libro de órdenes.

6. Mediciones y presupuesto.

- 6.1. Inversión inicial.
- 6.2. Obra civil.
- 6.3. Maquinaria y equipos.
- 6.4. Instalaciones.

7. Seguridad y salud.

- 7.1. Estudio completo de seguridad y salud.
- 7.2. Estudio básico de seguridad y salud.

8. Estudio de impacto medioambiental (si procede).

1. Memoria descriptiva

1.1. ANTECEDENTES Y OBJETO DEL PROYECTO.

Descripción de motivos y antecedentes previos a la elaboración del proyecto que nos ocupa.

1.2. PETICIONARIO, PROMOTOR Y TITULAR DE LA INSTALACIÓN.

Se expresarán con el máximo detalle tanto los datos relativos al propietario o promotor de la instalación, como del peticionario del Proyecto Técnico. Se aportarán como mínimo los siguientes datos a efectos de notificación:

- Nombre y/o razón social.
- Domicilio social.
- C.I.F.
- Teléfonos y fax de contacto.

- Correo electrónico en caso de disponer de él.

Como el industrial o propietario del edificio donde se ubicará la central de cogeneración suele carecer de experiencia y/o capacidad de financiación es práctica habitual que se cree una sociedad participada.

Por tanto se deberá aportar características de la misma, objeto social, etc.

1.3. SITUACIÓN Y EMPLAZAMIENTO DE LA INSTALACIÓN.

Se aportará, con el mayor grado de detalle posible, la situación y el emplazamiento de la edificación, indicando lugar o zona, calle y número, localidad, código postal, isla y provincia.

Se aportará calificación del suelo con descripción de compatibilidades e incompatibilidades con las normativas urbanísticas.

1.4. DESCRIPCIÓN DEL SOLAR, EDIFICIO O LOCAL DONDE SE INSTALARÁ LA PLANTA DE COGENERACIÓN.

Se describirán las características del solar, parcela y entorno, indicando cuadro de superficies donde se aprecie la superficie de la parcela y las superficies tanto útiles como construidas de las dependencias que se proyectan.

Además se realizará una descripción breve de la edificación donde se ubicará la cogeneración si ésta se va a desarrollar en local o nave existente. En el caso de edificaciones de nueva construcción se deberán incluir en la descripción los siguientes aspectos: cimentación, estructura, cerramientos, cubiertas, recubrimientos, pavimentos, carpinterías y acabados.

1.5. REGLAMENTACIÓN.

La reglamentación aplicable a una planta de cogeneración es tan amplia como instalaciones estén presentes en su ingeniería. Se enumerarán cuantas disposiciones normativas sean de aplicación a un proyecto de estas características, tanto de carácter estatal como autonómico o local.

1.6. SITUACIÓN ACTUAL. MARCO LEGAL.

Se definirá con detalle el régimen de producción y las demandas térmicas y eléctricas actuales sin cogeneración.

- Descripción de las instalaciones actuales.
- Características de los combustibles utilizados.
- Características de los fluidos térmicos usados en los diferentes procesos.
- Consumos históricos.
- Facturas energéticas.

Se resumirá el marco legal sobre el que se plantea la instalación de la cogeneración.

1.7. JUSTIFICACIÓN DE LA SOLUCIÓN ADOPTADA.

Descripción de la planta de cogeneración desde el punto de vista funcional, estableciendo las prestaciones esperables de la misma y justificándolas a través de las descripciones de los procesos y definiendo las condiciones de operación contempladas.

Dado el grado de complejidad de una central de cogeneración, se deberá hacer una descripción de la misma en todo su conjunto, tanto en su vertiente termodinámica como eléctrica, no entrando en el detalle de cada sistema que, habitualmente, formará parte de un proyecto específico adjunto al principal de la cogeneración.

Se indicarán las características principales de la central, en concreto:

- Propiedad.
- Usuario.

- Sector.
- Programa de trabajo.
- Compañía Eléctrica.
- Combustible.
- Localidad.
- Altura sobre nivel del mar.
- Temperaturas media exterior/interior nave.
- Humedad relativa.
- Nivel sonoro admisible.

El desarrollo de un Proyecto de Cogeneración requiere de varias etapas que enumeramos a continuación, y que deberemos indicar en este apartado.

1.7.1. Balance energético y rendimientos.

Se determinará la demanda habitual del establecimiento en sus procesos eléctrico, térmico y frigorífico, así como la producción de la planta de cogeneración para poder determinar el rendimiento eléctrico equivalente. Como veremos en el apartado de cálculos el mismo se calcula mediante la siguiente fórmula:

$$R_{ee} = \frac{E}{Q - \frac{V}{0,90}} * 100$$

Siendo:

E Energía Eléctrica generada medida en bornes del alternador y expresada como energía térmica (Mte).

Q Consumo de energía primaria referida a PCI (Mte).

V Unidades térmicas de calor útil demandadas para los procesos (Mte).

Se aportará una tabla, como la mostrada en el ejemplo que puede verse en Tabla 1, que indique el balance energético, los rendimientos y el ahorro energético.

BALANCE ENERGÉTICO, RENDIMIENTOS Y AHORRO ENERGÉTICO			
	Energía Eléctrica (Mwh)	Energía Térmica (Mte)	Energía Frigorífica (Mfrig)
Demanda proceso	31.185	33.6	21.900
Producción cogeneración	98.585	26	17.000
Energía excedente	65.400	-	-
Energía demandada de la red o producida por equipos existentes		7.6	4.900
Rendimientos (S/PCI)			
Eléctrico neto		42%	
Térmico		22%	
Global		64%	
Eléctrico Equivalente		58%	
Ahorro energía primaria		13.300 tep	

Tabla 1: Tabla ejemplo de balance energético, rendimientos y ahorro energético.

1.7.2. Justificación de la Tecnología elegida.

En función del proceso industrial o la aplicación de la cogeneración se determinarán los equipos principales a instalar, comparando económicamente las diferentes alternativas, lo que nos permitirá decidir el régimen de explotación de la central.

Un dimensionado previo del sistema de cogeneración, junto a un estudio del marco legal aplicable y el estado de precios y tarifas nos permitirá definir unas alternativas

que tendremos que evaluar tanto económicamente como energéticamente, y que nos permitirá optar por una de ellas.

Aunque en el mercado canario el gas natural todavía no está disponible en la Tabla 2 mostrada a continuación se establecen las ventajas y desventajas de las diferentes tecnologías aplicables a una cogeneración, lo que puede servirnos como referencia para optar por una de las alternativas en cuanto se pueda disponer del gas como combustible:

	VENTAJAS	DESVENTAJAS
TURBINA DE GAS	1. Mayor aprovechamiento térmico a mayor temperatura 2. Menores costes de explotación y mantenimiento	1. Menor rendimiento eléctrico 2. Mayor coste de inversión por kw instalado 3. Mayor R_{EE} a cumplir por ley 4. No disponible (por el momento) en el ámbito canario
TURBINA DE VAPOR	No adecuado	
MOTOR DIESEL/GASOIL	1. Posibilidad de modular la instalación 2. Mejores rendimientos a carga parcial 3. Muy eficientes eléctricamente	1. Mejor aprovechamiento térmico a bajas temperaturas 2. Poco eficientes térmicamente.
MOTOR A GAS	1. Menor coste del combustible 2. Menos emisiones atmosféricas	1. Rendimiento eléctrico inferior al motor diesel 2. No disponible (por el momento) en el ámbito canario

Tabla 2. Ventajas y desventajas de las diferentes tecnologías aplicables a una cogeneración.

1.7.3. Resultados del análisis económico.

Resumiremos los datos principales del estudio económico que se desarrollará en apartado aparte.

1.7.4. Descripción del proceso termodinámico.

Descripción del ciclo termodinámico indicando la producción de electricidad y de recuperación de calor de los equipos generadores y su aplicación a los consumos térmicos del usuario.

Mediante un diagrama de flujos se describirá el principio de funcionamiento del sistema de cogeneración, así como los flujos energéticos y másicos de las líneas principales, bajo diferentes situaciones. Se describirán los procesos de cada sistema, en concreto:

- a. Aprovechamiento de los gases de escape.
- b. Aprovechamiento de los circuitos de refrigeración. Aprovechamiento de agua caliente.
- c. Máquina de absorción.
- d. Otros equipos auxiliares.

1.7.5. Descripción del proceso eléctrico.

Descripción de la conexión a los alternadores de los grupos generadores a red y a las alimentaciones para distribución interior de la industria, hospital u hotel conectado.

1.7.6. Condiciones operacionales.

Se detallarán las condiciones operacionales de:

- Puesta en marcha y parada de grupos principales.
- Operativa del sistema eléctrico:
 - Puesta en marcha.
 - Trabajo en isla.

- Operaciones de sincronismo.

1.8. EMPLAZAMIENTO DE LOS EQUIPOS PRINCIPALES.

Esto es situación de grupos generadores, equipos de recuperación y máquina de absorción si existe, indicando recintos, dimensiones, accesos, ventilaciones, extracciones de humos y gases, situación de los depósitos de combustible y demás elementos.

1.9. DESCRIPCIÓN DE LOS EQUIPOS PRINCIPALES Y AUXILIARES.

Se describirá en este apartado la totalidad de los equipos y máquinas detallando sus características principales.

- Equipos generadores.
- Alternadores.
- Equipos de recuperación de calor.
- Transformadores de grupo y de equipos auxiliares.
- Máquina de absorción o equipos de generación de frío.

1.10. DESCRIPCIÓN DE LAS INSTALACIONES.

Enumeración y detalle de las instalaciones necesarias para el correcto funcionamiento de la planta de cogeneración.

- Instalación de combustible empleado, sistema de almacenamiento y canalizaciones hasta los generadores.
- Instalación eléctrica de Alta Tensión y su conexión con la de la industria y la interconexión con la red.
- Instalación eléctrica de Baja Tensión.
- Sistema de Admisión de Aire.
- Sistema de Escape y chimeneas de los gases de escape.
- Sistema de Arranque.
- Sistema de Refrigeración de motores o turbinas.
- Sistema de Lubricación, tanto de carga como de descarga.
- Instalación de Recuperación de calor con definición de los equipos de intercambio presentes e interconexiones con la industria.
- Instalación de Aire comprimido.
- Instalación de Protección contra incendios.
- Instrumentación y Control.
- Sistema de puentes grúa y polipastos.
- Instalaciones de presurización y ventilación del recinto donde se ubica la planta de cogeneración.
- Sistema de Agua de aporte y aditivación de circuitos.

1.11. PERSONAL Y PUESTOS DE TRABAJO.

Relación del personal previsto a emplear a lo largo del año indicando directivos, técnicos, administrativos, operarios fijos y operarios eventuales. Se mencionará el régimen de trabajo a seguir en la actividad, esto es: horarios, jornadas a la semana y días a trabajar en el año.

1.12. PROGRAMA DE EJECUCIÓN.

Indicar las fases en que se desarrollará lo establecido en el Proyecto y la fecha prevista para su puesta en marcha.

2. Memoria de cálculos.

Como ya hemos indicado anteriormente una planta de cogeneración cuenta prácticamente con todo tipo de instalaciones que, por lo general, constituyen cada una de ellas un proyecto específico aparte del principal, por lo que se deberían presentar cuando menos proyectos o cálculos de:

- Obra Civil necesaria para ubicar equipos, tanques de almacenamiento, zanjas, cimentaciones, bancadas, etc.
- Instalación de combustible empleado, sistema de almacenamiento y canalizaciones hasta los generadores.
- Instalación eléctrica de Alta Tensión y su conexión con la de la industria y la interconexión con la red.
- Instalación eléctrica de Baja Tensión.
- Sistema de Admisión de Aire.
- Sistema de Escape y chimeneas de los gases de escape.
- Sistema de Lubricación, tanto de carga como de descarga.
- Instalación de Recuperación de calor con definición de los equipos de intercambio presentes e interconexiones con la industria.
- Instalación de Aire comprimido.
- Instalación de Protección contra incendios.
- Instalación de puentes grúa y polipastos.
- Instalaciones de presurización y ventilación del recinto donde se ubica la planta de cogeneración.
- Instalación de Agua de aporte y Aditivación de circuitos, así como circuitos de refrigeración de motores.
- Es por tanto objetivo de la presente Guía indicar los cálculos y justificaciones necesarias desde el punto de vista global de una planta de cogeneración, pudiendo acudir en caso de que sea necesario a otras Guías de aplicación específica para realizar cuantos cálculos se estimen oportunos.

2.1. DATOS DE PARTIDA.

Para poder realizar un diseño adecuado de una planta de cogeneración lo primero de lo que se debe disponer es de los datos de consumo (históricos y previstos), tanto eléctrico como térmico del industrial o del usuario final. Se partirá de la situación de la instalación sin cogeneración, aportando:

- Características de los combustibles utilizados.
- Características de los fluidos térmicos usados en los diferentes procesos.
- Consumos históricos, tanto térmicos como eléctricos.
- Consumos de combustible.
- Facturas energéticas.

El diseño de una planta de cogeneración debe basarse en el análisis de su ciclo durante un período no inferior a 15 años por lo cual se deben tener en consideración los cambios tecnológicos, legislativos, medioambientales, económicos y de demandas del usuario.

Por otra parte las plantas de cogeneración deben ser totalmente automáticas y contar con sistema de supervisión a distancia.

2.2. DEMANDA PREVISTA. PLANTEAMIENTO Y SIMULACIÓN DE ALTERNATIVAS.

Una vez evaluados los consumos históricos y determinados los consumos previstos (se debe tener en cuenta las posibles ampliaciones de producción) podremos optar por calcular la planta de cogeneración siguiendo la demanda térmica o la demanda eléctrica.

Los sistemas de cogeneración se deben diseñar para satisfacer la totalidad de la demanda térmica ya que este esquema es el que arroja la mayor eficiencia energética del sistema, aunque en algunos casos se pueden dimensionar con el objetivo de satisfacer la demanda eléctrica, e inclusive una combinación de las anteriores.

Se realizarán simulaciones térmicas y eléctricas de varias alternativas con el objetivo de elegir la más adecuada desde el punto de vista técnico y económico.

2.3. ELECCIÓN DE EQUIPOS PRINCIPALES.

Una vez elegida la que estimamos mejor opción estaremos en disposición de elegir los grupos generadores capaces de satisfacer la demanda prevista por el usuario final.

Con los datos del fabricante sabremos la energía eléctrica producida y por tanto la capacidad de exportar a la red el excedente que no se consuma.

Asimismo, y con los datos de los caudales y temperaturas de los gases de escape y de los circuitos de recuperación de otras partes del motor (circuito de alta y baja temperatura), estaremos en disposición de determinar la capacidad térmica de la planta y comprobaremos si se puede satisfacer la demanda térmica prevista.

Para todo este proceso se deberá determinar, calcular y definir con detalle:

- Energía Eléctrica generada por los grupos base de generación.
- Energía Eléctrica demandada por los equipos auxiliares de la planta (autoconsumo), lo que nos permitirá determinar el transformador de servicios auxiliares.
- Energía Eléctrica Neta suministrada por la planta de cogeneración, lo que nos permitirá determinar el transformador de la planta de cogeneración.
- Energía Eléctrica prevista para exportar a red.
- Capacidad térmica de los gases de escape de los grupos generadores.
- Capacidad térmica del circuito de refrigeración del circuito de alta temperatura de los grupos generadores (refrigeración del tren superior o camisas).
- Capacidad térmica del circuito de baja temperatura de los grupos generadores (refrigeración del circuito de aceite) y ver si está es aprovechable o no (las bajas temperaturas de este circuito hacen que en muchas aplicaciones que demandan temperaturas superiores no puede aprovecharse esta carga térmica y se debe disipar al exterior).
- Capacidad frigorífica demandada para poder elegir el equipo adecuado para la generación de frío. Sabiendo el calor aprovechado en el circuito de recuperación, y conocida la demanda del industrial o usuario final, podemos determinar la potencia frigorífica de generación.

2.4. CÁLCULO DE EQUIPOS AUXILIARES.

Para determinar los equipos auxiliares hará falta realizar una serie de cálculos tan amplios como equipos se nos presenten, pero básicamente son balances de energía que nos determinarán caudales, áreas de intercambio o cualquier otro parámetro a tener en consideración.

Sin ánimo de ser excluyente podemos enumerar los siguientes cálculos a realizar:

- Cálculo de los intercambiadores de alta y baja temperatura, capaces de refrigerar ambos circuitos de los grupos generadores y precalentar el agua del circuito de recuperación.
- Cálculo y elección de la caldera de recuperación necesaria para aprovechar la temperatura de los gases de escape.
- Cálculo de la chimenea de los gases de escape.
- Cálculo de los aerorrefrigeradores necesarios para disipar la carga térmica de aquellos circuitos no aprovechables como puede ser el caso del circuito de baja temperatura en motores alternativos.
- Cálculo de los intercambiadores necesarios para que la transferencia térmica sea la óptima.
- Dimensionado de los intercambiadores que realizan el intercambio térmico entre el circuito primario de recuperación y los circuitos secundarios propiedad del cliente.
- Cálculo de las tuberías necesarias de cada circuito, que estarán en función de los caudales previstos y de las velocidades máximas permitidas.
- Bombas necesarias para que los fluidos circulen correctamente, y en las condiciones exigidas.
- Cálculo del sistema de ventilación de la sala y equipos principales.
- Cálculo del sistema de extracción y renovación del aire de la sala.
- Determinación y cálculo de las torres de refrigeración en caso de existir.
- Baterías de aeros capaces de disipar la carga térmica no consumida por el usuario.
- Tanques de expansión.
- Capacidad de almacenamiento de combustible en función del consumo esperado y de la autonomía fijada para la central.
- Capacidad de almacenamiento del circuito de aceite.
- Bombas de trasiego de combustible y aceite.
- Alumbrado sala de cogeneración.
- Cálculo estructura puentes grúas y polipastos.

2.5. CÁLCULO DE RENDIMIENTOS Y AHORROS.

2.5.1. Rendimiento Eléctrico Equivalente (REE).

El Real Decreto 436/2004, de 12 de marzo, sobre producción de energía eléctrica por instalaciones abastecidas por recursos o fuentes de energía renovables, residuos y cogeneración, en su anexo I, determina el REE para los diferentes tipos de combustible.

TIPO COMBUSTIBLE	REE (%)
Combustibles líquidos en centrales con calderas	49 %
Combustibles líquidos en motores térmicos	56 %
Combustibles sólidos	49 %
Gas Natural y GLP en motores térmicos	55 %
Gas Natural y GLP en turbinas de gas y otras tecnologías	59 %

Tabla 3. Rendimiento eléctrico equivalente para los diferentes tipos de combustible.

Se determinará el Rendimiento Eléctrico Equivalente previsto en función del tipo de combustible y la tecnología de generación. El mismo se calcula mediante la siguiente fórmula:

$$R_{ee} = \frac{E}{\frac{Q}{0,90} + \frac{V}{0,90}} * 100$$

siendo:

E Energía Eléctrica generada medida en bornes del alternador, expresada en Mte.

Q Consumo de energía primaria referida a PCI (Mte).

V Unidades térmicas de calor útiles demandadas para los procesos (Mte).

2.5.2. Ahorro energético.

En el gráfico mostrado a continuación en la Figura 1, se puede ver comparativamente una instalación sin cogeneración y una con cogeneración y el ahorro que resulta de trabajar con esta última.



Figura 1. Comparación entre un sistema de convencional y un sistema de cogeneración.

$$\text{Ahorro} = Ccal1 - (Ccal + Ccog) + Ec1 - Ec + Ev - OM$$

Donde:

OM es el coste de operación y mantenimiento de la planta de cogeneración.

3. ESTUDIO DE VIABILIDAD ECONÓMICA.

Los objetivos de este estudio radican en identificar inversiones rentables, definir correctamente las instalaciones y facilitar la toma de decisiones.

3.1. NECESIDAD DE FONDOS. FUENTES DE FINANCIACIÓN.

Se determinará la cantidad necesaria para poder llevar a cabo el proyecto con mención especial al coste de los terrenos, edificaciones, obras anexas e instalaciones.

Asimismo se señalarán las fuentes de financiación propias (capital social, posibles ampliaciones de capital, etc.), externas (préstamos hipotecarios, Pólizas de leasing, pólizas de crédito, etc.) y subvenciones.

3.2. CUENTA DE RESULTADOS.

3.2.1. Estructura de ventas (I).

Determinaremos los posibles ingresos producidos por ventas, tanto eléctricas al industrial y red, como térmicas al industrial (ver Figura 2).



Figura 2. Estructura de ventas.

3.2.2. Coste de Ventas o Costes Variables de Producción (CV).

Costes unitarios que afectan directamente a la producción tales como:

- Gastos de agua de aporte para los diferentes circuitos de refrigeración de equipos generadores, circuito de recuperación de calor y aporte a torres de refrigeración.
- Gastos de electricidad (normalmente la cogeneración se suministra como autoconsumo disponiendo de un transformador de servicios auxiliares conectado antes del contador de salida de la cogeneración).
- Combustible.
- Aceites, grasas y lubricantes.
- Gastos de mantenimiento de carácter variable tanto preventivo, como correctivo y como predictivo.
- Gastos de aditivos y tratamiento de agua para los diferentes circuitos.
- Análíticas de agua.

3.2.3. Márgenes de Ventas o margen bruto neto (MN).

Se calcularán como Ingresos por ventas menos costes variables de producción.

3.2.4. Gastos Generales o Gastos Fijos (GF).

- Se incluyen aquí todos aquellos gastos que se puedan imputar a la empresa pero que no sean de carácter directo tales como:
- Salarios del personal no implicado en la producción: administrativos, directivos, etc.
- Gastos varios: seguros, servicios externos, suministros varios, laboratorios, alquileres, etc.
- Gastos de mantenimiento fijos.

- Impuestos: IGIC, IAE, etc.
- Amortizaciones, realizadas según tablas actualizadas anualmente por el Ministerio de Economía y Hacienda.
- Provisiones de Insolvencia y Mantenimiento.

3.2.5. Resultados de Explotación (RE).

Será el resultado de descontar del Margen Bruto Neto los Gastos Generales.

3.2.6. Resultados Financieros (RF).

De los Gastos Financieros provocados por intereses de las diferentes fuentes de financiación tendremos que descontar o añadir aquellos costes o beneficios obtenidos por disponer de dinero en diversos productos de las entidades financieras.

3.2.7. Resultados Ordinarios (RO).

Obtenidos de descontar del Resultado de Explotación aquellos resultados financieros cuando estos sean negativos o por el contrario sumárselos en el caso de ser positivos.

3.2.8. Resultados Extraordinarios (REx).

Esto engloba las subvenciones tanto locales como nacionales o comunitarias a las que podamos acogernos.

3.2.9. Resultados antes de impuestos o Beneficio Bruto (BAI).

Suma de los Resultados Ordinarios más los Resultados Extraordinarios.

3.2.10. Cash-Flow (CF).

El Cash-flow se define como el Flujo de Tesorería o Recursos Líquidos generados por la Empresa.

Una aproximación a dicho concepto consiste en sumar al Beneficio obtenido, las Amortizaciones y demás gastos que no han supuesto salida de tesorería como pueden ser las provisiones.

La evolución del Cash-Flow tiene una doble lectura.

Desde el punto de vista ECONÓMICO, es un indicativo de la evolución del rendimiento generado por la empresa, más significativo que el beneficio, al no estar influido por magnitudes como las Amortizaciones y Provisiones de la empresa, y desde el punto de vista FINANCIERO, refleja la solvencia financiera de la empresa a muy corto plazo, esto es, de la capacidad de la empresa para poder hacer frente a necesidades urgentes de fondos.

3.3. ANÁLISIS VALORATIVO DE LA INVERSIÓN EFECTUADA.

Para valorar la inversión efectuada lo haremos bajo el punto de vista del plazo de recuperación de la inversión (o PAYBACK de la misma), el valor actual neto (VAN) y la tasa interna de rendimiento (TIR).

3.3.1. PAYBACK o plazo de recuperación de la inversión.

Este parámetro nos determina el momento en el que se recupera la totalidad de la inversión.

3.3.2. Valor actual neto (VAN).

El Valor Actual Neto de la Inversión es el Valor Actualizado de todos los flujos de caja esperados, de tal manera que una Inversión será rentable si el Valor Actual Neto es Positivo. Para calcularlo usamos la fórmula:

$$VAN = VA_0 + \sum_{i=1}^n \frac{VA_i}{(1+r)^i}$$

En el año último año (año n) se deberán incluir como flujo de caja adicional el valor residual del Inmovilizado.

3.3.3. Tasa interna de rendimiento (TIR).

La Tasa de Rendimiento Interno es la Tasa de Actualización que iguala a Cero el Valor Actual Neto, esto es:

$$VAN = VA_0 + \sum_{i=1}^n \frac{VA_i}{(1+r)^i} = 0$$

Así, la Inversión será rentable si la Tasa de Rendimiento Interno es superior al Coste del Capital que como regencia podríamos tomar el tipo de interés de los Bonos del Estado a n años.

Este cálculo tiene la limitación de que no se están considerando los flujos de caja que previsiblemente generaría la inversión en los años posteriores al Ejercicio n.

3.4. ANÁLISIS DE RENTABILIDAD (OPTATIVO).

Se podrán analizar entre otros, ratios tales como:

3.4.1. Ratio de Rentabilidad sobre el Capital Invertido.

Definido como el Cociente entre el Resultado obtenido y el importe del Capital Invertido por los Accionistas.

3.4.2. Ratio de Rentabilidad sobre Fondos Propios.

Que se calcula como el Cociente entre el Resultado obtenido y la Cifra de Fondos Propios.

3.5. ANÁLISIS DE RATIOS ECONÓMICOS (OPTATIVO).

Se podrán aportar entre otros, ratios tales como:

3.5.1. Margen bruto sobre ventas.

Obtenido como cociente del margen bruto y las ventas. Recordar que el margen bruto se obtenía como diferencia entre las ventas y el coste de las mismas.

3.5.2. Gastos generales sobre ventas.

Que nos da el cociente de los gastos y las ventas.

3.5.3. Peso Resultado de Explotación (RE) sobre Ventas.

Que expresa la relación entre los resultados de explotación y las ventas.

3.5.4. Peso Resultados Financieros (RF) sobre Ventas.

Obtenidos como cociente de los resultados financieros y las ventas.

3.5.5. Peso Resultado Antes de Impuestos (BAII) sobre Ventas.

Que expresa el cociente de los BAII y las ventas.

3.6. ANÁLISIS DE RATIOS FINANCIEROS (OPTATIVO).

De más difícil análisis puesto que para ello se necesita disponer del balance de pérdidas y ganancias estimadas de la empresa, lo que nos supone realizar una contabilidad ficticia pero detallada del período a considerar.

3.6.1. Coeficiente de Garantía.

Se define como el cociente entre el activo real y las deudas totales, y refleja la garantía que la empresa ofrece a sus acreedores; por eso, también se le denomina ratio de distancia a la quiebra. Se calcula como el cociente del Activo Total y el Pasivo Exigible.

$$\text{Coef. Garantía} = \text{Activo Total} / \text{Pasivo Exigible}$$

3.6.2. Coeficiente de Solvencia.

Definido como el Cociente entre el Activo Circulante y las Deudas a corto plazo, y ofrece una medida de la solvencia financiera a corto plazo, esto es, la capacidad que tiene la empresa para hacer frente a sus obligaciones a corto plazo.

$$\text{Coef. Solvencia} = \text{Activo Circulante} / \text{Pasivo Circulante}$$

3.6.3. Coeficiente de Liquidez.

Se define como la relación por cociente entre los Valores Disponibles más los Realizables y las Deudas a Corto Plazo, esto es, la suma de Deudores más Tesorería, dividido entre el Pasivo Circulante.

$$\text{Coef. Liquidez} = (\text{Deudores} + \text{Tesorería}) / \text{Pasivo Circulante}$$

3.6.4. Coeficiente de Tesorería.

Definido como la relación por cociente entre los Valores Disponibles y el Pasivo Circulante, esto es, el cociente entre la Tesorería y el Pasivo Circulante, y constituye una medida de la solvencia inmediata de la empresa.

$$\text{Coef. Tesorería} = \text{Tesorería} / \text{Pasivo Circulante}$$

3.6.5. Fondo de Maniobra.

El Fondo de Maniobra se define como la Diferencia entre el Activo Circulante y el Pasivo Circulante, y refleja la parte del Activo Circulante financiada por Capitales Permanentes. Esto es nos ofrece una medida de la solvencia técnica de la empresa, esto es, la distancia a que se encuentra de la Suspensión de Pagos.

$$\text{Fondo de Maniobra} = \text{Pasivo fijo} - \text{Activo Fijo}$$

3.6.6. Coeficiente de Endeudamiento.

Se define como la relación por cociente entre el Pasivo Exigible y los Fondos Propios, y nos ofrece una imagen de la composición de la estructura financiera de la empresa. Cuanto mayor sea este cociente, mayor será la dependencia de la empresa de fuentes de financiación ajenas.

$$\text{Coef. Endeudamiento} = \text{Pasivo Exigible} / \text{Fondos propios}$$

3.7. ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD.

Se deberá analizar la variación de los parámetros de rentabilidad frente a variaciones en:

- Política de inversiones.
- Precio del combustible.
- Precio de la energía eléctrica.
- Condiciones y criterios de funcionamiento de la central.

4. Planos.

A escala y formato adecuado para un correcto entendimiento de la instalación se deberán aportar como mínimo los planos enumerados a continuación.

4.1. PLANOS GENERALES Y DE DISTRIBUCIÓN.

4.1.1. Emplazamiento.

Si la instalación se localiza en el interior del casco urbano se indicarán el número de parcela, solar o edificio, calle o calles de acceso, calles próximas y puntos de referencia identificables de fácil localización.

Si la situación es fuera del casco urbano se indicará el paraje o lugar, así como los accesos y puntos de referencia identificables.

4.1.2. Distribución en parcela. Situación de equipos principales.

Especificar la ordenación del conjunto, indicándose las edificaciones donde se ubicarán tanto los equipos principales como los auxiliares, accesos, aparcamientos, zonas de circulación, zonas de futuras ampliaciones y otros.

4.1.3. Planos de distribución.

Se aportarán planos generales de área, con distribución de todos los elementos e indicación de dimensiones, distancias de seguridad, accesos, ventilaciones y extracciones.

Si existiesen varias plantas se incluirá una o varias secciones para ver las interconexiones y alturas.

4.1.4. Diagrama de proceso.

Se ha de incluir un plano donde se indique con detalle el diagrama o los diagramas del proceso de cogeneración con todos sus elementos.

4.1.5. Planos de acotación. Cotas.

Definir las dimensiones de dependencias, accesos, ventanas, maquinaria, y cualquier otro elemento que forma parte de la instalación de cogeneración.

4.1.6. Planta de cubiertas.

Se indicarán todos sus elementos así como las salidas de conductos y chimeneas.

4.1.7. Secciones y alzados.

Se indicarán las cotas, materiales y demás elementos.

4.2. PLANTAS Y SECCIONES DE INSTALACIONES.

Se aportarán tantos planos P&ID de sistemas e instalaciones como mismas presente la planta de cogeneración.

Las escalas serán las adecuadas para observar sin ambigüedad la colocación de todos aquellos equipos e instrumentación necesarios para un correcto funcionamiento de la instalación. Se aportarán:

- Planos de Obra Civil.
- Instalación de combustible empleado, sistema de almacenamiento y canalizaciones hasta los generadores.
- Instalación eléctrica de Alta Tensión y su conexión con la de la industria y la interconexión con la red.
- Instalación eléctrica de Baja Tensión.
- Sistema de Admisión de Aire.
- Sistema de Escape y chimeneas de los gases de escape.
- Sistema de Arranque.
- Sistema de Refrigeración de motores o turbinas.
- Sistema de Lubricación, tanto de carga como de descarga.

- Instalación de Recuperación de calor con definición de los equipos de intercambio presentes e interconexiones con la industria.
- Instalación de Aire comprimido.
- Instalación de Protección contra incendios.
- Instrumentación y Control.
- Sistema de puentes grúa y polipastos.
- Instalaciones de presurización y ventilación del recinto donde se ubica la planta de cogeneración.
- Sistema de Agua de aporte y Aditivación de circuitos.

4.3. DETALLES. ESQUEMAS DE PROCESO Y DIAGRAMAS.

Se aportarán todos los detalles que se requieran para la definición de elementos puntuales de las instalaciones, así como los esquemas de principio y los diagramas unifilares precisos.

4.3.1. Diagramas isométricos de tuberías.

Aportaremos cuantos isométricos hagan falta y los planos de proceso de cada instalación.

4.3.2. Esquemas unifilares de la instalación.

Tanto de alta como de baja tensión, indicando cuadros de maniobra, cuadros de protecciones y demás elementos de la misma.

5. Pliego de condiciones.

5.1. CALIDADES Y CARACTERÍSTICAS DE LOS MATERIALES Y DE LOS EQUIPOS EMPLEADOS EN LA INSTALACIÓN.

Específico para cada instalación, se dividirá en los artículos necesarios para definir las calidades y las características de todos los materiales y de los equipos que intervienen en ella.

5.2. NORMAS DE EJECUCIÓN DE LAS INSTALACIONES.

Se definirán las prescripciones necesarias para la correcta ejecución de las instalaciones.

5.3. PRUEBAS, ENSAYOS Y VERIFICACIONES REGLAMENTARIAS.

Se definirá cada una de las pruebas, ensayos y verificaciones que por prescripción reglamentaria deben llevarse a efecto para comprobar tanto el buen funcionamiento como la seguridad de las instalaciones.

En particular se indicarán las que han de realizarse para la recepción, tanto provisional como definitiva, de las instalaciones.

5.4. CONDICIONES DE USO, MANTENIMIENTO Y SEGURIDAD.

5.5. CERTIFICADOS Y DOCUMENTACIÓN.

5.6. LIBRO DE ÓRDENES.

6. Mediciones y presupuesto.

Medición y presupuesto de todos los elementos que intervienen en la instalación: obra civil, generadores, instalación eléctrica, cuadros, ventilaciones, extracciones, y demás elementos.

6.1. INVERSIÓN INICIAL.

- Solares y terrenos.
- Edificaciones.
- Obras anexas como vallados, etc.

6.2. OBRA CIVIL.

- Cimentaciones y Estructuras.
- Forjados y cubiertas.
- Depósitos y aljibes.

6.3. MAQUINARIA Y EQUIPOS.

Se consignarán como unidades todas las máquinas y equipos a instalar y que no formen parte de una instalación específica. En la definición de unidad se harán constar todos los datos necesarios para la identificación de la máquina o del equipo: características técnicas, marca y modelo.

6.4. INSTALACIONES.

Puesto que lo más normal es que cada instalación forme parte de un proyecto específico se deberá reflejar un resumen de cada una de ellas con el fin de obtener un presupuesto global del proyecto en cuestión.

No obstante se podrá presentar un presupuesto global donde aparezcan con detalle cada una de las instalaciones.

7. Seguridad y salud.

7.1. ESTUDIO COMPLETO DE SEGURIDAD Y SALUD.

Se incluirá en el proyecto cuando así lo exija la normativa vigente.

7.2. ESTUDIO BÁSICO DE SEGURIDAD Y SALUD.

En los proyectos de obras e instalaciones en los cuales no se incluya un Estudio completo de Seguridad y Salud, se elaborará un Estudio Básico de Seguridad y Salud.

8. Estudio de impacto medioambiental (si procede).

Se realizará un estudio de impacto medioambiental si procede.