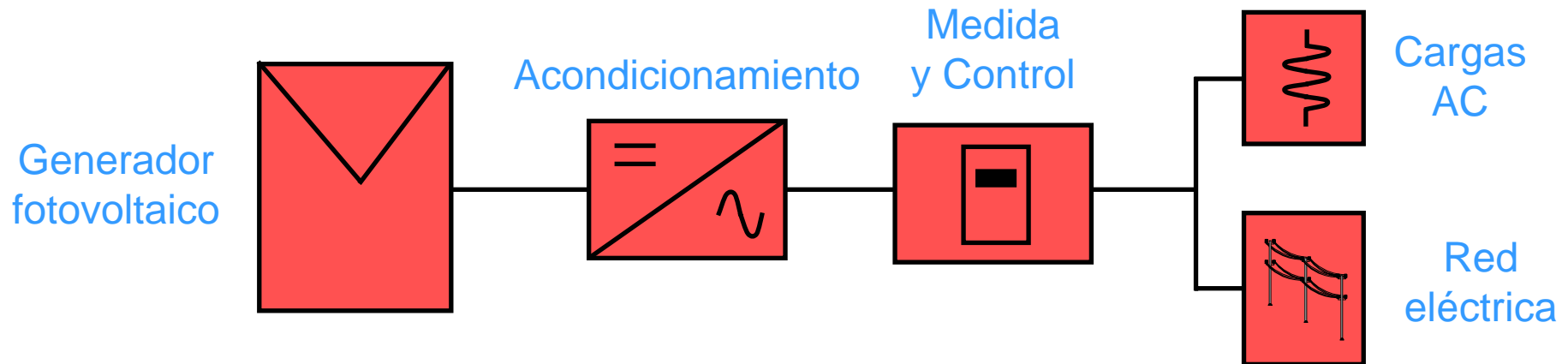


## TEMA 5

# “EDIFICIOS FOTOVOLTAICOS CONECTADOS A LA RED ELÉCTRICA”

# 1. INTRODUCCIÓN

## DIAGRAMA DE BLOQUES



**Generador fotovoltaico:**

Módulos fotovoltaicos, Estructura de soporte

**Acondicionamiento:**

Convertidor DC/AC (inversor), seguimiento del PMP

**Medida y control:**

Protecciones, contadores

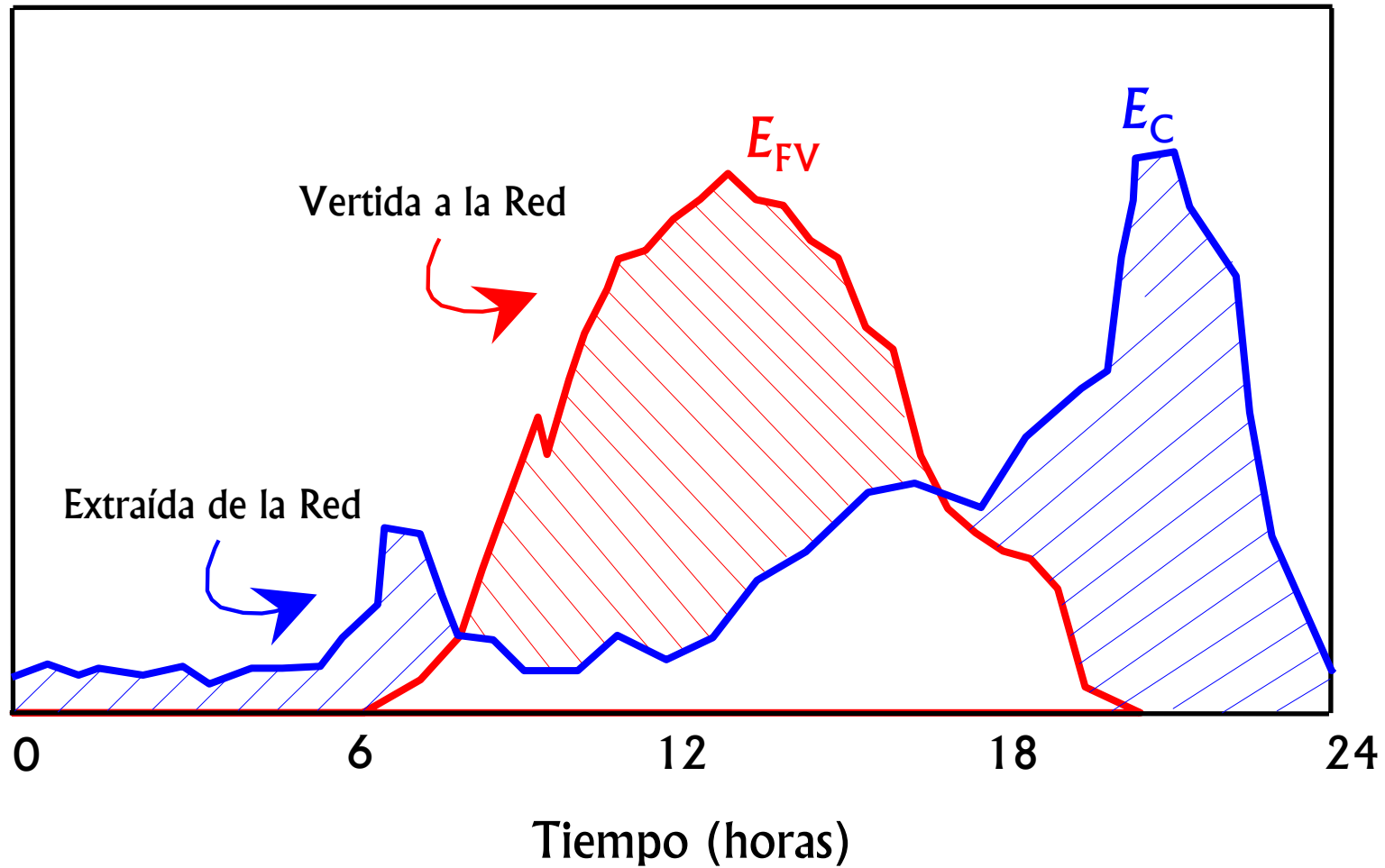
**Cargas:**

Aplicaciones de consumo (AC) y la red eléctrica (interacción)

- ¿Por qué integración de ESF?
- Niveles de integración: Diseño; Físico (funcional); Eléctrico (edificio, Red); Control, operación y mantenimiento

# INTERACCIÓN EFCR Y RED ELÉCTRICA

Potencia



## 2. FUNCIONALIDAD. PARÁMETROS DE MÉRITO

---

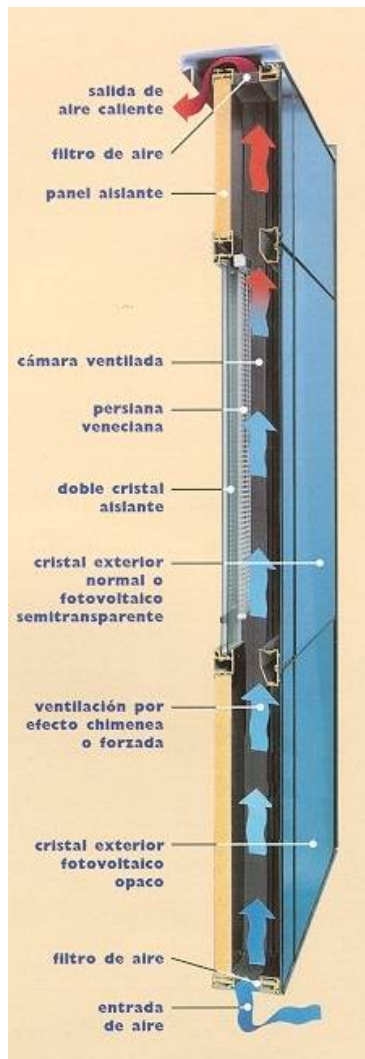
### 2.1 FUNCIÓN ELÉCTRICA Y ARQUITECTÓNICA

- Funcionalidad de un generador FV:  
Interés y “conflicto” entre ingenieros solares y arquitectos
- Módulos FV y grados de integración

Tipo	Independiente	Superpuesto	Revestimiento	Cerramiento	Sombreado
Estándar (vidrio-tedlar;marco)	+	○	-	-	○
Laminados opacos	○	+	+	○	+
Laminado semi-transparente	-	-	-	+	+
Laminado transparente	-	-	-	+	+

## 2. Funcionalidad. Parámetros de mérito

- Módulos híbridos (“multifuncionales”)



Muro cortina ventilado (TFM)



Muro cortina ventilado con lamas (TFM)

## 2. Funcionalidad. Parámetros de mérito

---

### 2.2 PARÁMETROS DE MÉRITO DE UN SISTEMA FV

- Productividad del generador,  $Y_A$  (“Array Yield”)

$$Y_A = \frac{E_{GFV,\tau}}{P_{nomG}} \quad \left( \frac{\text{kWh}}{\text{kWp}} \leftrightarrow \text{h} \right)$$

→ Energía producida por el generador, por unidad de potencia instalada

- Productividad final del sistema,  $Y_F$  (“Final Yield”)

$$Y_F = \frac{E_{FV,\tau}}{P_{nomG}} \quad \left( \frac{\text{kWh}}{\text{kWp}} \leftrightarrow \text{h} \right)$$

→ Energía UTIL producida por el sistema, por unidad de potencia instalada

- Productividad de referencia,  $Y_R$  (“Reference Yield”)

$$Y_R = \frac{G_{inc,\tau}}{I_{STC}} \quad \left( \frac{\text{kWh/m}^2}{1 \text{ kW/m}^2} \leftrightarrow \text{h} \right)$$

→ Energía solar teóricamente disponible

(Nº horas equivalentes con  $I = \text{constante} = I_{STC} = 1 \text{ kW/m}^2$ )

## 2. Funcionalidad. Parámetros de mérito

### (Parámetros de mérito)

- Rendimiento global del sistema,  $PR$  (“Performance Ratio”)

$$PR = \frac{Y_F}{Y_R} \quad \left( \text{o } PR(\%) = 100 \times \frac{Y_F}{Y_R} \right)$$

- Relación entre energía útil y la que teóricamente podría generar ( $= P_{\text{nomG}} \times G_{\text{inc}} / I_{\text{STC}}$ )
- Permite comparar instalaciones fv de lugares distintos (salvo efecto de  $T_C$  !)

- Eficiencia energética del inversor ( $\eta_{EI}$ )

$$\eta_{EI} = \frac{E_{\text{FV},\tau\tau}}{E_{\text{GFV},\tau\tau}} = \frac{E_{\text{FV},\tau} / P_{\text{nomG}}}{E_{\text{GFV},\tau} / P_{\text{nomG}}} = \frac{Y_F}{Y_A} \quad (\text{Balance de energías})$$

$\neq$   $\eta_I = \frac{P_{\text{FV},\tau}}{P_{\text{GFV},\tau}}$  : Eficiencia instantánea (Balance de potencias)

- Fracción Solar del sistema,  $FS$   $FS = \frac{E_{\text{FV consumida en edificio},\tau}}{L_\tau}$

- Fracción del consumo abastecida por el sistema FV

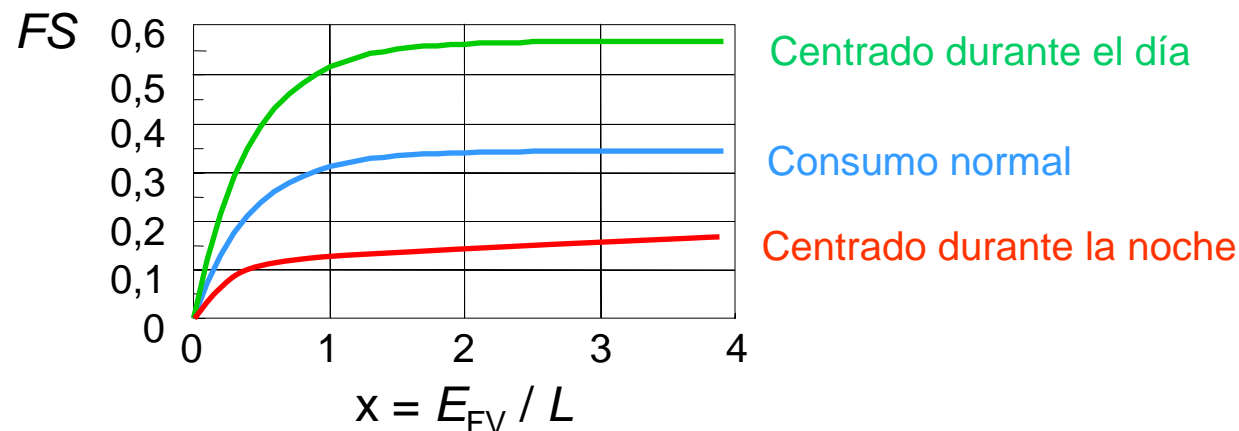
## 2. Funcionalidad. Parámetros de mérito

### 2.3 COMPORTAMIENTO ENERGÉTICO DE UN EFCR

- Energía útil:  $E_{FV} = \underbrace{P_{\text{nomG}} \times Y_R}_{\text{Energía útil máxima teórica}} \times \underbrace{PR}_{\text{Rendimiento global}}$

- Estimación de la Fracción Solar:

- No es un aspecto crítico en EFCR
- Interesante para mecanismos de “Gestión de la Demanda”



- Relacionado con la distribución del consumo entre las 9 y 18 h.
- Valores alcanzables en España: 100 kWp ↔ ~ 1000 m<sup>2</sup>

$$E_{FV} = 140.000 \text{ kWh} = 140 \text{ MWh} \leftrightarrow \text{Consumo de 60 familias}$$

## 3. DISEÑO DE EFCR

---

### 3.1 CONSIDERACIONES GENERALES

- Edificio: combinación de sistemas interdependientes (estructura, mecánico, eléctrico, humano,...)

↳ Integración de ESF: añade dimensión productora

- Proceso típico de diseño industrial
- Diseño preliminar: arquitecto. Diseño final: profesional del sector FV

### 3.2 ANÁLISIS DE VIABILIDAD

- Del emplazamiento: superficie disponible y ubicación (Recordar: 1 kWp  $\leftrightarrow$  7–15 m<sup>2</sup> ; Potencia mínima recomendable: 1 kWp)
- Efecto de sombras: ¡puede ser crítico!
- De la aplicación (ESF): análisis de necesidades y prioridades  
Principio básico: eficiencia energética

### 3.3 CONDICIONANTES LEGALES

- Normativas de la edificación
- No existe por el momento certificación de módulos como elementos constructivos ni de técnicas de integración  
(Experiencia en Holanda, tejados FV: positiva en impermeabilidad, estanqueidad, durabilidad y resistencia; necesarias mejoras en insonoridad y regulación de humedad)
- IEC 60364-7-712: “Electrical installations of buildings - Part 7, Section 712: Photovoltaic power supply systems”
- Normativa eléctrica de aplicación general
- Condiciones técnicas específicas para la conexión a la red eléctrica de instalaciones fotovoltaicas

### 3. Diseño de EFCR

---

#### Condicionantes legales en España

- Normativa eléctrica de aplicación general: Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión
- Real Decreto 1663/2000: Condiciones técnicas y administrativas para conexión a redes de baja tensión
- Real Decreto 436/2004: Régimen jurídico y económico de la producción de energía eléctrica en régimen especial

→ Por cada kWh producido por una instalación fotovoltaica se paga a su titular, en función de la potencia instalada:

Instalaciones de potencia  $\leq 100$  kW →

Año 1- año 25: 5,75 veces la tarifa media (2004: 41,44 cEuro/kWh)

Año 25 → 4,6 veces (33,15 cEuro/kWh)

Instalaciones de potencia  $> 100$  kW →

Año 1- año 25: 3 veces la tarifa media (2004: 21,62 cEuro/kWh)

Año 25 → 2,4 veces (17,30 cEuro/kWh)

## 3. Diseño de EFCR

---

### 3.4 SEGURIDAD Y PROTECCIONES

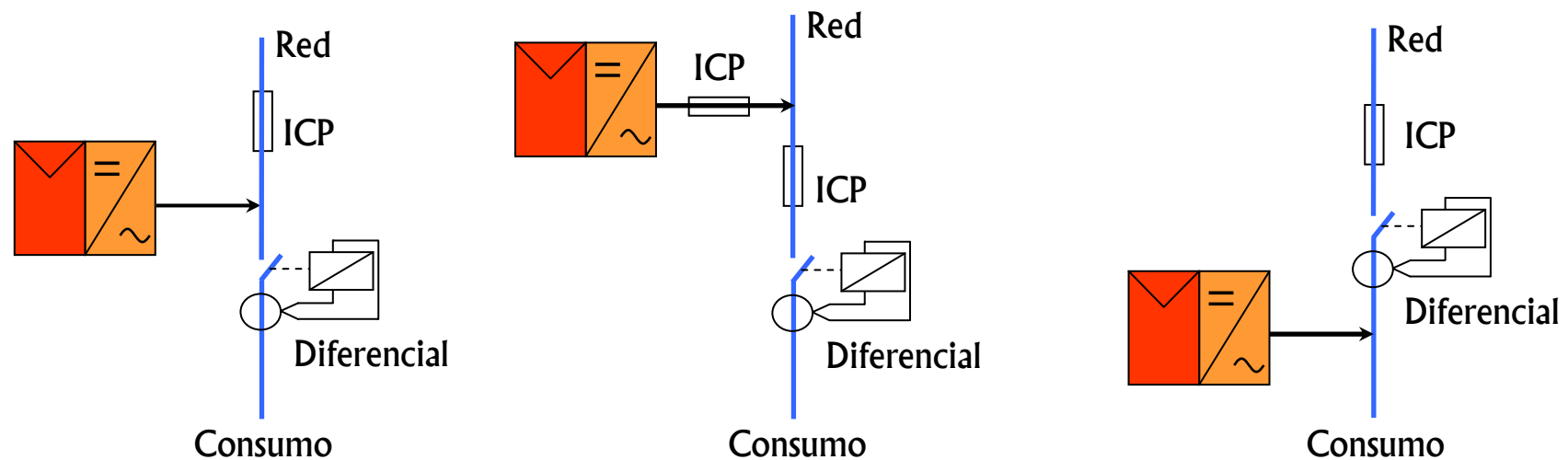
- **Generador FV:** fuente de continua, autolimitada en corriente ( $I_{SC}$ )  
difícil de “apagar”, espacialmente distribuida
- **Posibles fallos:** conexiones serie defectuosas  
pérdida de aislamiento (fugas de corriente)  
cortocircuitos y sobreintensidades  
sobretensiones inducidas (rayos cercanos)
- **Causas:** envejecimiento, degradación, daños mecánicos,  
malas conexiones, fenómenos atmosféricos
- **Objetivo:** garantizar la seguridad de personas, equipos y la Red:
  - Preservar la seguridad de la instalación y la calidad de la Red
  - Evitar: contactos directos e indirectos, sobreint. y cortocircuitos, sobretensiones

### 3. Diseño de EFCR

(Seguridad y protecciones)

#### 1. Preservar la seguridad de la instalación AC

➔ Objetivo: seguridad de las personas y la Red



#### 2. Evitar contactos directos e indirectos

➔ Objetivo: seguridad de las personas

Frente a Contactos directos: aislar partes activas, dificultar/impedir su acceso

Frente a Contactos indirectos: emplear grado de aislamiento adecuado (equipos, cables)

## 3. Diseño de EFCR

### (Seguridad y protecciones)

#### 3. Evitar sobreintensidades y cortocircuitos

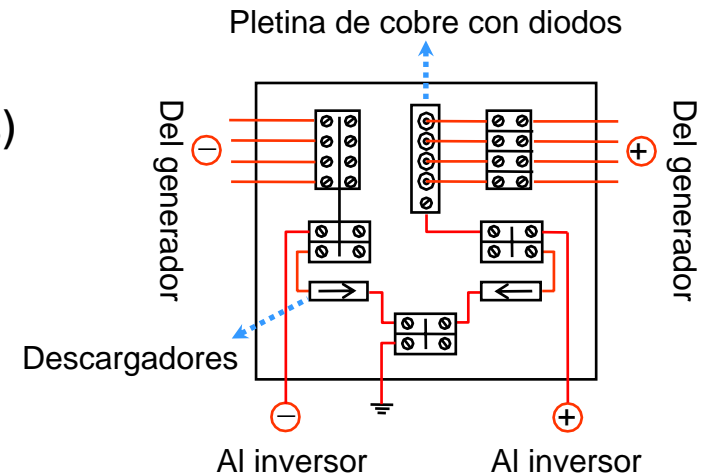
- ➔ Objetivo: seguridad de la instalación (evitar incendios)  
Fusibles, diseño de cables adecuado (tipo, sección)  
Diseño de cajas de conexión

#### 4. Evitar sobretensiones

- ➔ Objetivo: seguridad de la instalación (rayos)  
No es necesario pararrayos específico!  
Descargadores de sobretensión, Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión

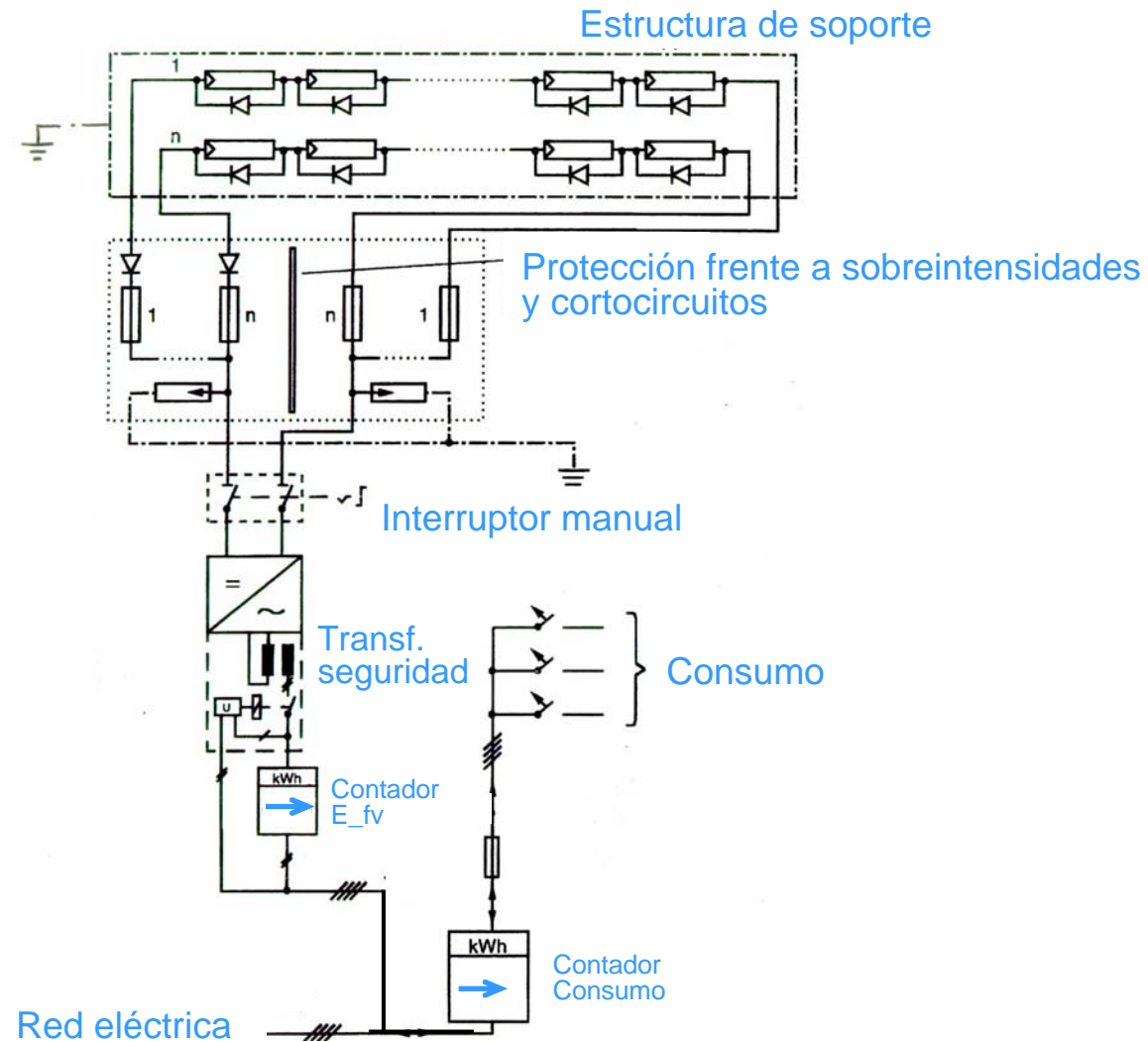
#### 5. Preservar la calidad de la red

- ➔ Objetivos: evitar “funcionamiento en isla”, emisión de armónicos indeseados,  
alterar las condiciones de puesta a tierra  
Dispositivos de vigilancia, actuación y bloqueo



### 3. Diseño de EFCR

#### Ejemplo: instalación eléctrica segura



## 3. Diseño de EFCR

---

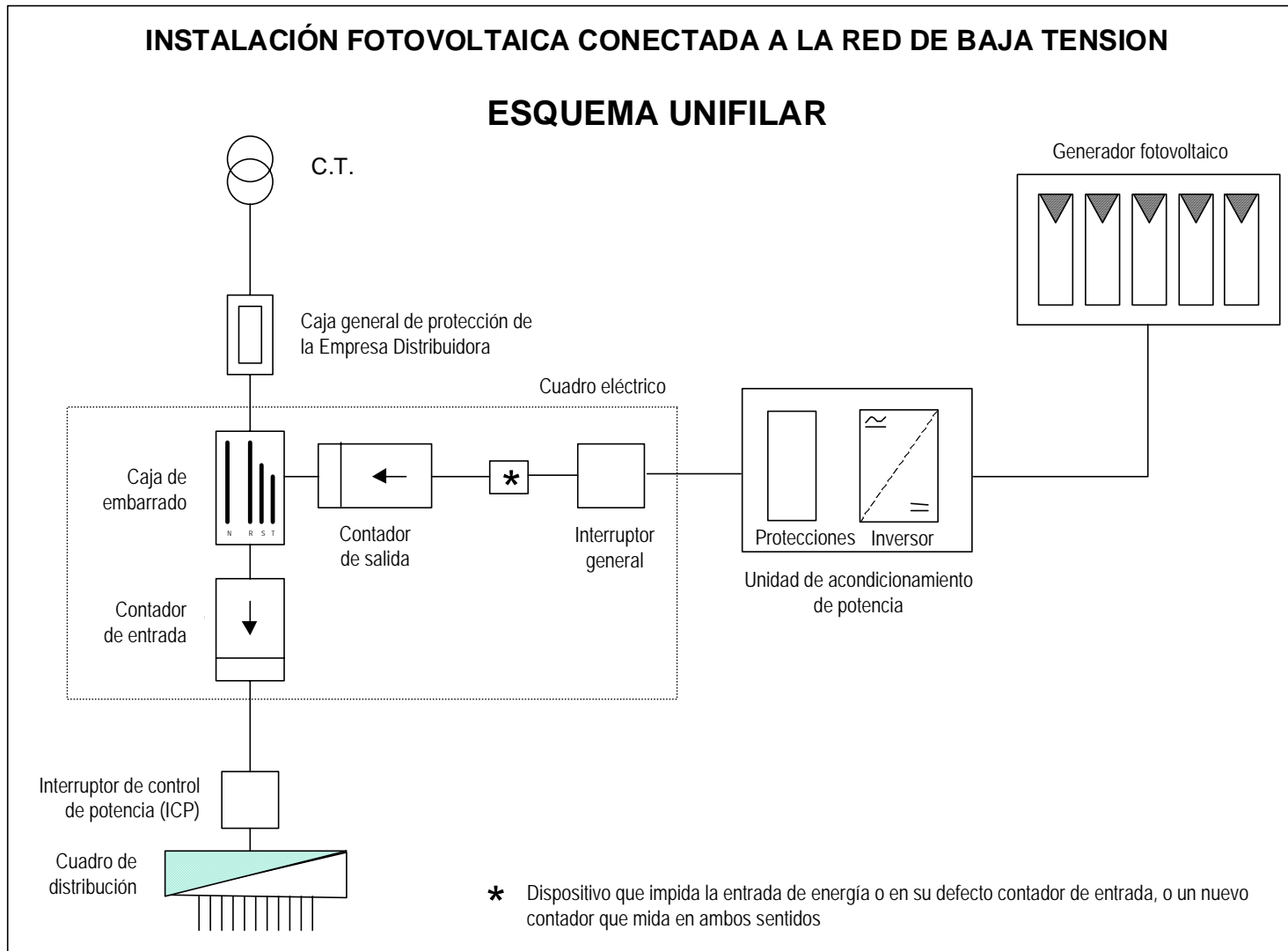
### *Seguridad y protecciones: España*

#### Real Decreto 1663/2000 – Artículo 11 (Protecciones):

1. **Interruptor general manual** (interruptor magnetotérmico con intensidad de cortocircuito superior a la indicada por la empresa distribuidora en el punto de conexión), accesible a la empresa distribuidora.
2. **Interruptor automático diferencial.**
3. **Interruptor automático de la interconexión**, para la desconexión-conexión automática de la instalación fotovoltaica en caso de pérdida de tensión o frecuencia de la red.
4. **Protección para la interconexión de máxima y mínima frecuencia** (51 y 49 Hz, respectivamente) **y de máxima y mínima tensión** (1,1 y 0,85 Um, respectivamente).
- ...
6. El rearme del sistema de conmutación y, por tanto, de la conexión con la red de baja tensión de la instalación fotovoltaica será automático, una vez restablecida la tensión de red por la empresa distribuidora.
7. Podrán integrarse en el equipo inversor las funciones de protección de máxima y mínima tensión y de máxima y mínima frecuencia.

### 3. Diseño de EFCD

#### Real Decreto 1663/2000 – Esquema unifilar:



## 3. Diseño de EFCR

---

### 3.5 INSTALACIÓN Y MANTENIMIENTO

- Método de instalación: determinante en el coste del sistema FV
- Manipulación de módulos cada vez mayores (Ejemplo: módulo ASE-300, 2,5 m<sup>2</sup> y 46 kg.)
- Concentrar operaciones relacionadas con la instalación en fábrica, minimizando las realizadas en el edificio
- Mantenimiento: integración con el de otros sistemas del edificio



Biblioteca de Mataró

## 4. DIMENSIONADO Y ANÁLISIS

---

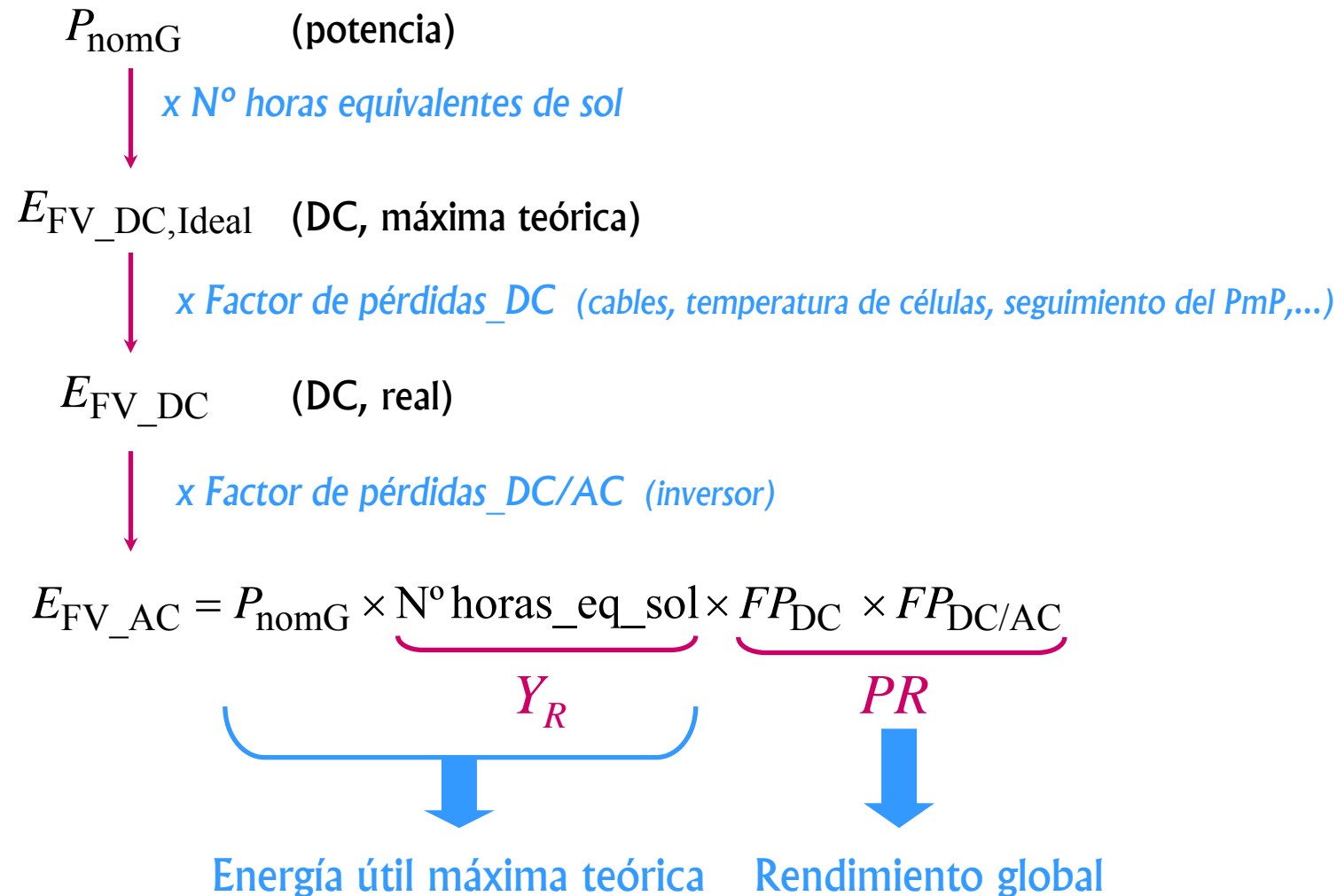
### 4.1 MÉTODO PROPUESTO (IES)

- Estimación de la energía útil de un sistema con ubicación óptima
- Corrección por ubicación real y sombras
- Consideración factores de seguridad
- Cálculo de las potencias nominales (generador, inversor) y la superficie necesaria del generador
- Análisis de beneficios medioambientales
- EJEMPLO: Diseño básico de un EFCR que genere determinada Energía útil
- Datos de partida:
  - Energía útil anual (EFV)
  - Superficie disponible: orientación, inclinación
  - Sombras (estudio previo: Factor de Sombras)
  - Radiación anual sobre superficie óptima (orientación sur; inclinación ~ latitud) (YR)

## 4. Dimensionado y análisis

---

### ENERGÍA ÚTIL ESPERABLE:



## 4. Dimensionado y análisis

---

### 4.2 EJEMPLO

- ¿Cuál es el tamaño del sistema fotovoltaico que produce al año, en promedio, el consumo eléctrico de una familia española?

- Datos de partida:

→  $E_{FV} = 2350$  kWh/año (estimación de consumo en 1999)

→ Superficies posibles  $(\beta, \alpha)$ : tejado óptimo  $(\beta \approx \phi, \alpha = 0)$ ; tejado este  $(\phi, -90^\circ)$ ; fachada sur  $(90^\circ, 0)$ ; fachada este  $(90^\circ, -90^\circ)$

→ Sombras: ninguna ( $FS = 0$ )

→ Radiación anual sobre superficie óptima (fuente: Atlas de Radiación Europeo):

$$\text{Madrid, } G_{\text{inc}}(\phi) = 1803 \text{ kWh/m}^2 \quad \Rightarrow \quad Y_R(\beta_{\text{opt}}) \approx 1803 \text{ h (Madrid)}$$

## 4. Dimensionado y análisis

---

### A. Energía útil del sistema si tuviera ubicación óptima:

$$E_{FV,opt} = E_{FV}(\beta_{opt}, \alpha = 0) = P_{nomG} \times Y_R(\beta_{opt}) \times PR(\beta_{opt}; F_{DI})$$

$$\beta_{opt} \cong \phi - 5^\circ \quad ; \quad \alpha_{opt} = 0 \text{ (Sur)} \quad \rightarrow \text{Ubicación óptima (fija, sin seguimiento)}$$

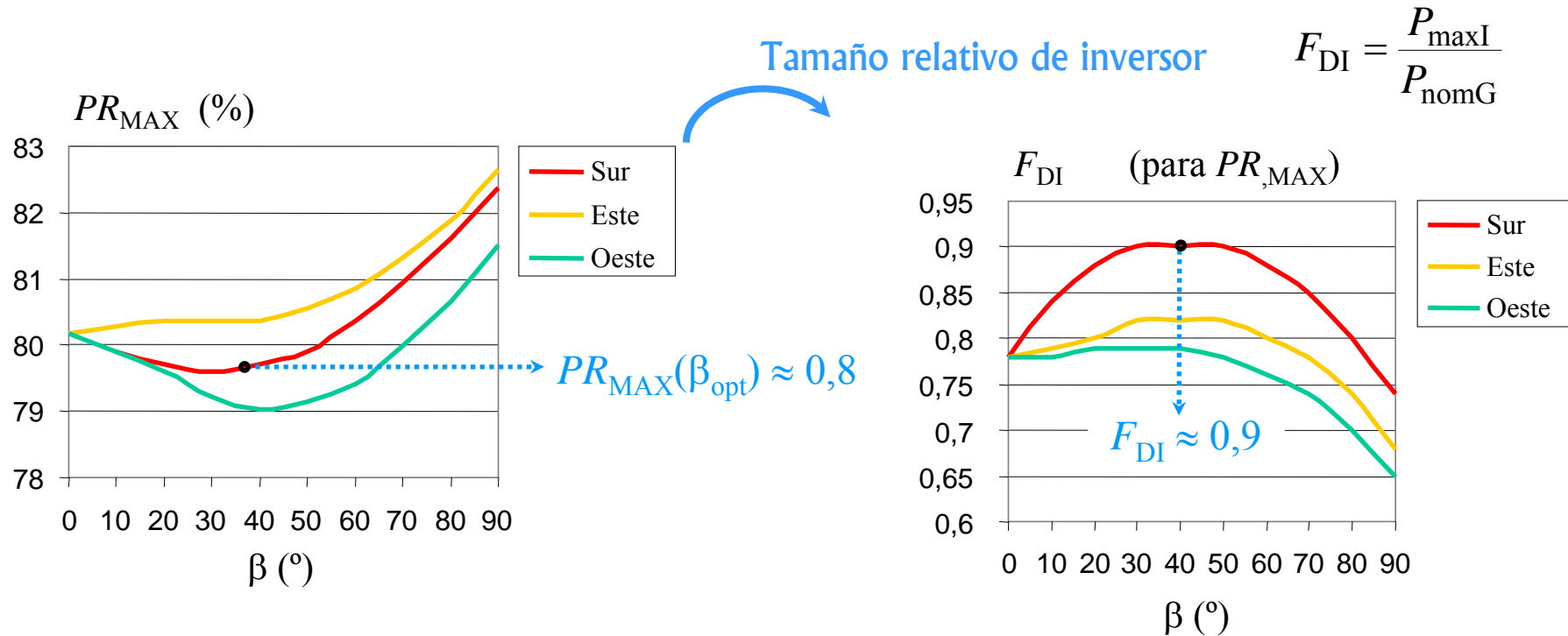
$$Y_R(\beta_{opt}) \rightarrow \text{Atlas de radiación o cálculos}$$

$$PR(\beta_{opt}) \equiv PR(\beta_{opt}; F_{DI}) \rightarrow \text{Cálculo analítico (gráfico) o estimación}$$

$$F_{DI} = \frac{P_{maxI}}{P_{nomG}} \quad : \text{Tamaño relativo de inversor}$$

# RENDIMIENTO GLOBAL

$PR$  máximo alcanzable en distintas ubicaciones (España):



**(más realista, basado en la experiencia real)**

$PR \approx 0,70 - 0,75$

## 4. Dimensionado y análisis

---

### B. Corrección por ubicación real (no óptima) y sombras:

$$E_{FV} = P_{\text{nomG}} \times \underbrace{Y_R(\beta_{\text{opt}}) \times FI \times (1 - FS)}_{Y_R \text{ (Productividad de referencia, incluidas sombras)}} \times PR(\beta, \alpha; F_{\text{DI}})$$

$Y_R$  (Productividad de referencia, incluidas sombras)

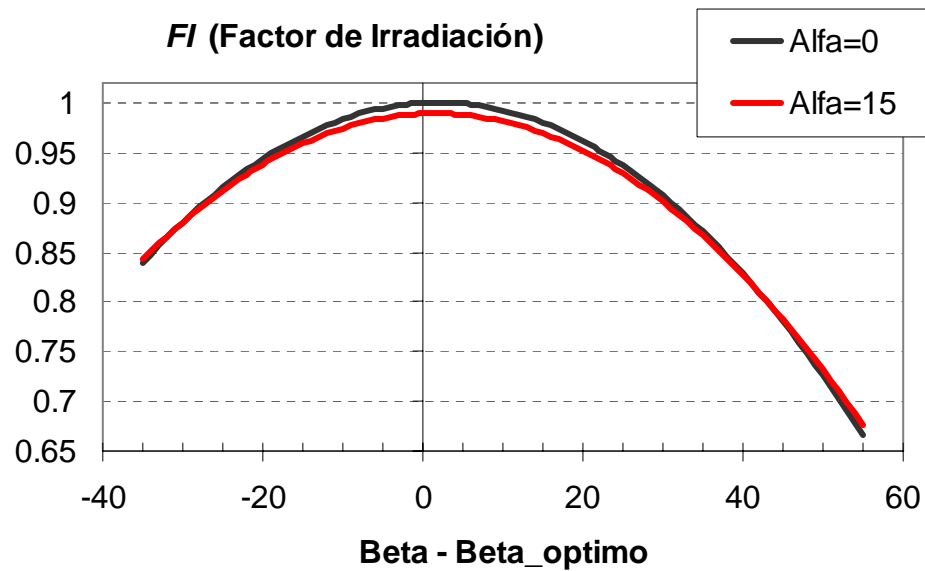
$$Y_F \equiv E_{FV,n} \text{ ('n': normalizada; por cada kWp instalado)}$$

$FI \rightarrow$  Factor de Irradiación

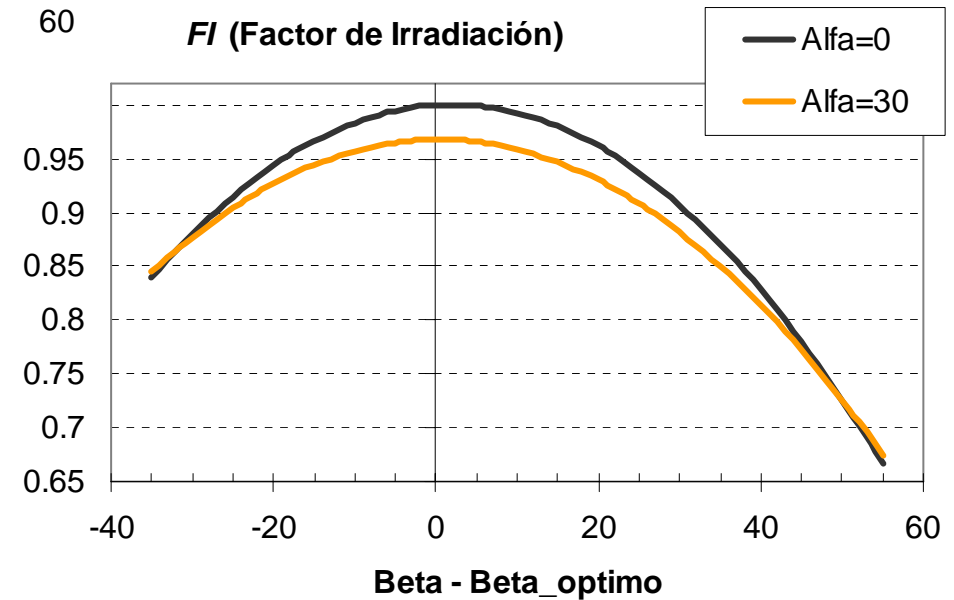
(Pérdidas anuales con respecto de una superficie óptima)

Superficie	$FI$	$PR$	$F_{\text{DI,MAX}}$	$E_{FV,n} = Y_F$ (kWh/kWp)
Tejado óptimo	1	0,75	0,90	1352
Tejado este	0,79	0,75	0,82	1068
Fachada sur	0,68	0,75	0,74	920
Fachada este	0,59	0,75	0,68	798

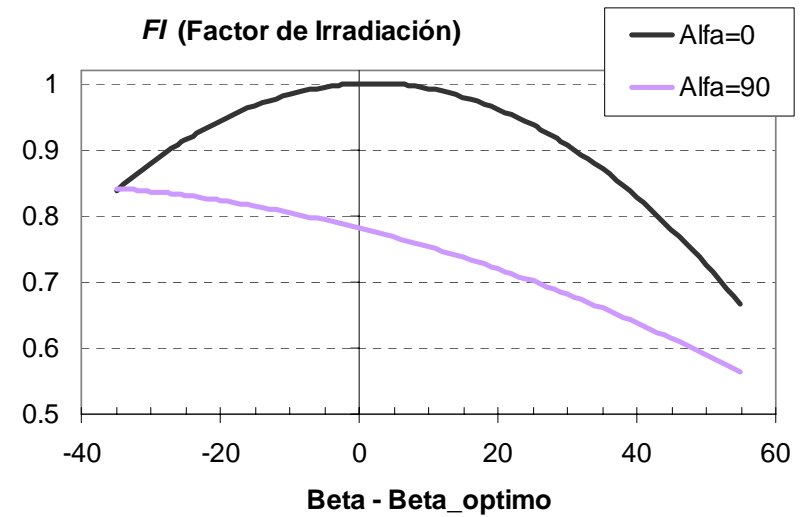
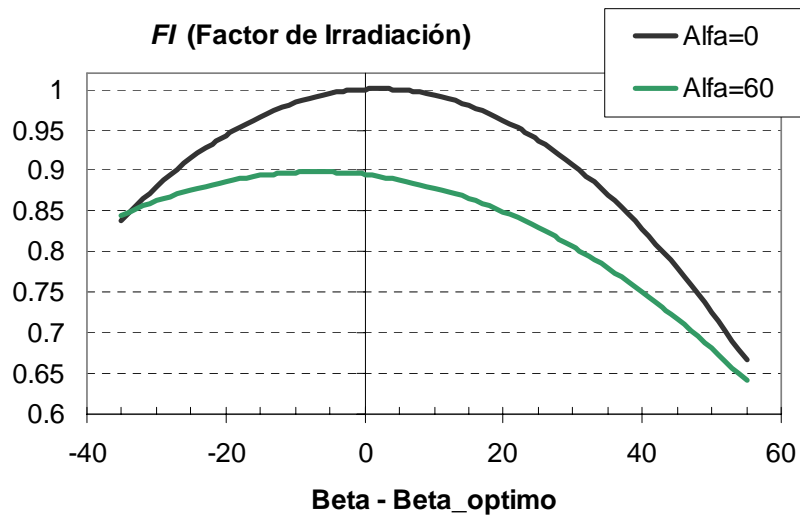
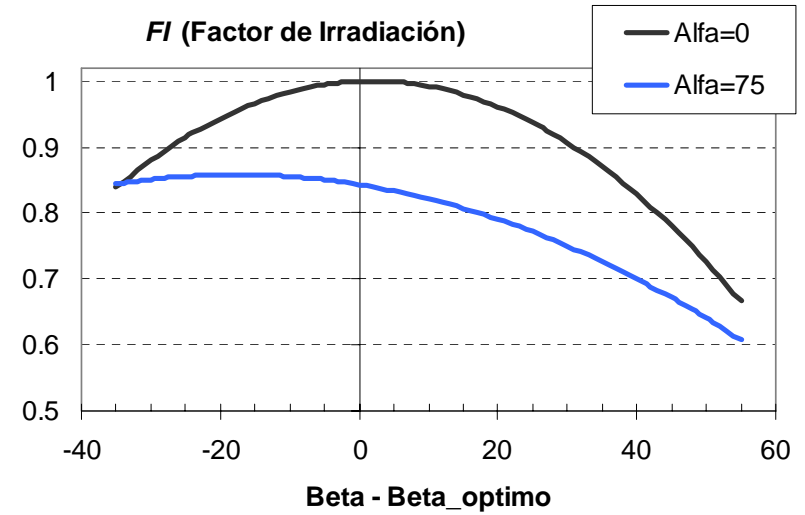
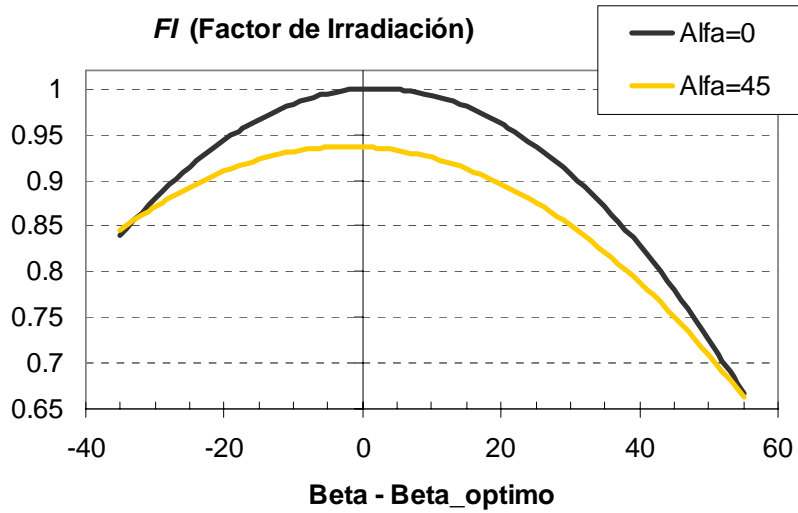
# FACTOR DE IRRADIACIÓN (diversas orientaciones) (I)



$$FI = \frac{G_{anual}(\alpha, \beta)}{G_{anual}(\alpha_{optimo}, \beta_{optimo})}$$

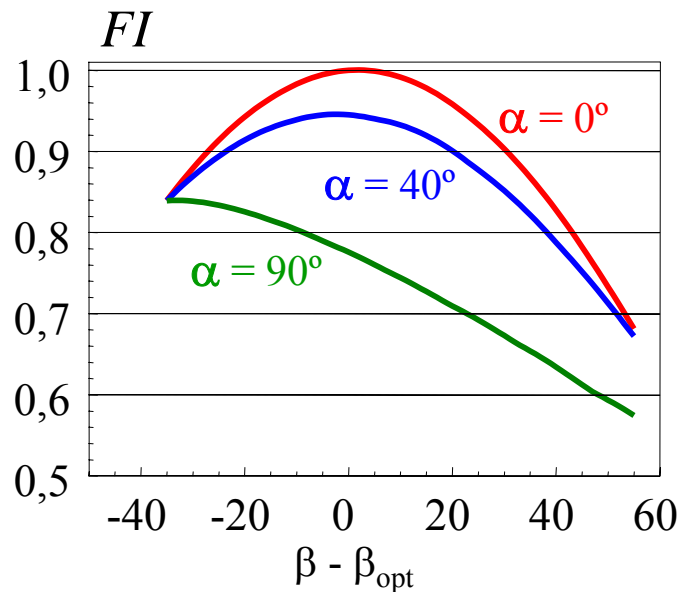


## Factor de Irradiación (diversas orientaciones) (y II)



# FACTOR DE IRRADIACIÓN (Modelado)

Modelado (Año Meteorológico Típico):



$$G_a(\beta, \alpha) = G_a(\beta_{\text{opt}}, 0) \times FI$$

$$\beta_{\text{opt}} = \frac{\phi(^{\circ})}{3} + 20^{\circ} \quad ; \quad \alpha_{\text{opt}} = 0 \text{ (Sur)}$$

$$FI = g_1 \cdot (\beta - \beta_{\text{opt}})^2 + g_2 \cdot (\beta - \beta_{\text{opt}}) + g_3$$

$$g_1 = g_{11} \cdot |\alpha|^2 + g_{12} \cdot |\alpha| + g_{13}$$

$$g_2 = g_{21} \cdot |\alpha|^2 + g_{22} \cdot |\alpha| + g_{23}$$

$$g_3 = g_{31} \cdot |\alpha|^2 + g_{32} \cdot |\alpha| + g_{33}$$

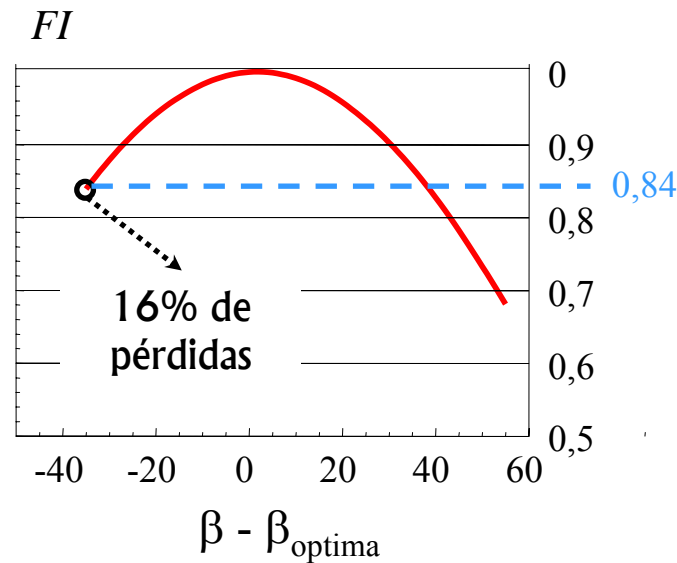
Coefficientes {g <sub>ij</sub> }	j = 1	j = 2	j = 3
i = 1	7,09E-9	3,89E-7	-1,15E-4
i = 2	-3,61E-7	1,30E-6	1,41E-5
i = 3	-2,20E-5	-4,02E-4	1

## Aplicación del Factor de Irradiación: ¿Y si no se conoce $G_a(\beta_{opt})$ ?

Según el Atlas de Radiación de España ( Instituto Nacional de Meteorología):

Radiación media diaria sobre superficie horizontal:  $G_{dm}(0) \sim 4,6 \text{ kWh/m}^2$

Radiación anual sobre superficie horizontal:  $G_a(0) = 1679 \text{ kWh/m}^2$



$\Rightarrow$  Radiación anual sobre superficie óptima:

$$G(\beta_{opt}) = 1679/0,84 = 1999 \sim 2000 \text{ kWh/m}^2$$



Importancia de citar la fuente de  
datos de radiación en las estimaciones

## 4. Dimensionado y análisis

### C. Consideración de factores de seguridad

- Por  $P_{\text{nomG}} < \Sigma(P_{\text{nom,módulos,catálogo}}) : +5\% \rightarrow F_{\text{SEG1}} = 1,05$
- Compensación de pérdidas de reflexión, suciedad y baja eficiencia a bajos niveles de irradiancia: *“Modificador del ángulo de incidencia”*

Superficie ( $\beta, \alpha$ )	% Pérdidas	$\rightarrow F_{\text{SEG2}}$
( $\beta_{\text{opt}}$ 0)	8	1,08
( $\beta_{\text{opt}}$ -90°) (Este)	11	1,11
( $\beta_{\text{opt}}$ 90°) (Oeste)	11	1,11
( $\beta_{\text{opt}}$ 45°) (Suroeste)	9	1,09
(90°, 0) (Fachada sur)	19	1,19
(90°, -90°) (Fachada este)	15	1,15
(90°, 90°) (Fachada oeste)	15	1,15
(90°, 45°) (Fachada suroeste)	16	1,16

$$\Rightarrow F_{\text{SEG}} = F_{\text{SEG1}} \times F_{\text{SEG2}}$$

## 4. Dimensionado y análisis

### D. Cálculo de las potencias y superficies necesarias (generador, inversor)

$$P_{\text{nomG}} = \left( \frac{E_{\text{FV}}}{E_{\text{FV},n}} \right) \times F_{\text{SEG}} =$$

$$= \left( \frac{E_{\text{FV}}}{Y_{\text{R}}(\beta_{\text{opt}}) \times FI \times PR(\beta, \alpha; F_{\text{DI}})} \right) \times (F_{\text{SEG1}} \times F_{\text{SEG2}}) \quad \text{: Potencia nominal Generador fv}$$

$$\text{Área}_G = \frac{P_{\text{nomG}} (\text{kW}_p)}{\eta_{\text{STC}} \times I_{\text{STC}}} \quad ,, \quad \left[ \begin{array}{l} \eta_{\text{STC}} : \text{Eficiencia de catálogo de los módulos utilizados} \\ \text{(atención módulos para integración arquitectónica)} \\ I_{\text{STC}} = 1 \quad \text{kW/m}^2 \end{array} \right.$$

Valores de referencia para módulos con máxima densidad de empaquetamiento de células:

$$\left[ \begin{array}{ll} \eta_{\text{STC}} = [0,14 - 0,16] & \text{Silicio monocristalino} \\ & = [0,13 - 0,15] \quad \text{Silicio policristalino} \end{array} \right.$$

$$P_{\text{maxI}} = P_{\text{nomG}} \times F_{\text{DI}} \quad \text{: Potencia máxima Inversor}$$

## 4. Dimensionado y análisis

Superficie	$P_{\text{nomG}}$ (kWp)	Área <sub>G</sub> (m <sup>2</sup> )	$P_{\text{maxI}} = P_{\text{nomG}} \times F_{\text{DI}}$ (kW)
Tejado óptimo	1,97	12–14	1,78 → 1,8 (= 1,97×0,9)
Tejado este	2,56	16–18	2,10 → 2 (= 2,56×0,82)
Fachada sur	3,19	20–23	2,36 → 2,5 (= 3,19×0,74)
Fachada este	3,55	22–25	2,41 → 2,5 (= 3,55×0,68)

Módulos con máxima densidad de empaquetamiento de células

### F. Cálculo de los beneficios medioambientales:

Ahorro de emisiones de CO<sub>2</sub> : 1 kWh fv ↔ 0,516 kg. CO<sub>2</sub>

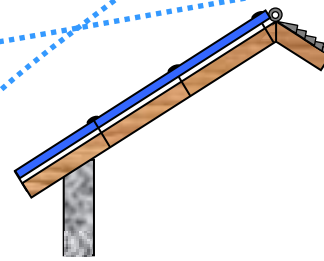
⇒ Tejado óptimo, ahorro anual:

$$0,516 \text{ kg/kWh} \times E_{\text{FV}}(\text{kWh}) = 1210 \text{ kg} = 1,21 \text{ toneladas de CO}_2$$

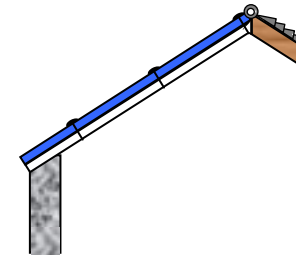
↔ 36,3 toneladas en el tiempo de vida de la instalación (30 años)

# 5. INTEGRACIÓN ARQUITECTÓNICA

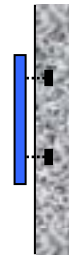
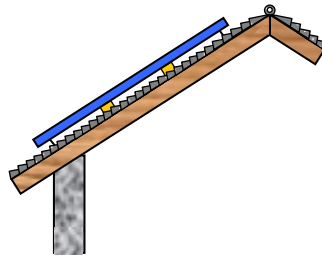
## 5.1 GRADOS DE INTEGRACIÓN



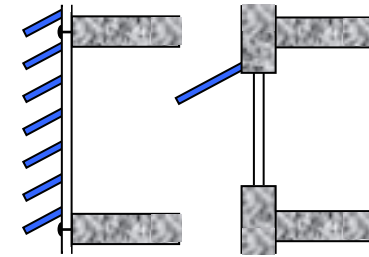
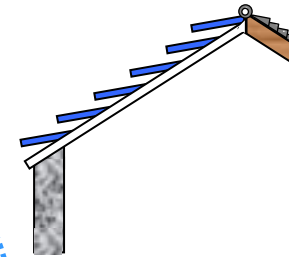
Alto: \* Revestimiento



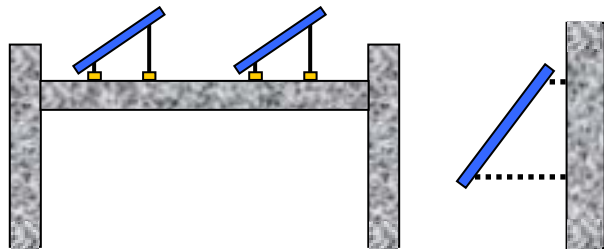
\* Cerramiento



Medio: Módulos superpuestos



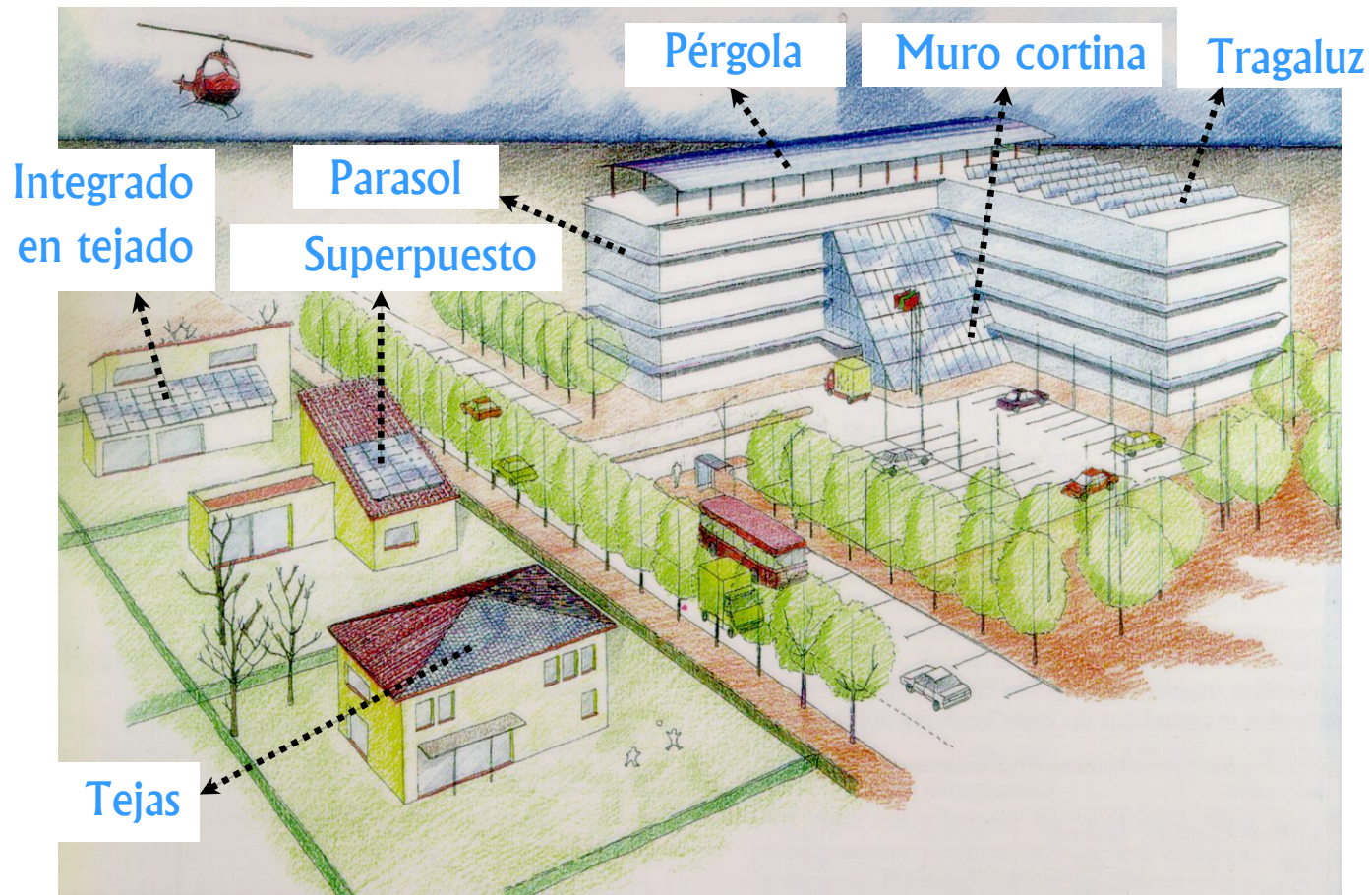
\* Elementos de sombreado



Nulo: Módulos independientes

## 5. Integración arquitectónica

(Grados de integración)



## 5. Integración arquitectónica

### 5.2 CONSIDERACIONES ECONÓMICAS

- Instalación fotovoltaica completa (módulos+ inversor+ cables+ instalación)

Integración de módulos fv	Coste instalación fv (€/m <sup>2</sup> )	Ahorro elem. (€/m <sup>2</sup> )	Coste Total (€/m <sup>2</sup> )
Independientes	0,84 – 1,09	0	0,84 – 1,09 (referencia)
Superpuestos	0,86 – 1,12	0	0,86 – 1,12 (+2%)
Revestimiento	0,93 – 1,18	0,07 – 0,11	0,82– 1,11 (-3 – +1%)
Tejas fv	0,93 – 1,26	0,07 – 0,11	0,83 – 1,19 (-2 – +9%)
Cerramiento	1,05 – 1,26	0,22 – 0,30	0,76 – 1,04 (-10 – +9%)
Elem. Sombreado	0,88 – 1,18	0,06 – 0,09	0,79 – 1,12 (-6 – +2%)

- Precios medios en Europa (1999)
- Tecnologías de menos a más caras: Encapsulado vidrio–tedlar / vidrio–vidrio  
Opacos / semitransparentes

## 5. Integración arquitectónica

### ESPAÑA

Precios medios en España, para instalaciones fv conectadas a la red (2002):

	3kWp	30kWp	300kWp	3MWp
<b>En euros/Wp</b>				
Paneles	3,77	3,67	3,36	2,78
Estructura soporte	0,37	0,36	0,29	0,24
Inversor + protecciones				
+ contador, monit.	0,87	0,68	0,49	0,33
Cableado y varios	0,19	0,16	0,12	0,10
Montaje y p.e.m.	0,43	0,38	0,24	0,15
Ingeniería, gastos generales, administración, etc. B° Indust.	1,88	1,75	1,50	1,20
<b>Total (EUR/Wp)</b>	<b>7,50</b>	<b>7,00</b>	<b>6,00</b>	<b>4,80</b>

Precios medios en España en 2004: 5% menores

	3kWp	30kWp	300kWp	3MWp
<b>En porcentaje</b>				
Paneles	50%	53%	56%	58%
Estructura soporte	5%	5%	5%	5%
Inversor + protecciones				
+ contador, monit.	12%	10%	8%	7%
Cableado y varios	2%	2%	2%	2%
Montaje y p.e.m.	6%	5%	4%	3%
Ingeniería, gastos generales, administración, etc. B° Indust.	25%	25%	25%	25%
<b>Total</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>