

**TRABAJO ESPECIAL DE GRADO**

**CRITERIOS DE DIMENSIONAMIENTO Y ACOPLAMIENTO A LA  
RED DE LOS SISTEMAS DE GENERACIÓN FOTOVOLTAICA.  
PROYECTO DE UNA INSTALACIÓN FV PARA UN COMPLEJO  
RESIDENCIAL - COMERCIAL**

Presentado ante la Ilustre  
Universidad Central de Venezuela  
Por el Ing. Fernandes F. William D.  
Para optar al título de  
Ingeniero Electricista

Caracas, 2009

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

**CRITERIOS DE DIMENSIONAMIENTO Y ACOPLAMIENTO A  
LA RED DE LOS SISTEMAS DE GENERACIÓN  
FOTOVOLTAICA. PROYECTO DE UNA INSTALACIÓN FV  
PARA UN COMPLEJO RESIDENCIAL - COMERCIAL**

Profesor Guía: Ing. Luigi Martirano

Presentado ante la Ilustre  
Universidad Central de Venezuela  
Por el Ing. Fernandes F. William D.  
Para optar al título de  
Ingeniero Electricista

Caracas, 2009

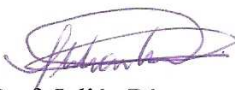
## CONSTANCIA DE APROBACIÓN


Caracas, 08 de mayo de 2009


Los abajo firmantes, miembros del Jurado designado por el Consejo de Escuela de Ingeniería Eléctrica, para evaluar el Trabajo Especial de Grado presentado por el Bachiller **Fernandes F. William D.** titulado:

**“CRITERIOS DE DIMENSIONAMIENTO Y ACOPLAMIENTO A LA RED  
DE LOS SISTEMAS DE GENERACIÓN FOTOVOLTAICA. PROYECTO DE  
UNA INSTALACIÓN FV PARA UN COMPLEJO RESIDENCIAL -  
COMERCIAL”**

Consideran que el mismo cumple con los requisitos exigidos por el plan de estudios conducente al Título de Ingeniero Eléctricista en la mención de Potencia, y sin que ello signifique que se hacen solidarios con las ideas expuestas por el autor, lo declaran APROBADO.

  
Prof. Julián Pérez  
Jurado

  
Prof. Vanessa Carlson  
Jurado

  
Prof. Julio Molina  
Coordinador del Jurado

**Fernandes F. William D.**

**CRITERIOS DE DIMENSIONAMIENTO Y ACOPLAMIENTO A LA  
RED DE LOS SISTEMAS DE GENERACIÓN FOTOVOLTAICA.  
PROYECTO DE UNA INSTALACIÓN FV PARA UN COMPLEJO  
RESIDENCIAL – COMERCIAL**

**Profesor Guía: Ing. Luigi Martirano. Tesis. Roma. Università degli Studi di Roma “La Sapienza”. Departamento de Ingeniería Eléctrica. Ingeniero Electricista. Opción Potencia. 156 páginas.**

**Palabras claves:** Energías renovables; sistemas fotovoltaicos; distribución; baja tensión.

**Resumen.** El presente trabajo de grado se centró en desarrollar los criterios de dimensionamiento y acoplamiento a la red de los sistemas fotovoltaicos, haciendo énfasis en los techos fotovoltaicos. Se identificaron los efectos de la temperatura y de la radiación solar sobre las celdas fotovoltaicas y las medidas necesarias que deben ser tomadas para un funcionamiento correcto y más eficiente en cualquier condición. Se realizó un estudio de los efectos del sombreado de las filas fotovoltaicas y su impacto en la producción de energía. De igual modo, se describió la cuenta energética, las tarifas incentivantes y las distintas formas con las que se puede valorizar la energía inyectada en la red.

Se proyectó un sistema fotovoltaico de 20kWp conectado a la red pública, para ser instalado en la azotea de un complejo residencial – comercial, ubicado en la Región de Molise en el centro de Italia, afrontando todos los detalles y problemáticas particulares.

Finalmente, se realizó un estudio económico sobre la factibilidad de conectar a la red eléctrica no sólo el sistema fotovoltaico dimensionado, sino también un grupo de cogeneración, para ello se analizaron diversos casos de alimentación y de consumo de energía y en base a los resultados obtenidos se seleccionó la opción más conveniente.

## ÍNDICE GENERAL

CONSTANCIA DE APROBACIÓN.....	ii
RESUMEN.....	iii
INDICE GENERAL.....	iv
1. Introducción a los Sistemas Fotovoltaicos.....	1
2. Principales componentes en una Instalación Fotovoltaica.....	2
3. Análisis de Producción Energética.....	3
4. Cuenta Energética.....	3
5. Proyecto de un Sistema Fotovoltaico de 20kWp.....	5
6. Factibilidad Económica.....	6
7. Conclusiones.....	10
ANEXOS.....	12

**Fernandes F. William D.**

**CRITERIOS DE DIMENSIONAMIENTO Y ACOPLAMIENTO A LA  
RED DE LOS SISTEMAS DE GENERACIÓN FOTOVOLTAICA.  
PROYECTO DE UNA INSTALACIÓN FV PARA UN COMPLEJO  
RESIDENCIAL – COMERCIAL**

**1. Introducción a los Sistemas Fotovoltaicos**

Desde hace algunos años, las preocupaciones generadas por la contaminación ambiental y los precios volátiles de las fuentes tradicionales han impulsado el desarrollo de tecnologías alternativas para enfrentar estos problemas.

En particular, el sol representa una fuente prácticamente infinita de energía la cual puede ser transformada convenientemente en energía eléctrica a través de celdas basadas en el efecto fotovoltaico.

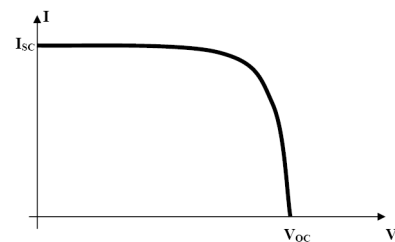
Evidentemente no se pueden aprovechar continuamente los beneficios del sol y por lo tanto es necesario utilizar un sistema de acumulación que pueda satisfacer las necesidades de los consumidores en estos periodos. En el caso de las instalaciones aisladas (*Stand Alone*) tal función se designa a un acumulador dimensionado apropiadamente para cada consumidor; mientras que en el caso de las instalaciones conectadas a la red (*Grid Connected*) el acumulador pasa a ser la misma red eléctrica, la cual permite la inyección de la energía no autoconsumida en los periodos de elevada irradiación solar y al mismo tiempo permite la extracción de energía en los intervalos en los cuales la irradiación sea mínima o nula.

En la categoría de las instalaciones conectadas a la red se distinguen las centrales y los techos fotovoltaicos; estos últimos se presentan como la opción más conveniente para una difusión a gran escala en el contexto urbanístico siendo apropiada para la integración arquitectónica.

### Principales Componentes en una Instalación Fotovoltaica

En una instalación fotovoltaica, cualquiera sea su tipología, se distinguen dos componentes principales: las celdas fotovoltaicas y los convertidores estáticos.

Las celdas fotovoltaicas, se caracterizan por tener un comportamiento como el mostrado en la figura, en el cual se distingue una tensión de circuito abierto, una corriente de cortocircuito y un punto de máxima potencia, el cual varía constantemente en función de la temperatura a la que se encuentra el dispositivo y de la radiación solar que incide sobre el mismo. La conexión de celdas conforman módulos fotovoltaicos, los cuales pueden a su vez conectarse entre sí para formar filas de módulos que conectadas en paralelo conforman el generador fotovoltaico.



Por su parte, los convertidores estáticos empleados en estos sistemas se caracterizan, entre otras cosas, por tener un dispositivo de rastreo del punto de máxima potencia o MPPT (*Maximum power point tracker*), el cual permite aprovechar más eficientemente la energía incidente en las celdas, independientemente de las variaciones de las condiciones ambientales.

Para asegurar el correcto funcionamiento del generador, se debe comprobar la compatibilidad de estos dos componentes con las inecuaciones que siguen:

$$V_{OC}(T_{min}) < V_{max} \quad V_M(T_{max}) > V_{MPPTmin} \quad V_M(T_{min}) < V_{MPPTmax}$$

En donde:

- $V_{oc}(T_{min})$  tensión de circuito abierto del módulo a la temperatura mínima;
- $V_M(T_{max})$  tensión del módulo a la temperatura máxima;
- $V_M(T_{min})$  tensión del módulo a la temperatura mínima;
- $V_{max}$  tensión máxima de entrada que soporta el convertidor;
- $V_{MPPTmin}$  tensión mínima del dispositivo MPPT;
- $V_{MPPTmax}$  tensión máxima del dispositivo MPPT;

### **Análisis de Producción Energética**

La energía producida por un generador fotovoltaico depende principalmente de:

- El sitio de instalación (latitud, radiación solar disponible, temperatura, reflectancia de la superficie que se encuentra frente a los módulos);
- La disposición de los módulos: ángulo de inclinación y ángulo de orientación;
- Eventuales sombras o suciedades en el generador fotovoltaico;
- Las características de los módulos: potencia nominal, coeficiente de temperatura, pérdidas por desacoplamiento;
- Las características del resto del sistema: eficiencia del convertidor, pérdidas en los cables y caídas en los diodos.

El parámetro más utilizado para indicar la producción de una instalación fotovoltaica en una cierta ubicación es el valor de la radiación solar específica incidente sobre la superficie del generador en un determinado periodo, expresada en modo práctico en “horas equivalentes solares (*hs*)”. Este parámetro indica cuantos KWh son captados por una superficie de  $1\text{m}^2$  en el intervalo considerado.

### **Cuenta Energética**



La energía eléctrica producida por las instalaciones fotovoltaicas ubicadas en el territorio italiano tienen derecho a incentivos tarifarios, que dependen de la potencia nominal y de la integración arquitectónica del mismo. La tarifa incentivante se aplica a la totalidad de la energía eléctrica producida (no sólo a la autoconsumida).

A parte de estos incentivos, el sujeto responsable de la instalación puede contar con otras ventajas económicas utilizando la energía producida para:

- La venta de la energía no autoconsumida inyectada en la red;
- El propio autoconsumo (parcial o total);
- El intercambio de energía eléctrica con la red pública.

La cuenta energética constituye la fuente de ingreso principal para el sujeto responsable de la instalación ya que comporta la erogación de un incentivo proporcional a la producción de energía eléctrica. Otra fuente de ingresos es constituida por la valorización de la energía eléctrica producida, que puede ser autoconsumida (incluso con el sistema del intercambio energético) o vendida en el mercado eléctrico.

Con el término intercambio energético se entiende el servicio erogado por la empresa de distribución competente en el ámbito territorial en el cual está ubicada la instalación, que consiste en calcular el saldo anual entre la energía eléctrica inyectada y la energía eléctrica extraída de la red eléctrica pública, el cual es alternativo a la venta de energía eléctrica.

Es posible aplicar el intercambio energético sólo en las instalaciones con potencia máxima de 200kW alimentados de fuentes renovables, en las cuales el punto de inyección y de extracción de la energía eléctrica coincidan.

El servicio del intercambio energético le permite al cliente utilizar los servicios de la red para “almacenar” la energía eléctrica inyectada cuando no exista la necesidad de consumo y de extraerla en caso contrario.

La energía eléctrica inyectada en la red en un año de referencia constituye un crédito en términos de energía y no en términos económicos, que puede ser utilizado en el curso de los tres años sucesivos, al final de ese periodo el eventual crédito residuo se anula. La cantidad de energía inyectada en la red y nunca consumida no puede ser pagada ya que en el ámbito del intercambio energético no está permitida la venta. Por lo tanto el intercambio energético presenta ventajas cuando, sobre una base trienal, el consumo de energía eléctrica resulte aproximadamente igual o superior a la producción. En caso contrario se aconseja la venta de energía eléctrica.

### **Proyecto de un Sistema Fotovoltaico de 20kWp**

La instalación se propone conseguir un significativo ahorro energético para un complejo residencial – comercial formado por dos torres en las que destacan 151 unidades inmobiliarias y que se encuentra ubicado en la Comunidad de Campobasso en la Provincia de Molise.

Para escoger la instalación más apta, se tomaron en consideración 20 módulos fotovoltaicos y 15 convertidores estáticos, seleccionados en base a las propias características de eficiencia, precio y calidad. Los datos más importantes de los componentes se insertaron en una hoja de cálculo capaz de calcular todas las soluciones posibles, especificando para cada una, el tipo de módulo y de convertidor a emplear, el número de módulos, la cantidad de filas de módulos y de convertidores a usar, la potencia total instalada, el precio total y las relaciones  $W/m^2$ , euro/kW, euro/kWh/año. La hoja de cálculo recibe como datos la potencia del generador; el tipo de módulo fotovoltaico (potencia de pico, corriente en el punto de máxima potencia, tensión en el punto de máxima potencia, corriente de cortocircuito, tensión a

circuito abierto, temperatura nominal de la celda, tensión máxima de la celda, tensión máxima del sistema, coeficiente de tensión por °C y precio); el tipo de convertidor estático (máxima potencia en ingreso, rango de tensión MPPT (*Maximun power point tracker*), tensión máxima de ingreso, potencia nominal a la salida y precio) y la radiación solar media anual sobre el generador fotovoltaico.

El cálculo de la radiación solar media anual sobre los generadores fotovoltaicos fue realizado con otra hoja de cálculo, en la cual se consideraron los datos relativos a la Comunidad de Campobasso en lo que respecta a su posición geográfica y a la radiación solar diaria media mensual directa y indirecta sobre el plano horizontal; otro dato importante es la inclinación de los paneles solares, cuyo valor optimo en Italia se encuentra entre 30° y 35°. La hoja calcula la radiación solar global mensual y la radiación solar global anual.

Con el fin de optimizar la radiación solar media anual sobre el plano de los módulos fotovoltaicos y de obtener la mayor cantidad de energía eléctrica posible fueron tomados en consideración los siguientes aspectos. Para comenzar, la instalación fotovoltaica se dividió en dos subsistemas, uno dispuesto sobre la torre A formado por 40 módulos dispuestos en 4 filas y otro sobre la torre B formado por 60 módulos dispuestos en 6 filas, para un total de 100 módulos fotovoltaicos, de esta manera se garantiza que todos los módulos sean dispuestos hacia el Sur y que ninguno sea sujeto a sombreado por efecto de los obstáculos que se encuentren en las cercanías.

La inclinación de los paneles solares con respecto a la horizontal se fijó en 33°, este ángulo fue determinado utilizando la hoja relativa al cálculo de la radiación global anual sobre el plano de los módulos.

### **Factibilidad Económica**

El estudio a continuación se propone verificar la factibilidad técnica y económica de realizar un sistema fotovoltaico – cogenerativo (ambos conectados en paralelo a la red eléctrica) para un complejo residencial – comercial. La energía térmica requerida por el complejo (agua sanitaria y calefacción invernal) será erogada por la instalación de cogeneración, la cual podrá simultáneamente producir una relativa cantidad de energía eléctrica.

Desde el punto de vista térmico, la cogeneración representa un sistema ciertamente conveniente porque el rendimiento total (eléctrico y térmico) es relativamente elevado; en una instalación de cogeneración se pueden alcanzar rendimientos del 90%, donde la parte eléctrica alcanza al máximo 30% - 35% y el resto corresponde al rendimiento térmico.

Desde el punto de vista constructivo, se debe efectuar un estudio puntual para verificar si la cogeneración representa un sistema económicamente conveniente. La factibilidad depende substancialmente de:

- Datos relativos a los consumos de energía térmica y eléctrica del complejo (cantidad de energía anual y diagramas horarios);
- Modalidad de valorización de la energía eléctrica producida en cogeneración (venta o intercambio energético);
- Costo del gas y de la energía eléctrica.

La energía eléctrica total producida por el cogenerador o por la instalación fotovoltaica puede ser completamente autoconsumida o en parte enviada a la red y en parte autoconsumida.

La energía térmica producida por el grupo de cogeneración será destinada a la calefacción de los apartamentos en los meses invernales y al agua sanitaria durante

todo el año. En lo que respecta a los consumos de energía eléctrica por parte de los usuarios, se consideraron los siguientes casos:

- Caso 1: alimentación exclusiva de los servicios de condominio;
- Caso 2: alimentación de todos los servicios comunes;
- Caso 3: alimentación de todo el complejo.

Mientras que en relación a la alimentación de los usuarios fueron considerados los siguientes casos:

- Caso A: potencia cogenerada 200kW + potencia FV 20kW
- Caso B: potencia cogenerada 100kW + potencia FV 20kW
- Caso C: potencia cogenerada 0kW + potencia FV 20kW
- Caso D: potencia cogenerada 200kW + potencia FV 0kW

En el análisis efectuado se puede observar que la energía suministrada por la instalación fotovoltaica es relativamente pequeña en comparación con la energía erogada por el grupo cogenerativo, además el costo específico (€/kW) del primero es mucho mayor que el del segundo lo que sugiere que el fotovoltaico no sea conveniente. Sin embargo, se debe considerar, que el grupo cogenerativo debe quemar gas para funcionar, lo que agrega un costo adicional en los flujos de caja; tal costo no se presenta en el caso del fotovoltaico porque la energía solar es gratuita. Todos estos factores y otros no menos importantes, impiden realizar una evaluación simple para determinar la opción de alimentación y de consumo más conveniente.

Como ya se ha dicho, la energía producida por la instalación puede ser autoconsumida completamente o no; en este último caso, una parte se inyecta en la red y otra se autoconsume. La energía inyectada en la red puede ser vendida o intercambiada, por lo tanto se efectuó un estudio económico para determinar cual de los dos servicios era más conveniente, para ello se consideró el método del tiempo de retorno del capital propio

invertido. Este método considera los beneficios y los costos anuales de la instalación, además de la tasa de actualización de los flujos financieros.

En el caso de la venta de energía, los beneficios considerados se enumeran a continuación:

- Valor de la energía incentivada producida por fuentes renovables;
- Valor de la energía autoconsumida;
- Valor de la energía inyectada.

Mientras en el caso del intercambio de energía, los beneficios son iguales que en el caso anterior, excepto el último que se sustituye por el valor determinado con la cuenta del intercambio.

Los costos, por el contrario, resultan ser iguales en los dos casos, y se mencionan a continuación:

- Costo inicial de la instalación (fotovoltaico y cogenerativo);
- Costo de gestión;
- Costo de mantenimiento ordinaria y extraordinaria;
- Costo de sustitución de los convertidores al décimo año de ejercicio;
- Costo adicional del gas, igual a la diferencia entre el costo de producir una cierta cantidad de calor con una caldera tradicional y el costo de producir la misma cantidad de calor con un grupo de cogeneración.

Con una hoja de cálculo apropiadamente elaborada fueron considerados todos los aspectos anteriormente tratados, para calcular el tiempo de retorno de la inversión en todos los casos de alimentación y de consumo de energía, sea en el caso de la venta que en el caso del intercambio.

En la siguiente tabla se presentan los resultados para cada caso:

	<b>Caso A</b> 200kWCHP+20kWFV		<b>Caso B</b> 100kWCHP+20kWFV		<b>Caso C</b> 20kWFV		<b>Caso D</b> 200kWCHP	
	<b>Venta</b>	<b>I.E.</b>	<b>Venta</b>	<b>I.E.</b>	<b>Venta</b>	<b>I.E.</b>	<b>Venta</b>	<b>I.E.</b>
<b>Caso 1</b>	15	No posible	12	10	12	12	16	12
<b>Caso 2</b>	9	No posible	8	8	12	12	8	8
<b>Caso 3</b>	7	No posible	8	8	12	12	6	6

CHP: *Combined heat and power*

I.E: *Intercambio energético*

### **Conclusiones**

A partir de los resultados obtenidos, se comprueba que no conviene instalar el sistema fotovoltaico individualmente y que mientras menor sea la potencia inyectada en la red (carga elevada y/o producción reducida) la solución en cuestión será más conveniente del punto de vista económico.

En los casos B2, B3, C1-C3 y D2; los tiempos de retorno son iguales tanto para la venta como para el intercambio energético. Esto se debe a que toda la energía producida es autoconsumida y por lo tanto entran en juego únicamente los beneficios derivados de la producción y del autoconsumo, los cuales son iguales para los dos servicios. Por lo tanto, en estos casos resulta indiferente el tipo de servicio aplicado y el tipo de cargas alimentadas.

Los tiempos de retorno más elevados corresponden al caso 1 de consumo, es decir, la exclusiva alimentación de los servicios de condominio. Por esta razón se puede decir que en general conviene alimentar cargas elevadas.

Del estudio económico se ha determinado que la opción de alimentación y consumo teóricamente más conveniente es la D3, es decir, la alimentación de todo el complejo con una potencia de cogeneración de 200kW y con una potencia fotovoltaica nula. Sin embargo, en la actualidad no se contempla la alimentación de todo el complejo a través de un sólo nodo, es decir, cada usuario se conecta a la red por medio de un nodo independiente de los otros usuarios y es por esta razón que el caso D representa sólo una opción a implementar en un futuro.

Con estas consideraciones se concluye que el caso más conveniente desde el punto de vista económico es el A3, cuyo tiempo de retorno es mayor que el del caso teóricamente más favorable por sólo un año.



## **ANEXOS**

## INDICE

Introduzione .....	I.1-1
Capitolo I    Principali Componenti di un Impianto Fotovoltaico .....	I.1-3
I.1    Moduli Fotovoltaici .....	I.1-3
I.1.1    Caratteristica I-V di una Cella Fotovoltaica.....	I.1-3
I.2    Convertitori Statici.....	I.2-8
I.2.1    Inverter per il Funzionamento in Parallelo alla Rete Elettrica.....	I.2-9
I.2.2    Componenti e Funzioni Principali degli Inverter .....	I.2-10
Capitolo II    Progetto Elettrico dell'Impianto Fotovoltaico .....	I.2-14
II.1    Dimensionamento di un sistema collegato alla rete elettrica .....	II.1-14
II.2    Disposizione dell'Impianto .....	II.2-17
II.3    Scelta dei Componenti.....	II.3-21
II.3.1    Moduli Fotovoltaici .....	II.3-21
II.3.2    Dati Caratteristici Necessari in Fase Progettuale e di Stima Economica.....	II.3-22
II.3.3    Convertitore Statico.....	II.3-23
II.3.4    Considerazioni Progettuali nella Scelta del Convertitore per Impianti Collegati alla Rete .....	II.3-26
II.4    Protezioni Elettriche del Generatore Fotovoltaico.....	II.4-28
II.4.1    Diodi di Blocco e Diodi di By-Pass.....	II.4-28
II.4.2    Scaricatori di Sovratensione.....	II.4-30
II.4.3    Controllo dell'Isolamento .....	II.4-30
II.5    Quadri Elettrici.....	II.5-31
II.5.1    Funzioni e Componenti .....	II.5-31
Capitolo III    Analisi di Producibilità di un Impianto Fotovoltaico .....	II.5-32
III.1    Calcolo della Radiazione Solare Teorica sul Piano dei Moduli.....	III.1-32

III.1.1	Calcolo dell'Angolo Orario $\omega$ .....	III.1-33
III.1.2	Calcolo della Declinazione $\delta$ .....	III.1-33
III.1.3	Calcolo dell'Angolo di Incidenza $\theta$ .....	III.1-33
III.1.4	Radiazione Diretta .....	III.1-34
III.1.5	Radiazione Diffusa .....	III.1-35
III.1.6	Radiazione Riflessa .....	III.1-35
III.1.7	Irraggiamento su una Superficie Comunque Inclinata ed Orientata..	III.1-37
III.2	Influenza dell'Ambiente sull'Energia Captata.....	III.2-39
III.3	Producibilità di un Impianto Fotovoltaico.....	III.3-40
Capitolo IV Il conto energia .....		III.3-43
IV.1	Le regole del nuovo conto energia.....	IV.1-44
IV.2	Le Tariffe .....	IV.2-44
IV.3	Valorizzazione dell'energia prodotta dall'impianto .....	IV.3-47
IV.4	Vendita dell'energia prodotta.....	IV.4-47
	IV.4.1 Vendita "indiretta" .....	IV.4-47
	IV.4.2 Vendita "diretta" .....	IV.4-48
IV.5	Scambio sul posto .....	IV.5-49
	IV.5.1 Concetti Fondamentali.....	IV.5-49
	IV.5.2 Schemi di Connessione e di Misura.....	IV.5-50
	IV.5.3 Calcolo delle Grandezze Necessarie ai Fini dello Scambio sul Posto.....	IV.5-51
	IV.5.4 Scambio sul Posto in Presenza di Incentivi in Conto Energia .....	IV.5-54
	IV.5.5 Gli Schemi di Connessione e Misura nel Caso in cui è Necessaria Anche la Misura dell'Energia Elettrica Prodotta .....	IV.5-55
Capitolo V Metodi Economici.....		IV.5-56
V.1	Introduzione.....	V.1-56

V.2	Scelte Economicamente Efficienti.....	V.2-57
V.3	Metodi di Valutazione Economica.....	V.3-60
	V.3.1 Metodo del Costo del Ciclo di Vita .....	V.3-60
	V.3.2 Costo di Produzione Costante dell'Energia .....	V.3-61
	V.3.3 Valore Attuale Netto o Metodo dei Benefici Netti .....	V.3-62
	V.3.4 Metodo del Rapporto Costo-Beneficio o del Rapporto Risparmio- Investimento .....	V.3-63
	V.3.5 Metodo del Tasso di Ritorno Interno.....	V.3-64
	V.3.6 Metodo del Tasso Totale di Ritorno .....	V.3-65
	V.3.7 Metodo del Rimborso Scontato .....	V.3-66
	V.3.8 Altri Metodi di Valutazione Economica .....	V.3-67
V.4	Valutazione di Rischio.....	V.4-67
	V.4.1 Analisi del Valore Atteso .....	V.4-68
	V.4.2 Criterio della Varianza Media e Coefficiente di Variazione.....	V.4-71
	V.4.3 Tecnica del Rischio-Tasso di Sconto Aggiustato .....	V.4-72
	V.4.4 Tecnica della Certezza Equivalente .....	V.4-74
	V.4.5 Simulazione de Monte Carlo.....	V.4-76
	V.4.6 Analisi di Decisione .....	V.4-77
	V.4.7 Analisi di Opzioni Reali .....	V.4-78
	V.4.8 Analisi di Sensibilità .....	V.4-79
V.5	Costruzione di Blocchi di Valutazione .....	V.5-80
	V.5.1 Strutturazione del Processo di Valutazione e Selezione di un Metodo di Valutazione .....	V.5-80
	V.5.2 Sconto.....	V.5-83
	V.5.3 Tasso di Sconto.....	V.5-88
	V.5.4 Inflazione.....	V.5-89

V.5.5	Periodo di Analisi .....	V.5-89
V.5.6	Tasse e Sovvenzioni .....	V.5-90
V.5.7	Finanziamento.....	V.5-91
V.5.8	Valori Residui .....	V.5-91
Capitolo VI	Progettazione di un Impianto Fotovoltaico di 20kWp per un Complesso Residenziale – Commerciale.....	V.5-92
VI.1	Consistenza e Tipologia dell’Impianto.....	VI.1-92
VI.1.1	Premessa.....	VI.1-92
VI.1.2	Oggetto e Valenza dell’Iniziativa .....	VI.1-92
VI.2	Dati di Progetto .....	VI.2-93
VI.3	Descrizione del Complesso .....	VI.3-93
VI.3.1	Costituzione ed Ubicazione del Complesso.....	VI.3-93
VI.3.2	Utenze Elettriche del Complesso.....	VI.3-95
VI.3.3	Servizi Comuni del Complesso.....	VI.3-95
VI.4	Scelta dei Componenti.....	VI.4-95
VI.4.1	Scelta delle Tecnologie da Impiegare.....	VI.4-95
VI.4.2	Scelta delle Possibili Soluzioni.....	VI.4-96
VI.4.3	Scelta Definitiva.....	VI.4-102
VI.5	Calcoli e Verifiche di Progetto.....	VI.5-104
VI.5.1	Disposizione dell’Impianto .....	VI.5-104
VI.5.2	Variazione della Tensione continua con la Temperatura .....	VI.5-107
VI.5.3	Sezione dei Conduttori .....	VI.5-108
VI.5.4	Stipamento dei Cavi in Tubi .....	VI.5-109
VI.5.5	Portata dei Cavi.....	VI.5-110
VI.5.6	Scelta delle Protezioni Lato c.c.....	VI.5-111
VI.5.7	Scelta delle Protezioni Lato c.a.....	VI.5-112

VI.6	Quadri in c.c e c.a.....	VI.6-114
VI.7	Configurazione Elettrica del Generatore fv.....	VI.7-115
VI.8	Misure di Protezione.....	VI.8-115
	VI.8.1 Contro i Contatti Diretti .....	VI.8-116
	VI.8.2 Contro i Contatti Indiretti.....	VI.8-116
	VI.8.3 Sul Collegamento alla Rete Elettrica.....	VI.8-117
	VI.8.4 Contro gli Effetti delle Scariche Atmosferiche.....	VI.8-118
VI.9	Computo Metrico Estimato .....	VI.9-119
VI.10	Elaborati Grafici.....	VI.10-120
Capitolo VII Fattibilità di un Sistema Fotovoltaico–Cogenerativo per un Complesso Residenziale–Commerciale.....		VI.10-128
VII.1	Premessa .....	VII.1-128
VII.2	Descrizione dell’Impianto .....	VII.2-128
	VII.2.1 Impianto Fotovoltaico .....	VII.2-128
	VII.2.2 Impianto Cogenerativo.....	VII.2-129
VII.3	Considerazioni sulla Convenienza.....	VII.3-130
VII.4	Descrizione del Sistema Energetico Studiato.....	VII.4-131
	VII.4.2 Assorbimento.....	VII.4-132
	VII.4.3 Alimentazione.....	VII.4-134
VII.5	Valorizzazione dell’Energia Prodotta dall’Impianto .....	VII.5-136
VII.6	Tempo di Ritorno dell’Investimento.....	VII.6-137
VII.7	Risultati.....	VII.7-138
VII.8	Conclusioni dallo Studio Economico.....	VII.8-143
	Conclusioni .....	VII.8-144
	Bibliografia.....	VII.8-145

## INTRODUZIONE

Da alcuni anni, le preoccupazioni generate dall'inquinamento ambientale ed i prezzi volatili delle fonti tradizionali hanno spinto la ricerca e lo sviluppo di tecnologie alternative per far fronte a questi problemi.

In particolare, il sole rappresenta una fonte praticamente infinita di energia la quale può essere trasformata convenientemente in energia elettrica tramite l'utilizzo di celle basate sull'effetto fotovoltaico (FV).

Allo stato attuale, s'impiegano diverse tecnologie per la fabbricazione delle suddette celle con l'utilizzo del silicio come principale materia prima. Da notare che i rendimenti delle celle in silicio monocristallino può arrivare nell'attualità al 15%; essi però, risultano più bassi nel caso delle altre tecnologie come per esempio le celle a silicio policristallino e celle a silicio amorfo.

Lo sviluppo della tecnologia fotovoltaica ha un accrescimento molto lento, mentre i costi associati non diminuiscono sostanzialmente; comunque si spera che nel futuro l'utilizzo di materiali e tecnologie più avanzate possano aumentare i rendimenti ed diminuire i costi del fotovoltaico per renderlo competitivo con gli altri sistemi di generazione. In attesa di queste innovazioni i diversi paesi hanno cominciato a impiegare programmi di incentivazione per chi applica il fotovoltaico (ed altre fonti di energia rinnovabili).

Evidentemente non si può usufruire continuamente dei benefici del sole (giorno e notte) e quindi bisogna utilizzare un sistema di accumulo che possa far fronte alle necessità delle utenze in questi periodi. Nel caso degli impianti isolati (*Stand Alone*) tale funzione è affidata ad un vero e proprio accumulatore dimensionato opportunamente per ogni utente; mentre nel caso degli impianti collegati alla rete (*Grid Connected*) esso è rappresentato dalla rete elettrica; la quale permette sia l'immissione dell'energia non autoconsumata dall'utente nei periodi di elevato irraggiamento solare, sia il prelievo d'energia negli intervalli in cui tale irraggiamento sia minimo oppure nullo.

Nella categoria degli impianti collegati alla rete ci sono le centrali fotovoltaiche ed i tetti fotovoltaici.

I tetti fotovoltaici (impianti di generazione distribuita) si presentano come l'opzione più conveniente ad una diffusione a grande scala nei contesti urbanizzati essendo adatta all'integrazione architettonica. Sono impianti di potenza generalmente contenuta (qualche

kWh) la cui progettazione può essere indirizzata in base al budget preventivato, le ampiezze delle aree interessate e il risultato estetico, trascurando le esigenze del carico elettrico contingente.

Nelle pagine che seguono, si studieranno tutti i criteri di dimensionamento ed allaccio alla rete nel caso di tetti fotovoltaici. Si evidenzieranno gli effetti della temperatura e dell'irraggiamento solare sulle celle fotovoltaiche e gli accorgimenti necessari per il corretto funzionamento dell'impianto in qualsiasi condizione. Si studieranno le conseguenze degli ombreggiamenti delle stringhe fotovoltaiche e le sue ripercussioni sulla producibilità dell'installazione. Si accenneranno i metodi economici utilizzati per la valutazione ed il confronto economico di possibili soluzioni. Si farà una descrizione del conto energia, delle tariffe incentivanti e dei servizi impiegati per valorizzare l'energia immessa in rete e cioè, la vendita e lo scambio sul posto.

Seguitamente si progetterà un impianto fotovoltaico di 20kWp connesso alla rete, ubicato sulla copertura di un complesso residenziale – commerciale, affrontando tutti i dettagli e problematiche particolari.

Finalmente, si farà uno studio economico sulla fattibilità di allacciare alla rete elettrica non solo l'impianto fotovoltaico dimensionato, ma anche un impianto di cogenerazione; si analizzeranno diversi casi di assorbimento e di alimentazione e si sceglierà l'opzione più conveniente avendo presente le diverse possibilità di valorizzazione dell'energia immessa dall'impianto alla rete.



# CAPITOLO I      PRINCIPALI COMPONENTI DI UN IMPIANTO FOTOVOLTAICO

---

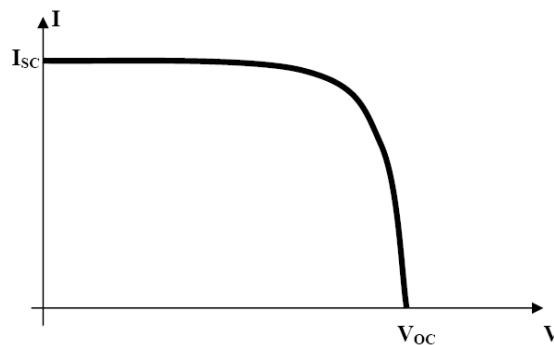
## I.1      MODULI FOTOVOLTAICI

### I.1.1      Caratteristica I-V di una Cella Fotovoltaica

Dalla fisica della cella fotovoltaica si ha che l'equazione caratteristica I-V di una cella è:

$$I_{PVcell} = I_{PHO} - I_0 \cdot \left( e^{\frac{qV}{kT}} - 1 \right) \quad (I.1.1)$$

In figura I.1.1 è rappresentata tale equazione.



**Figura I.1.1      Caratteristica I-V di una Cella Fotovoltaica.**

L'andamento illustrato mostra che le celle fotovoltaiche hanno un limite di tensione e un limite di corrente.

Il limite di corrente è dato dalla corrente di cortocircuito,  $I_{sc}$ , che si ha quando  $V=0$  e in tal caso vale:

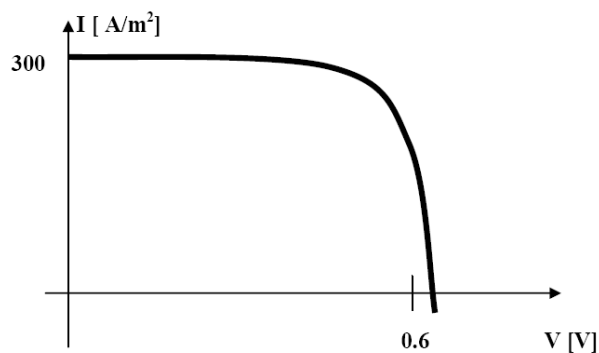
$$I_{sc} = I_{PHO} \quad (I.1.2)$$

Per ricavare il limite di tensione si utilizza la seguente equazione:

$$V_{oc} = \frac{k \cdot T}{q} \cdot \ln \left( \frac{I_{PHO} + I_0}{I_0} \right) \approx \frac{k \cdot T}{q} \cdot \ln \left( \frac{I_{PHO}}{I_0} \right) \quad (I.1.3)$$

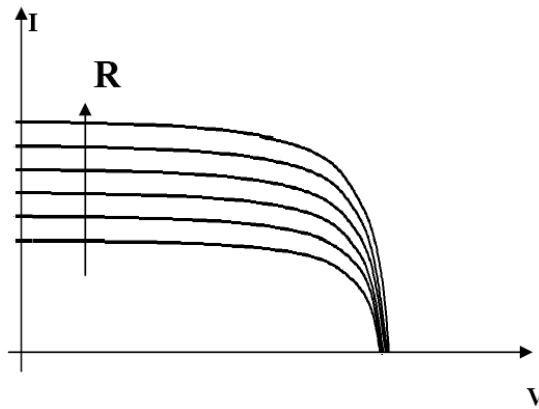
dove l'ultima approssimazione risulta valida essendo in pratica  $I_{PHO} \gg I_0$ .

Per dare una indicazione dei valori di potenza ottenibili da una cella fotovoltaica, si consideri che una cella fotovoltaica presenta ai suoi capi una tensione di circa 0.5V e in essa può circolare una corrente, che dipende dalla superficie della cella, di circa 300A/m<sup>2</sup> quando illuminata da una radiazione di 1000W/m<sup>2</sup> alla temperatura di 25°C.



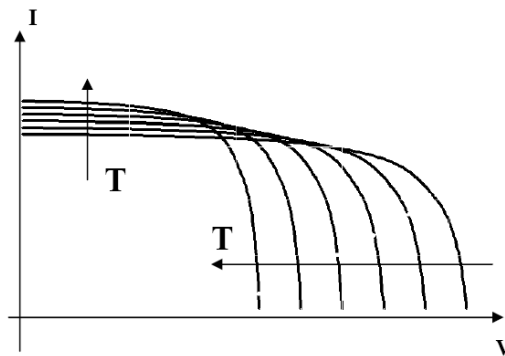
**Figura I.1.2 Esempio di Caratteristica di una Cella Fotovoltaica.**

Tale caratteristica dipende ovviamente dalla radiazione incidente. All'aumentare della radiazione  $R$  [W/m<sup>2</sup>] incidente, aumenta la corrente prodotta e la tensione a vuoto della cella, con conseguente aumento della potenza disponibile in uscita.



**Figura I.1.3** Caratteristica I-V di una Cella Fotovoltaica al Variare della Radiazione Incidente.

La caratteristica I-V dipende dalla temperatura a cui la cella opera.



**Figura I.1.4** Caratteristica I-V di una Cella Fotovoltaica al Variare della Temperatura.

All'aumentare della temperatura, si registra una diminuzione della tensione a vuoto  $V_{oc}$  e un aumento della corrente di cortocircuito. Valori indicativi delle variazioni sono:

$$\frac{dI_{sc}}{dT} = 0,1 \cdot \frac{A}{^{\circ}C} \tag{I.1.4}$$

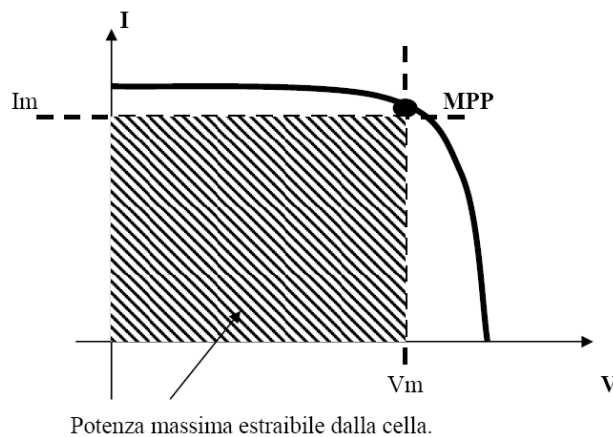
$$\frac{dV_{oc}}{dT} = -2,2 \cdot \frac{mV}{^{\circ}C} \tag{I.1.5}$$

$$\frac{dP_{max}}{dT} = -0,5 \frac{\%}{^{\circ}C} \quad (I.1.6)$$

All'aumentare della temperatura, si registra pertanto una diminuzione della massima potenza estraibile dalla cella fotovoltaica.

Si consideri per esempio una cella fotovoltaica di  $A=1\text{dm}^2$  illuminata da una radiazione solare di  $1000\text{W}/\text{m}^2$ . La cella produrrà circa una corrente di  $3\text{A}$  con una tensione di  $0,5\text{V}$  per una potenza massima d'uscita pari a  $3,5\text{W}$ .

Questa è comunque la massima potenza estraibile dalla cella, e per poterla estrarre, bisogna far lavorare la cella nel suo MPP (Maximum Power Point).



**Figura I.1.5 MPP (Maximum Power Point) in una Cella Fotovoltaica.**

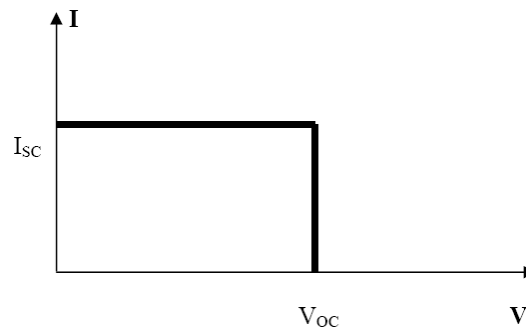
Se la corrente nel punto di massima potenza vale  $I_m$  e la tensione vale  $V_m$  allora la potenza massima vale:

$$P_{max} = V_m \cdot I_m \quad (I.1.7)$$

che viene anche espressa come:

$$P_{max} = V_m \cdot I_m = FF \cdot I_{sc} \cdot V_{oc} \quad (I.1.8)$$

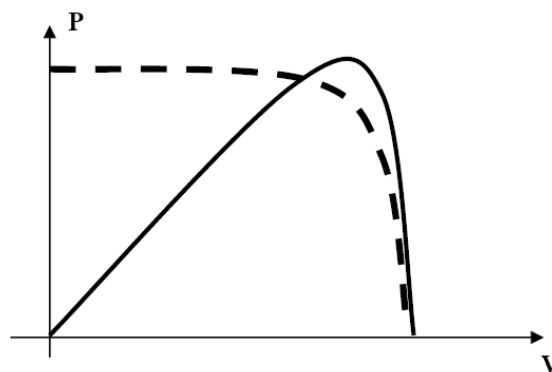
dove  $I_{sc}$  è la corrente di cortocircuito,  $V_{oc}$  è la tensione a circuito aperto e FF (Fill Factor) è un fattore di riempimento. Una cella con una resistenza interna elevata, ha un piccolo Fill Factor e quindi una bassa potenza massima disponibile. Un Fill Factor unitario implica una caratteristica I-V rettangolare.



**Figura I.1.6** Caratteristica I-V con FF=1

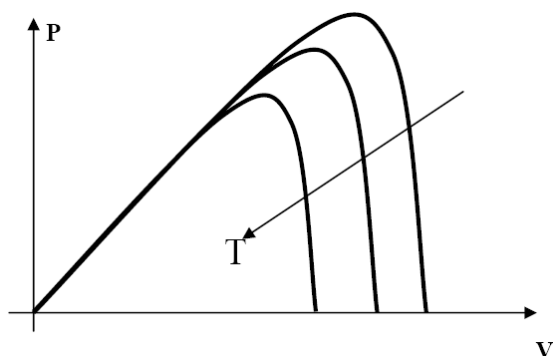
Tipici Fill Factor vanno comunque da 0.5 a 0.82.

A questo punto resta da rappresentare graficamente l'andamento della potenza in funzione della tensione ai capi della cella. Si esegua punto per punto il prodotto tensione corrente dalla caratteristica della cella. L'andamento che si ottiene è illustrato in figura I.1.7.



**Figura I.1.7** Andamento della Caratteristica P-V.

All'aumentare della temperatura la potenza massima disponibile in uscita diminuisce. Infatti le caratteristiche P-V al variare della temperatura diventano le seguenti:



**Figura I.1.8 Andamento della Caratteristica P-V al Variare della Temperatura.**

Per ottenere una adeguata tensione d'uscita, le celle fotovoltaiche vengono connesse in serie in modo da formare un pannello con una tensione d'uscita adeguata. Tipicamente, i pannelli fotovoltaici forniscono in uscita una tensione di 12V o suoi multipli.

Ovviamente la tensione di 12V dei moduli deve essere la tensione che il pannello presenta ai suoi capi in condizioni di irraggiamento medio. Al massimo irraggiamento tali pannelli fotovoltaici riescono a fornire anche tensioni di 16-18V.

Si consideri una tensione media di 0.5V per cella; un modulo da 12V verrà realizzato con la connessione in serie di circa 33-36 celle elementari, con una superficie totale di circa mezzo metro quadrato, per una potenza massima di uscita che va dai 50 ai 70W. Se si desiderano potenze più elevate, si connettono i moduli in serie e/o in parallelo a seconda della configurazione che si desidera.

## **I.2 CONVERTITORI STATICI**

Tutti i dispositivi idonei alla conversione di grandezze elettriche in ingresso quali tensione e corrente in altre disponibili in uscita vengono definiti come convertitori statici.

Nelle applicazioni fotovoltaiche, normalmente, i convertitori utilizzati sono gli inverter. Pur basandosi sullo stesso principio di funzionamento degli inverter per applicazioni industriali per l'azionamento di motori elettrici o per l'alimentazione di continuità e di emergenza

(UPS), gli inverter dedicati al settore fotovoltaico hanno delle peculiarità proprie e pertanto vanno separati da quelli utilizzati in campo industriale.

### **I.2.1 Inverter per il Funzionamento in Parallelo alla Rete Elettrica**

Innanzitutto lo scopo di questi dispositivi, a differenza degli inverter per applicazioni isolate, non è più quello di regolare la tensione e la frequenza di uscita per fornire un servizio elettrico idoneo; l'obiettivo primario risulta essere invece quello di convertire l'energia elettrica in corrente continua prodotta dai moduli fotovoltaici in corrente alternata ed iniettarla in rete nel modo più efficiente possibile.

Si può quindi osservare che, negli inverter grid - connected, i circuiti d'ingresso non hanno più come riferimento la tensione delle batterie, ma quella del generatore fotovoltaico, il che comporta l'adattamento a variazioni molto più ampie ed inoltre richiede un circuito inseguitore del punto di massima potenza o MPPT (*Maximum Power Point Tracker*) sulla curva caratteristica IV del generatore stesso.

Più in dettaglio, la finestra di tensione d'ingresso degli inverter per il funzionamento in parallelo alla rete elettrica deve tenere conto dei seguenti fattori:

- Tensione nel punto di massima potenza e tensione a vuoto del generatore fotovoltaico in condizioni STC; questi valori sono dipendenti dal tipo e dal numero dei moduli componenti le stringhe;
- Diminuzione della tensione in corrispondenza del punto di massima potenza per condizioni di irraggiamento solare inferiori a STC;
- Diminuzione della tensione in corrispondenza del punto di massima potenza per aumento della temperatura dei moduli fotovoltaici (diminuzione di circa  $2,3 \div 2,4$  mV per ogni °C in più rispetto a 25°C per ogni cella in serie);
- Aumento della tensione a vuoto per bassi valori di temperatura dei moduli fotovoltaici (aumento di circa  $2,3 \div 2,4$  mV per ogni °C in meno rispetto a 25°C per ogni cella in serie).

La combinazione di questi fattori fa sì che il rapporto tra la tensione minima e quella massima negli inverter commerciali sia dell'ordine di 1/2, per spingersi in qualche caso a 1/3 o verso rapporti ancora maggiori.

Le tensioni corrispondenti possono essere molto variabili: si parte da valori non superiori di 100V fino a spingersi frequentemente verso tensioni massime di 400÷600 V per i piccoli inverter e 800÷900 V per quelli di grande taglia.

Tanto maggiore è la tensione d'ingresso, tanto minore è il numero di stringhe di moduli necessarie per ottenere la stessa potenza permettendo, allo stesso tempo, di diminuire la sezione, la lunghezza e il numero dei cablaggi. Tuttavia, tensioni troppo elevate possono comportare situazioni di pericolo da shock elettrico maggiori (di giorno il generatore fotovoltaico è sempre in tensione, anche se la rete è scollegata) ed inoltre è conveniente non avvicinarsi troppo alla tensione massima di isolamento dei moduli fotovoltaici indicata dal costruttore, spesso compresa tra 600 e 800 V.

Le differenze tra gli inverter stand - alone e quelli grid - connected non si esauriscono però nella differente configurazione lato generazione, in quanto per questi ultimi i circuiti di uscita devono assolvere un compito differente: tensione e frequenza sono imposti dalla rete, per cui l'inverter deve sincronizzarsi con quest'ultima e comportarsi come un generatore pressoché ideale di corrente alternata. Qualora la rete dovesse venire a mancare, anche solo per brevi periodi, l'inverter deve scollegarsi prontamente al fine di evitare di alimentare i carichi con valori di tensione e frequenza non idonei e generare situazioni di pericolo.

Le potenze commercialmente disponibili per gli inverter grid - connected partono da taglie di circa 100 watt, vi è poi una fascia di prodotti che parte da poco meno di 1 kW e arriva a circa 5 kW. Si tratta d'inverter monofase, in genere molto versatili, che possono essere usati singolarmente o in configurazioni costituite da più unità collegate in parallelo in una rete monofase o a stella in una rete trifase. Attualmente rappresentano la categoria di inverter che maggiormente incontra i favori del mercato, in quanto risultano particolarmente idonei ad essere utilizzati nel segmento di generazione fotovoltaica distribuita che più di altre si sta diffondendo.

## **I.2.2 Componenti e Funzioni Principali degli Inverter**

Parallelo delle Stringhe



Questa funzione si può trovare solo negli inverter per il funzionamento in parallelo alla rete elettrica, in quanto gli inverter per applicazioni isolate hanno normalmente un unico ingresso costituito dai due cavi provenienti dal sistema di accumulo dell'energia.

Il parallelo delle stringhe è ormai una dotazione abbastanza comune degli inverter grid - connected di media potenza, ossia da circa 1 kW a poche decine di kW, mentre quelli di potenza inferiore, normalmente, ricevono in ingresso un'unica stringa di moduli. Questa funzione permette di risparmiare la posa delle scatole di parallelo, che in alcuni casi può essere problematica (tetti a spiovente) e, comunque, comporta sempre un maggiore onere di costo per l'installazione. Per contro, il parallelo delle stringhe richiede che l'inverter non sia posizionato troppo lontano dal generatore fotovoltaico, al fine di evitare lunghi percorsi di fasci di cavi. A tal fine, alcuni inverter posseggono un grado di protezione dell'involucro IP55 o IP65, così da potere essere posizionati quanto più vicino possibile al generatore fotovoltaico, anche se questo dovesse comportare una collocazione all'esterno. Il collegamento tra l'inverter e le stringhe può essere effettuato per mezzo di comuni morsettiere o attraverso connettori ad innesto rapido.

Attualmente, si stanno diffondendo inverter che invece di effettuare il parallelo delle stringhe nel modo classico, con collegamento semplice o diodi o fusibili, prevedono un circuito di ricerca del punto di massima potenza per ciascuna stringa o per gruppi di stringhe. Questi dispositivi risultano essere particolarmente utili nel caso in cui le stringhe presentino caratteristiche non omogenee.

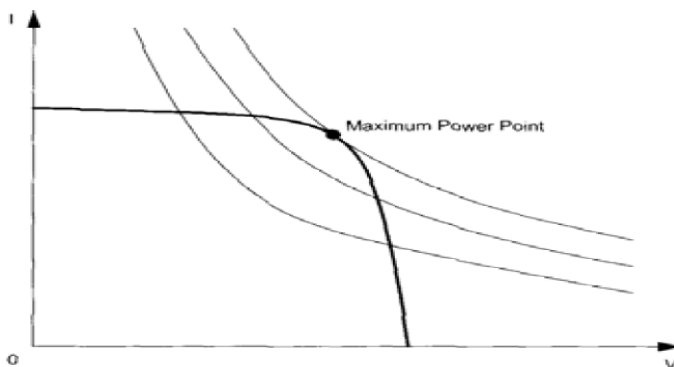
#### Maximum Power Point Tracker (MPPT)

Questa funzione si può trovare solo negli inverter per il funzionamento in parallelo alla rete, in quanto gli inverter per applicazioni isolate prelevano energia dalle batterie e quindi, normalmente, non si interfacciano direttamente con il generatore fotovoltaico.

Il dispositivo MPPT ha lo scopo di individuare istante per istante quel particolare punto sulla caratteristica I-V del generatore fotovoltaico per cui risulta massimo il trasferimento di potenza verso il carico posto a valle. Graficamente, il punto di massima potenza, corrisponde al punto di tangenza tra la caratteristica del generatore fotovoltaico per un certo valore della radiazione solare e l'iperbole di equazione  $IV = \text{costante}$  corrispondente (figura I.2.1).

Come si è visto, la curva caratteristica I-V di una cella fotovoltaica, e quindi di un generatore fotovoltaico, non rimane costante, ma varia istantaneamente al modificarsi delle condizioni

d'irraggiamento solare e col variare della temperatura: queste continue variazioni provocano il conseguente spostamento del punto di massima potenza del generatore a diversi valori di coppia I-V.



**Figura I.2.1** maximun power point

Considerazioni pratiche, legate alle innumerevoli possibilità di accoppiamento tra generatore fotovoltaico e inverter, sconsigliano una soluzione analitica del problema, la quale dovrebbe essere basata sulle curve di funzionamento dei moduli fotovoltaici opportunamente memorizzate e sulla loro elaborazione in dipendenza dei valori di irraggiamento e temperatura misurati da opportuni sensori.

Una delle tecniche utilizzate dai moderni MPPT si basa su metodi che si sono rivelati precisi ed affidabili e che consistono, nella maggioranza dei casi, nell'individuare il punto di massima potenza sulla curva caratteristica del generatore provocando, a intervalli regolari, delle piccole variazioni di carico che si traducono in scostamenti dei valori di tensione e di corrente, valutando poi se il nuovo prodotto I-V è maggiore o minore del precedente.

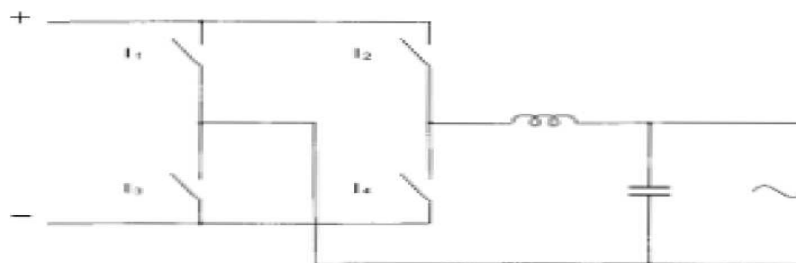
Se si registra un aumento, si continua a procedere allo stesso modo nella direzione considerata fintantoché non si registra una diminuzione, altrimenti si prova con variazioni di carico di segno opposto adottando lo stesso criterio di ricerca.

#### Ponte di Conversione

Il ponte di conversione è il cuore del convertitore e permette di passare dalla corrente continua alla corrente alternata facendo uso di dispositivi semiconduttori pilotati con sequenze d'impulsi di comando controllati.

In figura I.2.2 è mostrato lo schema di un convertitore fullbridge dotato di filtro in uscita in cui i dispositivi di potenza sono schematizzati con interruttori. Chiudendo ed aprendo alternativamente le coppie I1 – I4 e I2 – I3 si ottiene la conversione da continua in alternata. La commutazione del ponte può avvenire alla frequenza di rete o a frequenza più elevata. Nel primo caso si ottiene all'uscita un'onda quadra, mentre nel secondo si può cercare di approssimare la forma d'onda ad una sinusoidale con dei treni di impulsi a larghezza variabile (tecnica PWM).

Le caratteristiche del filtro presente all'uscita del ponte dipendono necessariamente dal tipo di ponte di conversione utilizzato, dalla sua modalità di funzionamento e dall'ampiezza massima delle armoniche che si è disposti a tollerare.



**Figura I.2.2** schema di un convertitore fullbridge

In generale, operando alla frequenza di lavoro, il contenuto di armoniche risulta essere piuttosto elevato anche a valle della sezione di filtraggio. Un caso particolare riguarda la conversione cc/ca negli impianti di sollevamento acqua di dimensioni medio grandi: in questi casi, il ponte di conversione rende disponibile in uscita una tensione ed una frequenza variabili in modo da consentire lo spunto del motore (coassiale alla pompa) anche a bassi valori di irraggiamento.

#### Trasformatore

Le funzioni svolte dal trasformatore sono essenzialmente due:

- Adeguamento del livello di tensione del circuito primario (uscita del ponte di conversione) con il valore richiesto dal carico;
- Separazione galvanica tra generazione fotovoltaica e utenza.

Nei casi in cui non sia richiesta la separazione galvanica tra i circuiti a monte e a valle del trasformatore, la presenza di quest'ultimo non è strettamente indispensabile in quanto l'innalzamento o la diminuzione della tensione del generatore ai valori richiesti dal carico può essere realizzata elettronicamente.

Una soluzione interessante si presenta quando a monte del ponte di conversione principale se ne realizza un altro (cc/ca o cc/cc): il trasformatore può così essere posto tra il primo e il secondo stadio di conversione e lo si può realizzare in modo che lavori in alta frequenza, col vantaggio di ridurre considerevolmente le dimensioni.

Protezioni di Interfaccia con la Rete Elettrica

Gli impianti fotovoltaici che immettono energia in rete devono essere in grado di disconnettersi automaticamente in caso di malfunzionamento di quest'ultima come, ad esempio, quando avviene un'interruzione della fornitura di energia elettrica. Nella configurazione più semplice, questa funzione è svolta da un dispositivo che interviene qualora la tensione o la frequenza di rete si discostino dai valori nominali.

## **CAPITOLO II      PROGETTO                      ELETTRICO**

### **DELL'IMPIANTO FOTOVOLTAICO**

---

#### **II.1    DIMENSIONAMENTO DI UN SISTEMA COLLEGATO ALLA RETE ELETTRICA**

Un sistema fotovoltaico collegato alla rete ha il solo compito di convertire l'energia solare in elettrica con la miglior efficienza possibile iniettandola nella rete senza curarsi dei carichi

locali. È evidente che, disponendo della rete elettrica che assicura comunque la continuità del servizio elettrico, non vi è la necessità di disporre di un accumulo di energia con notevoli risparmi sui costi di investimento.

Il dimensionamento di un impianto collegato alla rete sarà quindi mirato a stabilire la taglia del generatore fotovoltaico e, conseguentemente, del convertitore statico per il parallelo alla rete sulla base di:

- Budget per l'investimento  $B_{inv}$  (euro);
- Costo al  $W_p$  di un sistema fotovoltaico collegato alla rete  $C_w$  (euro/  $W_p$ ) ;
- Densità di potenza dei moduli da installare  $D_{mod}$  ( $W_p/m^2$ );
- Superficie di installazione disponibile  $A_{disp}$  ( $m^2$ );

I passi per il dimensionamento sono i seguenti:

- Dividendo il budget di spesa disponibile per l'investimento con il prezzo di mercato a  $W_p$  fotovoltaico installato, tipico di impianti di uguale tipologia, si trova la massima potenza fotovoltaica installabile:

$$P_{max} = B_{inv}/C_w \quad (II.1.1)$$

- Ipotizzando l'uso di un particolare modulo fotovoltaico, dai suoi dati caratteristici si ricava la densità di potenza in  $W_p/m^2$  ;
- Dividendo la massima potenza fotovoltaica installabile con la densità di potenza si ricava la massima area necessaria all'installazione:

$$A_{max} = P_{max}/D_{mod} \quad (II.1.2)$$

- Si valuta l'area disponibile in sito:

Se  $A_{max} \leq A_{disp} \Rightarrow$  la potenza del sistema fotovoltaico sarà:  $P_{FV} = P_{max}$  ( $W_p$ )

$\Rightarrow$  il costo del sistema fotovoltaico sarà:  $C_{FV} = B_{inv}$  (euro)

Se  $A_{max} > A_{disp}$   $\Rightarrow$  la potenza del sistema sarà:  $P_{FV} = A_{disp} \cdot D_{mod}$  (W<sub>p</sub>)  
 $\Rightarrow$  il costo del sistema fotovoltaico sarà:  $C_{FV} = C_W \cdot P_{FVW}$  (euro)

Rimane a questo punto solo da calcolare l'energia producibile dall'intero sistema sulla base, per esempio, dei dati di radiazione giornaliera media mensile disponibile sul piano dei moduli; si costruirà pertanto una tabella con i dodici valori medi giornalieri mensile che, moltiplicati per i giorni dei mesi e sommati fra loro consentono di trovare il valore di energia annua producibile:

$$E_g = \sum \eta_g \cdot A \cdot n_m \cdot G_m \cdot K \quad (\text{II.1.3})$$

dove:

- $E_g$  = energia totale producibile nell'anno (Wh/anno);
- $A$  = superficie del piano dei moduli (m<sup>2</sup>);
- $n_m$  = numero di giorni del mese;
- $G_m$  = radiazione solare media giornaliera mensile incidente sul piano dei moduli (Wh/ m<sup>2</sup>/anno);
- $K$  = coefficiente di riduzione per eventuali ombreggiamenti che tiene conto della perdita dovuta ad ostacoli naturali che si frappongono tra sole e superficie captante.
- $\eta_g$  = rendimento complessivo del sistema fotovoltaico, definito come il rapporto tra l'energia fornita al carico e l'energia solare incidente sulla superficie inclinata del piano dei moduli. Questo valore è dato dal prodotto tra il rendimento dei moduli fotovoltaici (energia solare su energia ai morsetti del modulo) ed il rendimento del resto del sistema (dai moduli all'uscita del convertitore statico, se esistente):

$$\eta_g = \eta_{mod} \cdot \eta_{bos} \quad (\text{II.1.4})$$

Nonostante sia piuttosto semplice elencare le varie fonti di perdita in un sistema fotovoltaico, molto meno facile risulta poi valutarne con buona approssimazione i valori reali.

Oltre alla considerazione di natura esclusivamente tecnica finora viste, gli impianti collegati in parallelo alla rete devono sottostare ad ulteriori vincoli dettati dalle modalità di erogazione dell'energia alla rete. Queste ultime sono attuate sulla base della legislazione vigente.

A tutt'oggi sono possibili due modalità: scambio sul posto (*net - metering*) o cessione alla rete.

Nel caso di scambio sul posto dell'energia, i maggiori vincoli sono costituiti dalla potenza del contratto di fornitura dell'energia elettrica. Questo valore, ovviamente, non deve essere superato dall'impianto fotovoltaico per evitare che l'energia in transito possa diventare maggiore di quella contrattuale. Questo regime è regolamentato dalla Delibera AEEG 28/06, che prevede importanti esenzioni amministrative e fiscali ma solo fino a 20kW. Poiché la produzione fotovoltaica viene in questo modo equiparata al autoconsumo, anche se dilazionato nel tempo, è importante che nel periodo di conguaglio (1 anno) l'energia prodotta non sia superiore a quella consumata.

Un riporto è possibile ma solo per i 3 anni successivi, dopodiché gli eventuali kWh a credito vengono azzerati.

La cessione totale o parziale alla rete è invece sempre possibile per qualsiasi livello di potenza. Entro certi limiti di energia prodotta, la remunerazione è attualmente regolata dalla Delibera AEEG 28/07.

In tutti i casi applica la remunerazione in conto energia ai sensi del D.M. 19 febbraio 2007.

Per potenze comprese tra 1kW<sub>p</sub> e 1MW<sub>p</sub> si applica il D.M. 28 luglio 2005 in attuazione del D.L. 387/03, che prevede la remunerazione dell'energia prodotta in conto energia.

## **II.2 DISPOSIZIONE DELL'IMPIANTO**

La disposizione dei componenti del sistema nel sito di installazione è un aspetto della progettazione che deve ovviamente essere valutato caso per caso e per il quale non esistono regole generali.

In generale, l'alloggiamento delle apparecchiature elettriche in un locale disponibile è comunque la soluzione tecnica da privilegiare rispetto ad un riparo esterno.

In merito alla disposizione del generatore fotovoltaico, che comunque risulta il componente più ingombrante, uno dei problemi che si devono affrontare quando le potenze cominciano a

diventare importanti e se lo spazio disponibile non consente la disposizione del campo fotovoltaico su di una sola fila, è la scelta della disposizione in relazione alla distanza tra file di moduli alloggiati su strutture di sostegno fisse.

Quando l'area a disposizione per posizionare l'impianto fotovoltaico non consente al progettista la disposizione di tutta la potenza su di un unico piano orientato, restano due alternative possibili:

- Aumentare la dimensione in altezza del piano, lasciando inalterata quella massima disponibile orizzontale;
- Considerare la possibilità di disporre il generatore fotovoltaico su più file.

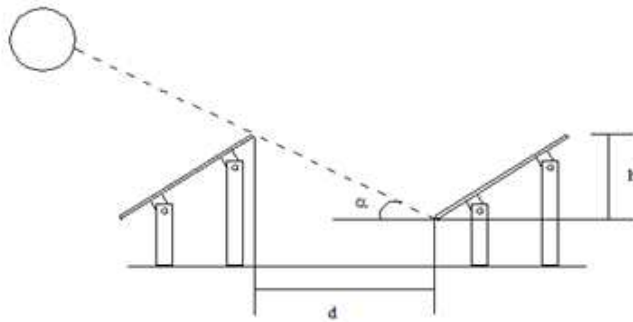
Adottando la prima soluzione, si aumenta la superficie esposta al vento e l'aumento di altezza rende in genere più visibile il generatore fotovoltaico: si ha quindi non solo un impatto sulla geometria delle strutture di sostegno ma anche sul calcolo dei profili metallici e delle fondazioni. La pratica ingegneristica nel calcolo dell'altezza delle strutture di sostegno e dell'effetto vela che ne deriva suggerisce di non superare 3 – 4 metri rispetto al piano degli appoggi della struttura.

A meno di non ricorrere a file di altezze progressive, ricadendo di fatto nella prima soluzione, con la seconda soluzione si introducono invece ombreggiamenti reciproci che penalizzano la produzione elettrica ma, per contro, ottengo un effetto di schermatura del vento per le file interne. Qualora si stia progettando un impianto di grande taglia, questa disposizione consente l'ottenimento di una riduzione dei costi nella realizzazione dell'opera.

La scelta di disporre il generatore fotovoltaico su più file merita qualche ulteriore osservazione.

Si supponga di disporre il campo fotovoltaico su due file parallele di lunghezza  $l$  esposte a Sud. La figura II.1.1 mostra come esista un angolo limite  $\alpha$ , formato dal raggio solare col piano orizzontale, al di sotto del quale i moduli fotovoltaici delle file dietro la prima cominciano a essere ombreggiate per effetto della fila che la precede; da notare, inoltre, che l'ombreggiamento si manifesta all'interno dell'angolo azimutale limite  $\beta_1$ .





**Figura II.2.1 Ombreggiamento del Piano dei Moduli Disposti su Più File.**

Quest'ombreggiamento può essere riportato graficamente nel diagramma delle ombre, come indicato, ad esempio, nella figura II.1.2 nella quale i valori di  $\alpha$  e  $\beta l$  assumono la seguente espressione:

$$\alpha = \text{Arctg}(h / d) \quad (\text{II.2.1})$$

$$\beta l = 2 \cdot \text{Arctg}(l/d) \quad (\text{II.2.2})$$

Il rettangolo di altezza  $\alpha$  e base  $\beta l$  visibile nella figura II.1.2 rappresenta una zona in cui la produzione risulta penalizzata per effetto degli ombreggiamenti tra le file di moduli.

Il calcolo della distanza  $d$  si realizza con la seguente equazione:

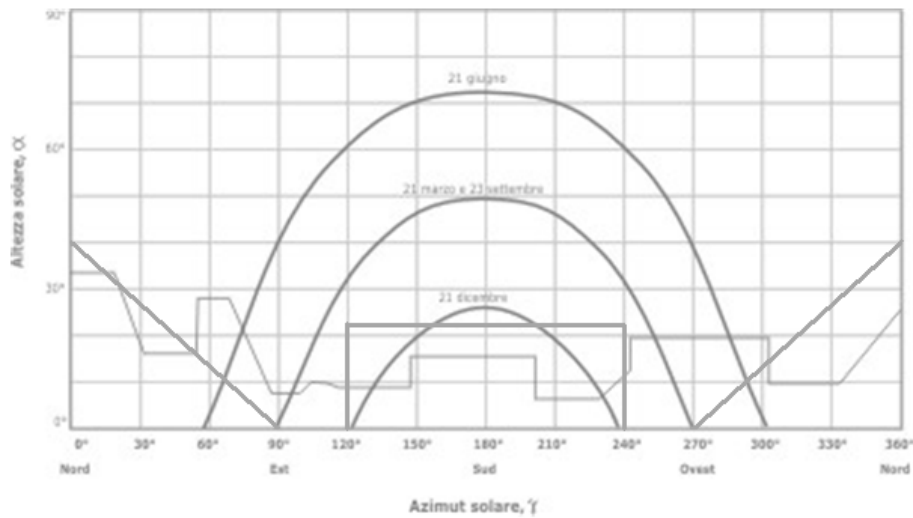
$$d = h \cdot \text{Tan}(\delta_m + \theta) \quad (\text{II.2.3})$$

dove  $\delta_m$  è l'inclinazione più bassa del sole durante l'anno (21 dicembre);  $\theta$  è la latitudine della zona e  $h$  può rappresentare l'altezza di un qualsiasi ostacolo, facendo riferimento alla figura II.1.1 essa si calcola come segue:

$$h = l_{\text{mod}} \cdot \text{Sen}(\beta) \quad (\text{II.2.4})$$

dove  $l_{\text{mod}}$  rappresenta la lunghezza del modulo e  $\beta$  l sua inclinazione (30°-35° in Italia)

In base a queste considerazioni, si deduce che l'ombreggiamento anche parziale di una fila di moduli può portare a sensibili perdite di potenza dell'impianto.



**Figura II.2.2 Effetto dell’Ombreggiamento tra file Evidenziato sul Diagramma delle Ombre.**

Infatti, stabilire una regola generale per calcolare la perdita energetica non è per niente semplice, anche perché bisogna osservare che quest’ultima dipende, oltre che dalla geometria dell’intera fila anche della disposizione meccanica del modulo sulla fila e da come sono elettricamente cablati i moduli per formare le stringhe.

Il criterio pratico da adottare quando viene scelta l’architettura del sistema dipende dal tipo di impianto.

- Se si sta progettando un impianto *stand-alone* che deve essere in grado di garantire un servizio elettrico in tutti i periodi dell’anno, si dovrà tendere a ridurre il più possibile gli ombreggiamenti, al fine di non penalizzare eccessivamente la già ridotta produzione nei mesi invernali;
- Se, viceversa, l’impianto fotovoltaico non rappresenta l’unica fonte di energia, è possibile orientarsi verso soluzioni più compatte pur scendendo a qualche compromesso in termini energetici.

È consigliabile tendere comunque al raggiungimento di un onesto compromesso tra prestazioni dell’impianto e superficie di terreno occupata: per le latitudine italiane, in prima approssimazione si può assumere un valore di 20°.

## **II.3 SCELTA DEI COMPONENTI**

### **II.3.1 Moduli Fotovoltaici**

Di seguito si concentra l'attenzione sulle tecnologie del silicio cristallino e del silicio amorfo le quali vengono confrontate, nella tabella II.2.1, sullo stato dell'arte per mostrare il panorama di vantaggi e svantaggi che l'uso dell'una o dell'altra può comportare.

L'analisi della tabella indica che attualmente la scelta tra una tecnologia e l'altra trova soluzione dalle risposte a questi prerogative:

- Il progetto prevede criteri d'integrazione architettonica del generatore fotovoltaico?;
- Esistono vincoli di superficie nella posa dei moduli in relazione alla potenza da installare?.

Qualora il sistema da progettare preveda l'obbligo di seguire criteri di integrazione architettonica dei moduli e non esistano vincoli sull'occupazione della superficie di posa, la soluzione di utilizzo di moduli in silicio amorfo può essere presa in considerazione. Benché la soluzione amorfa implichi l'utilizzo di maggiore quantità di profili metallici per via della superficie più estesa del generatore fotovoltaico (efficienza del 6-6,5% rispetto al 13-14% del cristallino), gli impianti di valenza architettonica che utilizzano tetti, facciate, ecc. spesso non richiedono di impegnativi strutturali di sostegno con conseguente contenuto onere delle strutture sul totale. Allo stato attuale, viceversa, in impianti fotovoltaici di grandi potenza posati a terra, la soluzione amorfa non risulta economicamente conveniente. Nonostante i produttori di moduli in silicio amorfo abbiano compreso che l'aspetto estetico architettonico e le sinergie che possano nascere con i produttori di componenti per l'edilizia siano il potenziale sul quale dedicare gli sforzi di investimento più consistenti, rimane ancora nei progettisti una tradizionale preferenza nell'uso del cristallino che riteniamo giustificabili solo fino a quando la sperimentazione in campo dell'amorfo commerciale non abbia superato la soglia di vita utile dei 20 anni senza degni significativi delle prestazioni elettriche.

**Tabella II.3.1 Peculiarità a Confronto tra Tecnologia Cristallina ed Amorfa.**

<b>Silicio Cristallino</b>	<b>Silicio Amorfo</b>
Tecnologia produttiva ben matura e affidabile	Degrado delle prestazioni elettriche nelle prime 100 ore di esposizione di circa il 10-15%
Vita utile di oltre 20 anni senza degrado significativo delle prestazioni elettriche	Vita utile non ancora testata per un periodo superiore ai 20 anni
Rendimento di modulo oramai intorno al 13-14% (monocristallino)	Rendimento del modulo intorno al 6% (stabilizzato dopo il degrado iniziale) per tecnologia a tripla giunzione
Attualmente moduli cristallini e moduli in amorfo hanno costi simili per Watt installato: questo significa che, dato che il rendimento dell'uno è circa la metà dell'altro, a pari potenza installata un generatore fotovoltaico in amorfo occupa una superficie circa doppia con onere circa doppio per le strutture metalliche di sostegno	

### **II.3.2 Dati Caratteristici Necessari in Fase Progettuale e di Stima Economica**

Durante la fase progettuale, per i moduli fotovoltaici è richiesta la conoscenza sia delle loro caratteristiche tecniche sia dei dati commerciali e, in particolare, del loro prezzo di acquisto.

In genere, piccole quantità di moduli fotovoltaici sono vendute dai distributori sulla base del costo unitario per modulo, il quale è funzione della potenza nominale.

Fra le caratteristiche proprie di un modulo fotovoltaico commerciale, quelle che il progettista deve considerare necessarie alla progettazione del sistema sono riportate nel seguito:

- Potenza tipica del modulo [Wp];
- Presenza o assenza dei diodi di by-pass;

- Tensione al punto di massima potenza (ad STC e tensione massima di esercizio del modulo);
- Tensione a vuoto (ad STC);
- Corrente di cortocircuito e corrente nominale (a STC);
- Dimensione esterne;

Come per tutti i prodotti frutto di un processo industriale, anche per i moduli fotovoltaici la distribuzione statistica delle prestazioni elettriche, assimilabile a una curva gaussiana, individua la maggiore o minore uniformità di produzione.

Mentre per i piccoli impianti (fino a qualche kW) la scarsa uniformità di prestazioni fra i moduli porta con sé inefficienze tollerabili, quando la potenza cresce (dalla centinaia di kW in su) è bene considerare l'opportunità di suddividere la fornitura dei moduli secondo classi di corrente (eventualmente anche di tensione) a seconda della maggiore o minore uniformità di prestazioni rispetto al valore medio che si è riscontrata nel corso delle prove di accettazione, le quali, per impianti di consistente potenza, sarebbe sempre bene svolgere. In genere, comunque non conviene andare oltre due classi di correnti.

### **II.3.3 Convertitore Statico**

Per i sistemi fotovoltaici collegati alla rete, la tensione nominale può essere scelta con qualche libertà, in quanto il mercato offre convertitori con tensioni di ingresso che hanno una finestra molto ampia.

Non vi è dubbio che, comunque, è bene che il livello di tensione aumenti con l'aumentare della potenza installata passando da un centinaio di Volt per tetti fotovoltaici di piccola taglia fino a 300 - 400V per gli impianti di taglia maggiore. In realtà, anche questo piccolo dogma progettuale sta, con l'evoluzione della tecnica, sempre più perdendo efficacia, soprattutto con l'avvento della conversione di stringa che ha consentito di proporre sul mercato convertitori che lavorano con tensioni di 300 – 400 V anche per potenze di 1 – 2 kW.

Ne segue, nel processo di progettazione degli impianti collegati alla rete, la scelta della tensione nominale e quella del convertitore sono sempre contestuali. Per i sistemi collegati alla rete esiste la possibilità di utilizzare sia convertitori commutati da rete che convertitori auto commutati parallelabili. I vantaggi degli auto commutati risiedono in particolare nel

minore inquinamento armonico della rete e nella quasi totale assenza di energia reattiva scambiata, per via della ridotta sezione leggermente superiore. Negli ultimi anni, questa tipologia ha migliorato le sue prestazioni ed affidabilità conquistando fette di mercato via crescenti.

In tutti i casi, in fase di progetto occorre stabilire i valori minimi e massimi della tensione di uscita del generatore fotovoltaico nelle condizioni operative limite previste e valutare se questi possono essere considerati compatibili con le caratteristiche d'ingresso dell'inverter.

In generale, per gli inverter collegati alla rete i costruttori forniscono le tensioni minima e massima della finestra MPPT in cui la macchina riesce ad inseguire il punto di massima potenza in quell'istante ( $V_{MPPTmin}$  e  $V_{MPPTmax}$ ) e la tensione massima applicabili in ingresso ( $V_{max}$ ).

Ogni modulo che compone il generatore fotovoltaico è invece caratterizzato, dalla tensione misurata al punto di massima potenza, in condizioni STC ( $V_M$ ) e dalla propria tensione a vuoto ( $V_{OC}$ ).

La tensione a vuoto delle celle fotovoltaiche mostra una dipendenza con la temperatura che risulta essere di circa  $-2,3mV/^\circ C$  per il silicio cristallino. In generale, i costruttori di moduli fotovoltaici forniscono questo dato in modo specifico per i propri prodotti; se invece questi non fossero disponibili, occorrerà fare uso nei calcoli del valore di riferimento visto per le celle.

La variazione con la temperatura della tensione nel punto di massima potenza è, in generale, minore da quella a vuoto ma, in mancanza di altre informazioni, potrà essere assunta quest'ultima.

Il passo successivo consiste nell'individuare i limiti della temperatura di lavoro del generatore fotovoltaico. Come si può immaginare, questi valori variano principalmente in dipendenza delle caratteristiche climatiche del sito; inoltre le modalità di installazione dei moduli possono in qualche caso contribuire a mitigare i valori estremi.

Come estremo inferiore di temperatura  $T_{min}$  occorre considerare il valore minimo ipotizzabile sui moduli fotovoltaici in presenza di radiazione solare, anche solo diffusa, per il sito di installazione. Poiché in corrispondenza della temperatura minima si manifesta la massima tensione a vuoto; è bene scegliere tale valore includendo un certo margine di sicurezza. Il valore massimo di temperatura, dovrebbe invece tenere conto della temperatura massima a cui può arrivare un modulo fotovoltaico con la temperatura dell'aria massima ipotizzabile per il particolare sito.

I valori della temperatura dell'aria relativamente alle condizioni limite indicate sono fornite dalle Norme UNI 5364 e UNI 10349 per le diverse provincie italiane. Questi valori si riferiscono alle condizioni esterne di progetto per gli impianti di climatizzazione.

Per le località aventi altitudine differente rispetto a al capoluogo della provincia di appartenenza è necessario apportare una correzione ai valori di temperatura indicati.

Il valore  $T_{amin}$  può essere considerato, ragionevolmente, il valore minimo di temperatura  $T_{min}$  a cui si possono portare le celle fotovoltaiche al sorgere del sole.

Il valore massimo  $T_{max}$  dipende invece fortemente dall'irraggiamento oltre che dalla temperatura. Nel caso in cui i moduli fotovoltaici siano collocati in modo tale da permettere liberamente il passaggio di aria sul retro, è possibile ricorrere alla seguente formula semplificata che tiene conto del valore NOCT fornito dal costruttore:

$$T_{max} = T_{a_{max}} + (NOCT - 20) \cdot I_{max} / 800 \quad (II.3.1)$$

dove  $I_{max}$  è l'irraggiamento solare massimo sul piano dei moduli fotovoltaici.

Occorre comunque aggiungere che, nei casi in cui ai moduli fotovoltaici non sia assicurata una sufficiente ventilazione, soprattutto sulla faccia posteriore, la temperatura della celle può portarsi a valori decisamente superiori a quelli calcolati utilizzando il parametro NOCT.

Le te condizioni da verificare, affinché le stringhe di moduli fotovoltaici siano compatibili con le caratteristiche dell'inverter sono allora le seguenti:

$$V_{OC}(T_{min}) < V_{max} \quad (II.3.2)$$

$$V_M(T_{max}) > V_{MPPTmin} \quad (II.3.3)$$

$$V_M(T_{min}) < V_{MPPTmax} \quad (II.3.4)$$

La prima delle tre stabilisce, come già detto, che la tensione massima di stringa a circuito aperto non deve mai superare la tensione massima ammissibile all'ingresso dell'inverter. La seconda e la terza assicurano invece che la tensione di stringa nel punto di massima potenza

non esca al di fuori dei limiti operativi richiesti dall'inseguitore MPPT per la miglior gestione della potenza estratta dal generatore fotovoltaico.

Le condizioni ora viste si traducono nelle seguenti equazioni:

$$U_{OC} + C_T \cdot (T_{min} - 25) < V_{max} \quad (II.3.5)$$

$$U_M \cdot K_R + C_T \cdot n \cdot (T_{max} - 25) > V_{MPPTmin} \quad (II.3.6)$$

$$U_M + C_T \cdot n \cdot (T_{min} - 25) < V_{MPPTmax} \quad (II.3.7)$$

dove  $K_R$  è un coefficiente di valore inferiore a 1 che tiene conto della diminuzione del punto di massima potenza del generatore fotovoltaico al diminuire della radiazione solare: per il silicio cristallino è prossimo a 1, per altre tipologie conviene ricavarlo dalle curve caratteristiche dei moduli.

$C_T$  è il coefficiente di temperatura del singolo modulo fotovoltaico che, per il silicio monocristallino, è normalmente pari a  $-80\text{mV}/^\circ\text{C}$  per 36 celle in serie.

$T_{min}$  è la temperatura minima alla quale si prevede possa portarsi l'array di celle in presenza di irraggiamento solare. Essa è normalmente posta uguale alla  $T_{a_{min}}$  prima vista.

### **II.3.4 Considerazioni Progettuali nella Scelta del Convertitore per Impianti Collegati alla Rete**

*Accoppiamento con il generatore:* la tensione d'ingresso del convertitore è costituita da una finestra con valore di tensione minima e massima all'interno della quale è generalmente garantito anche l'inseguimento del punto di massima potenza del generatore fotovoltaico. Occorre accoppiare questa finestra con la finestra di possibile funzionamento del generatore fotovoltaico alle condizioni di esercizio. Si osserva che potrebbe risultare critica la tensione a vuoto, soprattutto quando per il generatore si usano moduli in silicio amorfo caratterizzati da un *fill factor* basso.

*Inseguimento della massima potenza:* I generatori fotovoltaici in silicio amorfo che sono caratterizzati da una caratteristica I-V piuttosto piatta, possono mettere in difficoltà i



dispositivi di inseguimento del punto di massima potenza. Infatti, il dispositivo individua il punto di massima potenza pendolando continuamente il funzionamento sulla caratteristica I-V del generatore nell'intorno del punto di lavoro e valutando se la potenza aumenta o diminuisce: è chiaro che se la caratteristica è molto piatta, per accorgersi di un aumento o di una diminuzione della potenza la pendolazione dovrà essere accentuata, con un funzionamento non propriamente ideale.

*Potenza nominale:* sempre più spesso sui *data sheet* dei convertitori si trovano diverse indicazioni relative alla potenza della macchina:

- 
- Potenza massima consigliata: indica la massima potenza del generatore che è possibile accoppiare riferita alle condizioni di STC. È l'indicazione di riferimento per il progettista;
- Potenza massima in continua: indica la massima potenza in ingresso corrisponde all'incirca il 20% in meno della potenza massima consigliata.

*Presenza del trasformatore:* la ricerca di un migliore rendimento ha portato molti costruttori di inverter di stringa alla realizzazione di prodotti senza trasformatore con uno stadio di chopper sulla continua prima del ponte di conversione. La soluzione consente di aumentare di qualche punto il rendimento senza però riuscire a diminuire i costi a causa di un più generoso dimensionamento dei filtri. Mancando il trasformatore, risulta indispensabile l'adozione di un dispositivo che non permetta l'iniezione di componenti continue in rete che, con l'attuale normativa di interfacciamento alla rete (Norma CEI 11-20 e documento DK 5950) risulta indispensabile essere certificato da un laboratorio accreditato.

In alternativa al tradizionale trasformatore a 50Hz sono disponibili inverter con trasformatore in alta frequenza. Questi trasformatori, con potenze di uscita fino alla decina di kW, consentono alcuni vantaggi che possono essere così riassunto:

- Peso e, qualche volta, dimensioni sensibilmente contenute rispetto ai tradizionali a 50Hz;
- Minori fluttuazione di tensione e corrente in corrispondenza del parallelo e del distacco;
- Costo praticamente uguale per potenze fino a qualche kW;

I trasformatori in alta frequenza sono dotati di nucleo magnetico caratterizzato da una bassa isteresi che garantisce comunque la separazione galvanica tra primario e secondario.

*Protezioni elettriche:* quasi tutti i convertitori sono dotati delle protezioni elettriche suggerite dalla normativa per il parallelo alla rete. Occorre sincerarsi che il convertitore abbia a bordo anche un rivelatore di dispersione a terra quando il generatore fotovoltaico è flottante e di scaricatori di tensione sia lato continua che, eventualmente, lato alternata.

## **II.4    PROTEZIONI    ELETTRICHE    DEL    GENERATORE FOTOVOLTAICO**

Le protezioni elettriche di un impianto fotovoltaico possono essere raggruppate in due categorie: quelle convenzionali (interruttori, fusibili, ecc.) relative ai componenti del BOS (quadro elettrico, convertitore statico) e quelle relative al generatore fotovoltaico.

Nel seguito l'attenzione sarà concentrata sulle protezioni del generatore fotovoltaico.

### **II.4.1    Diodi di Blocco e Diodi di By-Pass**

Uno dei problemi che possono determinarsi durante l'esercizio dell'impianto è relativo a una condizione che nella pratica può verificarsi frequentemente: si pensi ad una singola cella fotovoltaica ombreggiata parziale o totalmente. In queste condizioni, il dispositivo si trova a funzionare non più come un generatore ma come un carico trovandosi a dover dissipare potenze che danno origine a riscaldamenti localizzati o, nel caso in cui la tensione fornita dalle altre celle in serie fosse sufficientemente elevata, lo stesso può trovarsi sottoposto a un valore di tensione inversa in grado di provocare la rottura del dispositivo.

La massima potenza dissipabile da una cella che si trova a funzionare come carico, dipende dal tipo e dalla tecnologia costruttiva ed è un dato che si riesce a conoscere solo sperimentalmente o applicando modelli matematici: una cella di silicio cristallino di  $100 \text{ cm}^2$  sottoposta a un irraggiamento di  $1 \text{ kW/m}^2$  e a una temperatura ambiente di  $25^\circ\text{C}$ , è in grado di dissipare 20-30W che però si riducono man mano che la temperatura aumenta.

Qualora la cella fosse ombreggiata, il limite massimo potrebbe essere, oltre alla potenza, anche la massima corrente ammissibili sui contatti (30-40A). La tensione in grado di provocare la conduzione inversa di una cella e che quindi può provocare danni irreversibili, si aggira generalmente intorno ai 10-30V secondo il tipo e la tecnologia costruttiva.

Dal punto di vista delle protezioni, si è già accennato al fatto che, tranne sporadici casi, la maggior parte dei moduli fotovoltaici commerciali sono già dotati di protezioni adeguate consistenti in diodi di by-pass posti in antiparallelo ai moduli cos`da escludere il modulo contenente la cella contro polarizzata.

Ai diodi di by-pass si possono sostituire altri sistemi nella protezione dei moduli da polarizzazione inversa: i collegamenti elettrici equipotenziali effettuati fra le diverse stringhe in parallelo impediscono che la tensione della cella su una cella contro polarizzata superi il valore limite. I collegamenti equipotenziali comportano un`indubbia maggior complessità di cablaggio in opera ed anche un`equalizzazione delle tensioni delle stringhe parziali così costituite al valore della tensione più bassa.

Quando una stringa di un generatore formato da più stringhe ha una tensione a circuito aperto più bassa della tensione di lavoro delle altre stringhe, in mancanza di adeguate protezioni la corrente di queste ultime tenderebbe a riversarsi sulla stringa a tensione minore.

A questo proposito si osservi che, anche se vi è differenza fra le tensioni delle stringhe connesse in parallelo, non sempre questo comporta un`inversione della corrente nei moduli della stringa a tensione inferiore: infatti, se la tensione a vuoto della stringa con tensione più bassa è maggiore della tensione di lavoro delle altre stringhe, non si avrà inversione del flusso di corrente ma solo una diminuzione della corrente erogata dalla stringa svantaggiata.

La protezione consiste, in questo caso, in un diodo di blocco posto in serie alla polarità positiva di ogni stringa; tale diodo ha la funzione di impedire il ritorno di corrente: fra i tipi di diodo più usati vi sono i diodi del tipo Schottky che sono caratterizzati da una bassa caduta diretta con conseguenti basse perdite.

Nonostante studi dettagliati sulle varie tipologie di impianto abbiano portato alla conclusione che esistono casi nei quali l`uso dei diodi di blocco può risultare superfluo, l`uso sistematico è comunque opzionale per gli impianti collegati alla rete di piccola potenza e con stringhe formate da decine di moduli, con l`avvertenza di un controllo dello stato di funzionamento all`atto del collaudo ed inserendo un controllo anche fra le azioni da compiere durante la manutenzione cadenzata.

In alternativa ai diodi si potrebbero usare fusibili o interruttori di massima corrente. Rispetto ai diodi, i fusibili hanno il vantaggio di non introdurre cadute di tensione e impediscono alla corrente sui moduli di superare il valore limite. Lo svantaggio principale è l'impossibilità di autoripristino.

La pratica progettuale attualmente è pertanto orientata nell'adozione sistematica dei diodi di by-pass e dei diodi di blocco posti in serie ad ogni stringa negli impianti isolati. Da valutare caso per caso invece l'adozione dei diodi di blocco per gli impianti collegati alla rete, simulando con le caratteristiche I-V del generatore i possibili guasti e individuando gli eventuali pericoli di inversione della corrente nelle stringhe di moduli.

## **II.4.2 Scaricatori di Sovratensione**

Gli impianti fotovoltaici sono caratterizzati dall'occupazione di un'area che risulta proporzionale alla potenza installata; quando la taglia sale e l'area occupata diventa significativa, i sistemi sono particolarmente esposti agli effetti delle fulminazioni, soprattutto di quelle indirette.

Nel caso di fulminazione indirette, i moduli fotovoltaici possono essere sottoposti a tensioni indotte localizzate tra conduttori e terra (modo comune) o tra due conduttori (modo differenziale): a queste tensioni sono associate correnti transitorie che circolano nei corrispondenti circuiti.

Affinché gli effetti della sovratensione non provochino danni è bene adottare scaricatori di sovratensione per ogni polarità verso terra, nel punto più vicino alle stringhe; nella pratica, si usa installare gli scaricatori subito in ingresso al quadro elettrico dove si effettua il parallelo delle stringhe garantendo il loro collegamento a terra con un morsetto giallo/verde dedicato.

## **II.4.3 Controllo dell'Isolamento**

Il dispositivo di controllo dell'isolamento è, in genere, installato nel quadro che raccoglie il contributo di tutte le stringhe e nel caso di sistemi collegati a terra esso può essere alimentato

dalla rete stessa, e deve essere compatibile con la tensione a vuoto del generatore. Come si è detto il dispositivo è però in molti casi, già previsto all'interno del convertitore statico.

Il progettista può scegliere di installare un dispositivo dotato della sola segnalazione del primo guasto oppure anche il comando di un interruttore, che occorre predisporre sulle stringhe parallelate nel quadro elettrico.

## **II.5 QUADRI ELETTRICI**

La sezione in corrente continua di un impianto fotovoltaico è composta soltanto dal generatore fotovoltaico per gli impianti connessi alla rete.

In genere, quando il generatore è di piccola potenza, cioè composto da poche stringhe, il sistema fa capo ad un solo quadro che assolve le funzioni principali di parallelo delle stringhe.

Quando il numero di stringhe è consistente (ordine delle decine) si preferisce disporre di un primo livello di quadri dedicati al parallelo parziale di gruppi di stringhe e poi di un quadro generale per il parallelo finale e la regolazione.

Le stesse osservazione trovano validità per i sistemi collegati alla rete, i quali utilizzano la conversione centralizzata senza la funzione di regolazione di carica e senza il nodo di batteria: per i sistemi con conversione di stringa i cavi di cablaggio delle stringhe entrano direttamente nel convertitore senza bisogno di nessun quadro in continua.

È opportuno sottolineare che nel seguito sono riassunte le funzioni principali ed evidenziate le sole peculiarità di natura impiantistica distintive per il fotovoltaico che vanno ad aggiungersi alle buone norme di realizzazione di quadro elettrico raccolte nella normativa EN 60439-1 (CEI 17-13) considerando i quadri del tipo ANS (apparecchiature non di serie).

### **II.5.1 Funzioni e Componenti**

- Connessione e parallelo di un certo numero di stringhe in ingresso realizzata con l'uso di morsetti sezionabili o, se le portate di corrente salgono, con l'uso di barre;

- Protezione delle stringhe con diodi di blocco montati su una basetta isolata disperdente;
- Protezione delle stringhe da sovratensioni indotte attraverso l'uso di scaricatori verso terra ed, eventualmente, tra le polarità positive e negative;
- Controllo dell'isolamento (nel caso di generatore flottante) alimentato dalla rete;
- Interruzione/sezionamento delle stringhe parallelate.
- Misura della tensione e della corrente predisponendo un partitore di tensione e uno shunt;
- Misura dell'energia in corrente continua in uscita dal generatore fotovoltaico con un wattorometro.

Nel caso d'impianti collegati alla rete, sarà sufficiente un normale quadro di distribuzione alle utenze.

## **CAPITOLO III ANALISI DI PRODUCIBILITÀ DI UN IMPIANTO FOTOVOLTAICO**

---

### **III.1 CALCOLO DELLA RADIAZIONE SOLARE TEORICA SUL PIANO DEI MODULI**

La radiazione solare si presenta sulla fascia esterna dell'atmosfera terrestre con una potenza media di  $1367 \text{ W/m}^2$  (costante solare) e con una distribuzione spettrale che spazia dall'ultravioletto all'infrarosso termico.

Sulla superficie terrestre a causa della rotazione della terra sul proprio asse, l'inclinazione dei raggi solari incidenti su un piano posto sulla superficie e parallelo ad essa varia con l'ora del giorno ed inoltre, poiché l'asse di rotazione terrestre è inclinato di  $23,5^\circ$  rispetto al piano su cui giace l'orbita di rivoluzione della terra attorno al sole, l'inclinazione dei raggi solari dipende anche dalla posizione del globo terrestre su tale orbita e quindi dal giorno dell'anno.

### III.1.1 Calcolo dell'Angolo Orario $\omega$

L'angolo orario  $\omega$  tiene conto della rotazione della terra attorno al proprio asse. Il suo valore, compreso tra  $0^\circ$  e  $360^\circ$ , può essere ricavato dalla seguente espressione:

$$\omega = 15 \cdot (t_s - 12) \quad (\text{III.1.1})$$

Dove  $t_s$  è l'ora solare, compresa tra 0 e 24.

Tuttavia non sempre l'ora convenzionale  $t_c$  coincide esattamente con l'ora solare e pertanto quest'ultima va calcolata tenendo conto della posizione del sito all'interno del meridiano corrispondente.

Nel calcolo dell'ora solare  $t_s$  è possibile poi tenere conto dell'effetto dovuto alla combinazione del moto della terra attorno al proprio asse con quello di rivoluzione attorno al sole che avviene su un'orbita ellittica.

In definitiva, l'ora solare  $t_s$  è ricavabile sommando all'ora convenzionale  $t_c$  il contributo dovuto alla variazione della longitudine del sito  $\Delta t_\omega$  e aggiungendo poi lo scarto dipendente dalla equazione del tempo  $\Delta t_t$ :

$$t_s = t_c + \Delta t_\omega + \Delta t_t \quad (\text{III.1.2})$$

### III.1.2 Calcolo della Declinazione $\delta$

La declinazione  $\delta$  è l'angolo formato dal piano dell'equatore terrestre con la congiungente terra-sole. Essa, tiene conto dell'effetto dell'inclinazione dell'asse terrestre e può essere calcolata approssimativamente per mezzo della seguente formula:

$$\delta = 23,5 \cdot \text{Sin}(360 \cdot (284 + n) / 365) \quad (\text{III.1.3})$$

Dove per  $n$  si intende il numero del giorno dell'anno considerato di 365 giorni.

### III.1.3 Calcolo dell'Angolo di Incidenza $\theta$

Considerando un sito con una particolare latitudine  $\varphi$  e un proprio valore di longitudine utilizzato per calcolare l'angolo orario  $\omega$  e supponendo che i moduli sono posizionati con una inclinazione rispetto all'orizzontale pari a  $\beta$ , angolo questo da considerarsi positivo se rivolto verso l'equatore. Nel caso in cui la normale al piano dei moduli non sia contenuta nel piano del meridiano corrispondente, cioè l'impianto sia rivolto anche verso ovest o verso est, occorre tenere conto di questo fenomeno per mezzo dell'angolo di azimuth  $\alpha$ , positivo per rotazioni verso ovest, negativo verso est.

A questo punto si dispone di tutti i dati necessari per potere calcolare l'angolo di incidenza  $\theta$ , esistente tra i raggi solari e la normale ai moduli. Se  $\theta = 0^\circ$ , la radiazione solare è perpendicolare ai moduli e, viceversa, se  $\theta = \pm 90^\circ$  la radiazione solare è parallela al piano delle celle.

L'espressione analitica di  $\theta$  risulta essere la seguente:

$$\begin{aligned} \cos\theta = & \sin\delta \cdot \sin\varphi \cdot \cos\beta - \sin\delta \cdot \cos\varphi \cdot \sin\beta \cdot \cos\alpha \\ & + \cos\delta \cdot \cos\varphi \cdot \cos\beta \cdot \cos\omega + \cos\delta \cdot \sin\varphi \cdot \sin\beta \cdot \cos\alpha \cdot \cos\omega \\ & + \cos\delta \cdot \sin\beta \cdot \sin\alpha \cdot \sin\omega \end{aligned} \quad (\text{III.1.4})$$

### III.1.4 Radiazione Diretta

Se si indica con  $I$  la radiazione diretta raccolta da un modulo orientato con angoli  $\alpha$  e  $\beta$  in un punto posto sulla superficie terrestre di latitudine  $\varphi$ , in un particolare istante caratterizzato dai parametri  $\omega$  e  $\delta$  e intensità della radiazione misurata al suolo sul piano orizzontale pari a  $I_{0R}$ , questa avrà il valore:

$$I = I_{0R} \cdot \cos\theta / \cos\theta_h \quad (\text{III.1.5})$$

Dove  $\theta_h$  è l'angolo di incidenza tra la traiettoria dei raggi solari e la normale al piano orizzontale. Considerando l'espressione analitica di  $\cos\theta$ , per  $\cos\theta_h$  si ha:

$$\cos\theta_h = \sin\delta \cdot \sin\varphi + \cos\delta \cdot \cos\varphi \cdot \cos\omega \quad (\text{III.1.6})$$



Il risultato ottenuto è generalmente valido solo per valori di  $\theta$  positivi. In caso contrario, la radiazione solare sarebbe orientata verso la faccia posteriore delle celle.

### III.1.5 Radiazione Diffusa

L'atmosfera terrestre, oltre ad attenuare la radiazione solare nelle sue varie componenti spettrali, ne provoca anche una parziale o totale diffusione sulla volta celeste. La radiazione solare a livello del suolo si trova pertanto suddivisa in una componente diretta e in una diffusa. Questa ripartizione è funzione delle condizioni metereologici che.

I moduli fotovoltaici sono sensibili a entrambe le componenti ma con modalità differenti: mentre la componente diretta è trattata facendo uso delle considerazioni geometriche e temporali precedentemente viste, la componente diffusa può essere, al meno in prima approssimazione, considerata isotropa, cioè distribuita uniformemente sulla volta celeste.

I moduli fotovoltaici sono in grado di vedere una maggiore o minore porzione di cielo a seconda della loro inclinazione rispetto al piano orizzontale e dalla conformazione dell'ambiente circostante; pertanto, la radiazione diffusa da essi raccolta è generalmente solo una parte di quella ottenibile in condizioni ideali.

Indicando con  $D_{OR}$  la densità di potenza della radiazione diffusa raccolta su un modulo orizzontale non contornato da ostacoli, la frazione  $D$  raccolta da un modulo con inclinazione pari a  $\beta$  rispetto all'orizzontale, è pari a:

$$D = D_{OR} \cdot (1 + \cos\beta)/2 \quad (\text{III.1.7})$$

In media la radiazione diffusa in Italia rappresenta circa il 25% della radiazione globale ed è maggiore nella fascia settentrionale.

### III.1.6 Radiazione Riflessa

I moduli fotovoltaici raccolgono la radiazione solare, oltre che alle già viste componenti diretta e diffusa, anche in un terzo modo costituito dalla riflessione sul suolo o da ostacoli prospicienti verso i moduli stessi.

Questa componente della radiazione è detta componente riflessa e dipende sia dalle caratteristiche dell'ambiente visto dai moduli fotovoltaici, che dall'inclinazione di questi ultimi rispetto all'orizzontale.

Il fattore di albedo viene generalmente ricavato da osservazioni sperimentali e può variare in dipendenza del periodo dell'anno.

Indicando con  $G_{0R}$  la radiazione totale sul piano orizzontale e  $\rho_g$  il fattore di albedo, la radiazione riflessa  $R$  raccolta da un modulo inclinato per effetto dell'albedo può essere espressa dalla seguente equazione:

$$R = G_{0R} \cdot \rho_g \cdot (1 - \cos\beta) / 2 \quad (\text{III.1.8})$$

La radiazione solare complessivamente raccolta da un modulo fotovoltaico è formata dalla somma delle sue tre componenti, diretta, diffusa e riflessa:

$$G = I + D + R \quad (\text{III.1.9})$$

Queste quantità, che la geometria solare ci aiuta a definire, dipendono essenzialmente dalla latitudine: più ci si avvicina all'equatore più aumenta l'energia solare media che raggiunge il suolo. Fermo restando, comunque, che la reale disponibilità di energia solare captabile dipende dalle condizioni atmosferiche e quindi dalla loro aleatorietà.

Dalla latitudine dipende l'altezza media del sole sull'orizzonte e la massa di aria che i raggi solari devono attraversare per arrivare al suolo. Inoltre, la latitudine influenza la differenza di durata del giorno tra estate ed inverno.

Ma la regola della latitudine presenta importanti eccezioni. La presenza nel mondo di grandi aree desertiche all'altezza dei tropici, dove si raggiungono i valori massimi di insolazione, indica che la latitudine non è sufficiente da sola a spiegare la distribuzione dell'energia solare sulla superficie terrestre.

Con queste premesse, risulta indispensabile per il progettista che si prepara ad affrontare il dimensionamento dei componenti di un impianto ad energia solare, raccogliere indicazioni quantitative sull'andamento dei dati storici di radiazione solare per il sito prescelto.

### III.1.7 Irraggiamento su una Superficie Comunque Inclinata ed Orientata

La superficie si definisce da una inclinazione  $\beta$  rispetto all'orizzontale e da una azimuth  $\alpha$ . L'irraggiamento considerato è quello esteso al periodo di un giorno; si usano i valori giornalieri mediati in un mese delle varie grandezze. L'irraggiamento  $H$  viene espresso in rapporto al valore corrispondente  $H_h$  su piano orizzontale. Detto  $R$  il valore medio mensile di questo rapporto, è:

$$H = R \cdot H_h = R \cdot K_T \cdot H_{ho} \quad (\text{III.1.10})$$

Il valore di  $R$  può essere approssimato con la formula seguente, in cui vengono sommati i contributi del soleggiamento diretto, diffuso e riflesso:

$$R = \left(1 - \frac{H_d}{H_h}\right) \cdot R_b + \frac{H_d}{H_h} \cdot \frac{1 + \cos\beta}{2} + \xi \cdot \frac{1 - \cos\beta}{2} \quad (\text{III.1.11})$$

Dove  $R_b$  è il valore medio mensile del rapporto tra l'irraggiamento diretto sulla superficie e quello sull'orizzontale.

In mancanza di dati climatici diretti, per il rapporto  $H_d/H_h$  si può fare uso di una correlazione con il valore di  $K_T$ .

Per il calcolo del valore di  $K_T = H_h/H_{ho}$  devono essere utilizzati per  $H_{ho}$  e  $H_h$  i valori riportati nella norma UNI 8477, essa elenca anche i valori della riflettanza  $\xi$ .

Premesso che, per approssimazione, viene usato il valore di  $R_b$  atmosferico anche per i calcoli di irraggiamento al suolo, si pone:

$$T = \sin\delta \cdot (\sin\varphi \cdot \cos\beta - \cos\varphi \cdot \sin\beta \cdot \cos\alpha) \quad (\text{III.1.12})$$

$$U = \text{Cos}\delta \cdot (\text{Cos}\varphi \cdot \text{Cos}\beta + \text{Sin}\varphi \cdot \text{Sin}\beta \cdot \text{Cos}\alpha) \quad (\text{III.1.13})$$

$$V = \text{Cos}\delta \cdot (\text{Sin}\beta \cdot \text{Sin}\alpha) \quad (\text{III.1.14})$$

Per il piano orizzontale  $\beta = 0$

$$T_h = \text{Sin}\delta \cdot \text{Sin}\varphi \quad (\text{III.1.15})$$

$$U_h = \text{Cos}\delta \cdot \text{Cos}\varphi \quad (\text{III.1.16})$$

$$V_h = 0 \quad (\text{III.1.17})$$

Il valore dell'irraggiamento solare diretto vale:

$$H_b = G_o \cdot \left( T \cdot \frac{\pi}{180} (\omega'' - \omega') + U \cdot (\text{Sin}\omega'' - \text{Sin}\omega') - V \cdot (\text{Cos}\omega'' - \text{Cos}\omega') \right) \quad (\text{III.1.18})$$

Il valore giornaliero  $H_{bh}$  sul piano orizzontale in assenza di ostruzioni vale:

$$H_{bh} = 2 \cdot G_o \cdot \left( T_h \cdot \frac{\pi}{10} \cdot \omega_s + U_h \cdot \text{Sin}\omega_s \right) \quad (\text{III.1.19})$$

$$R_b = \frac{H_b}{H_{bh}} \quad (\text{III.1.20})$$

I valori di  $\omega'$  e  $\omega''$  sono gli angoli dell'apparire e scomparire del sole per la superficie esposta; essi possono dipendere dalla sola giacitura della stesse oppure da ostruzioni; per il piano orizzontale, in assenza di ostruzioni, coincidono con  $-\omega_s$  e  $+\omega_s$  (angolo orario del sorgere e del tramonto astronomico).

Ponendo per  $\delta$  il valore medio mensile (UNI 8477) il valore di  $R_b$  ottenuto può essere considerato valore medio mensile  $R_b$ .

Per il calcolo di  $\omega'$  e  $\omega''$  si devono calcolare gli angoli orari  $\omega_1, \omega_2$  delle due intersezioni della radiazione solare con il piano della superficie in questione sono dati da:

$$tg\left(\frac{\omega}{2}\right) = \frac{-V \pm \sqrt{U^2 + V^2 - T^2}}{T - U} \quad (\text{III.1.21})$$

Dei due valori, corrisponde al comparire e si designa con  $\omega_1$  quello per cui è:

$$V \cdot \cos\omega_1 > U \cdot \sin\omega_1 \quad (\text{III.1.22})$$

Si designa con  $\omega_2$  quello corrispondente allo scomparire.

Va tenuto conto del fatto che il sole è visibile in uno spicchio di cielo delimitato dal piano della superficie considerata e dal piano orizzontale.

Applicando lo schema di calcolo presente nella norma UNI 8477 si calcola il valore di  $\omega'$  e  $\omega''$ .

## **III.2 INFLUENZA DELL'AMBIENTE SULL'ENERGIA CAPTATA**

Il fatto che per una data località sia possibile disporre di dati di irraggiamento solare, misurati o stimati, e che questi ultimi possano essere utilizzati per valutare l'effetto del differente orientamento dei moduli fotovoltaici rispetto ai valori tabulati, costituisce un importante parametro ai fini della progettazione e valutazione del rendimento dell'impianto, ma non esaurisce il processo di valutazione del sito.

Un altro passo da compiere è rappresentato dalla valutazione delle influenze dell'ambiente sulla posizione scelta per il generatore fotovoltaico nel sito: deve essere valutato l'eventuale grado di ombreggiamento del generatore dovuto ad edifici, vegetazione, rilievi di terreno, precipitazioni nevose, formazione di strade di ghiaccio o altro, che possono impedire, anche parzialmente, alla radiazione solare diretta di raggiungere i moduli fotovoltaici indeterminate ore del giorno e/o per periodi più o meno lunghi dell'anno.

Per tenere conto dell'effetto delle ombre occorre rilevare una mappatura degli ostacoli all'orizzonte, visti da un osservatore che si trova esattamente nel punto scelto per l'installazione del generatore fotovoltaico, riportandoli su di un diagramma che rappresenti la proiezione della semisfera celeste, vista dall'osservatore su una superficie piana, in modo da ottenere un diagramma in cui in ascissa è riportato l'orientamento Est-Ovest e in ordinata l'angolo di elevazione rispetto all'orizzonte.

Così facendo si introduce già una prima piccola semplificazione: l'elevazione considerata parte da  $0^\circ$  e pertanto non tiene conto dei possibili effetti di albedo dovuti in particolare a superfici riflettenti; effetti tanto più significativi quanto più l'impianto si trova in posizione elevata rispetto all'ambiente circostante.

La figura II.1.2 riporta le traiettorie del sole relative al 21 giugno (solstizio estivo), 21 marzo e 23 settembre (equinozi) e 21 dicembre (solstizio invernale) viste da un osservatore e valide, dal punto di vista qualitativo, per le nostre latitudini.

La quantità di energia solare persa per effetto degli ostacoli all'orizzonte e dell'inclinazione dei moduli può essere percentualmente stimata, per ogni mese, come proporzionale alla somma dei percorsi solari non visibili rispetto ai percorsi solari complessivi corrispondenti.

Con riferimento a tale figura, i percorsi solari sono rappresentati dall'area delimitata dalle curve 21 giugno, 21 dicembre e dall'asse degli orientamenti, mentre i percorsi solari visibili sono delimitati dalle curve 21 giugno, 21 dicembre, dal profilo delle ombre e per un breve tratto, dall'inclinazione dei moduli.

A questa quantità di energia persa può essere sommata quella valutabile sulla scorta delle informazioni raccolte in sito merito alle eventuali precipitazioni nevose: qualora il livello di innevamento fosse sufficiente a coprire il piano dei moduli, occorre valutare i giorni all'anno di copertura definendo così univocamente la frazione di energia persa.

### **III.3 PRODUCIBILITÀ DI UN IMPIANTO FOTOVOLTAICO**

Il guadagno energetico preventivato e/o la riduzione della spesa energetica desiderata si ottiene calcolando l'energia prodotta dall'impianto fotovoltaico, che dipende:

- Dal sito di installazione (latitudine, radiazione solare disponibile, temperatura, riflettanza della superficie antistante i moduli);
- Dall'esposizione dei moduli: angolo di inclinazione e angolo di orientazione;
- Da eventuali ombreggiamenti o insudiciamenti del generatore fotovoltaico;
- Dalle caratteristiche dei moduli: potenza nominale, coefficiente di temperatura, perdite per disaccoppiamento o *mismatch*;
- Dalle caratteristiche del BOS: efficienza dell'inverter, perdite nei cavi e cadute sui diodi.

Il parametro più utilizzato per indicare la producibilità di un impianto fotovoltaico in un certo sito è il valore della radiazione solare specifica ( $E_r$ ) incidente sulla superficie del generatore fotovoltaico in un dato periodo  $\Delta t$  (giorno, mese o anno), espressa in modo pratico in “ore equivalenti solari hs. Questo parametro indica quanti kWh sono pervenuti sulla superficie di  $1 \text{ m}^2$  nell'intervallo di tempo  $\Delta t$  considerato:

$$h_s(\Delta t) = E_r(\Delta t)/1kW/m^2 \quad (\text{III.3.1})$$

Ciò premesso, il valore della produzione elettrica attesa dall'impianto durante il periodo considerato, espressa in ore equivalenti di picco  $h_{eq}$  (cioè in ore di funzionamento dell'impianto alla sua potenza di picco) è dato dalla formula:

$$h_{eq}(\Delta t) = h_s(\Delta t) \cdot K \cdot \eta_{pv} \cdot \eta_{inv} \quad (\text{III.3.2})$$

Dove,  $K$  è un coefficiente, minore di 1, che tiene conto degli eventuali ombreggiamenti sul generatore fotovoltaico, dei fenomeni di riflessione sulla superficie frontale dei moduli e della polluzione della superficie di captazione; valori tipici per  $K$  sono compresi tra 0.90 e 0.98;  $\eta_{pv}$  è il rendimento del generatore fotovoltaico a valle del processo di conversione dei singoli moduli per effetto delle perdite termiche, ottiche, resistive, caduta sui diodi, dispersione delle caratteristiche dei moduli (*mismatch*); valori tipici di  $\eta_{pv}$  sono compresi tra 0.85 e 0.90;  $\eta_{inv}$  è il rendimento dell'inverter per effetti resistivi, di commutazione, magnetici, di alimentazione circuiti di controllo; un valore tipico di  $\eta_{inv}$  è 0.90.

La produzione elettrica attesa dell'impianto in un dato periodo  $\Delta t$  (giorno, mese o anno), espressa in kWh, è quindi:

$$E_p(\Delta t) = P_{nom} \cdot h_{eq}(\Delta t) \quad (III.3.3)$$

I parametri tecnici che influenzano la producibilità di un impianto sono presentate a continuazione:

*Perdita per scostamento delle condizioni di funzionamento dei moduli rispetto a quelle di targa:*

Ogni modulo fotovoltaico viene fornito dal costruttore con uno sticker incollato sul retro che riporta le prestazioni elettriche in termini di potenza, tensione e corrente. Questi valori sono riferiti a condizioni di test standard dette STC (*Standard Test Condition: 25 °C, 1000W/m<sup>2</sup>*) in modo da poter confrontarle prestazioni rese da un modulo rispetto ad un altro.

Evidentemente le condizioni di funzionamento reali del modulo una volta installato risultano diverse rispetto a quelle di prova; all'aumentare della temperatura le celle fotovoltaiche diminuiscono le prestazioni elettriche di potenza.

Questo tipo di perdite possono essere valutate nel corso di un anno in una percentuale di 5% e 8%.

*Perdite per mismatch (non ottimale accoppiamento) tra le stringhe:*

Sono dovute alle non uniformità di prestazioni elettriche fornite dai vari moduli che compongono ogni stringa fotovoltaica e conseguentemente alla non uniformità di una stringa con l'altra. Il risultato è che non si riesce a sfruttare completamente la potenza di targa.

È quindi un fattore di perdita che dipende dalla bontà del prodotto installato e dalla capacità di saper accoppiare in modo efficiente i moduli. Le perdite di mismatch in termini energetici risultano così funzione dall'architettura elettrica del generatore fotovoltaico con un valore indicativo minimo dell'1% per piccole potenze ( $W_p$ ), 3-4% per medie potenze ( $kW_p$ ), 5-6% per grandi potenze ( $MW_p$ )

*Perdite sui circuiti in corrente continua:*



La resistenza dei cavi elettrici, la resistenza di contatto sugli interruttori e le perdite su cadute di tensione sui diodi di blocco di protezione delle stringhe sono alcune delle micro perdite che compongono la voce. È una perdita intrinseca che si riesce a ridurre con l'utilizzo di componenti appropriati o valutazioni tecnico economiche sulle sezioni di cavo da utilizzare. In genere, un buon progetto consente di contenere le perdite entro circa l'1-2%, in relazione alla potenza installata.

*Perdite sul sistema di conversione:*

Sono dovute alla curva di efficienza dei convertitori in funzione della potenza in uscita e quindi, in prima analisi, dal progetto della macchina in funzione delle condizioni di soleggiamento del sito e di quelle del carico. La stima dipende dal tipo di convertitore utilizzato e risulta ben diversa a seconda del servizio che la macchina si trova a svolgere. Dati indicativi in termini di perdita sull'energia teorica producibile può essere approssimata intorno al 4-10% per impianti collegati in reti.

*Perdite per basso soleggiamento e per ombreggiamento reciproco:*

Le perdite per basso soleggiamento si hanno quando il sistema di conversione ha un autoconsumo superiore all'energia che si potrebbe produrre (tipicamente all'alba e al tramonto). In genere, in questi casi il sistema fotovoltaico viene scollegato dalla rete riducendo la producibilità teorica. Le perdite per ombreggiamento reciproco sono funzione della geometria di disposizione del campo fotovoltaico sul terreno e degli ostacoli all'orizzonte che possono ridurre anche sensibilmente le ore di sole nell'arco delle giornate soprattutto invernali. Gli indici di perdita per basso soleggiamento ed ombreggiamento reciproco, in genere, variabili tra il 2% ed il 5%

In conclusione, si può considerare la perdita di conversione fotovoltaica totale di un impianto fotovoltaico di grande taglia collegato alla rete intorno al 25%.

## **CAPITOLO IV      IL CONTO ENERGIA**

---

## **IV.1 LE REGOLE DEL NUOVO CONTO ENERGIA**

Il nuovo DM 19/02/07 in materia di incentivazione dell'energia fotovoltaica ha definito le condizioni e le modalità per l'erogazione delle tariffe incentivanti.

Le modifiche più significative, rispetto alla precedente disciplina, riguardano:

- L'abolizione della fase istruttoria preliminare all'ammissione alle tariffe incentivanti; in base al nuovo decreto, infatti, la richiesta di incentivo deve essere inviata al GSE solo dopo l'entrata in esercizio degli impianti fotovoltaici;
- L'abolizione del limite annuo di potenza incentivabile, sostituito da un limite massimo cumulato della potenza incentivabile;
- Una maggiore articolazione delle tariffe, con l'intento di favorire le applicazioni di piccola taglia architettonicamente integrate in strutture o edifici;
- L'introduzione di un premio per impianti fotovoltaici abbinati all'uso efficiente dell'energia;
- Limite di 1000 kW, quale potenza massima incentivabile per un singolo impianto;
- Limitazioni all'utilizzo della tecnologia fotovoltaica a film sottile, molto utilizzata nell'ambito dell'integrazione architettonica.

## **IV.2 LE TARIFFE**

L'energia elettrica prodotta dagli impianti fotovoltaici, entrati in esercizio dopo il 13/04/07 e prima del 31 dicembre 2008, ha diritto a una tariffa incentivante articolata secondo i valori indicati nella seguente tabella.

Le tariffe maggiori sono riconosciute ai piccoli impianti domestici fino a 3 kW che risultano integrati architettonicamente. Le tariffe più basse sono invece riconosciute ai grandi impianti non integrati architettonicamente.

Potenza nominale dell'impianto (kW)		Tipologia di impianto fotovoltaico		
		1 Non integrato	2 Parzialmente integrato	3 Integrato
A)	$1 \leq P \leq 3$	0,40	0,44	0,49
B)	$3 < P \leq 20$	0,38	0,42	0,46
C)	$P > 20$	0,36	0,40	0,44

**Figura IV.2.1 Tariffe incentivanti per dimensione dell'impianto e per tipologia d'integrazione**

Le tariffe sono erogate per un periodo di venti anni, a decorrere dalla data di entrata in esercizio dell'impianto e rimangono costanti, non subiscono cioè aggiornamenti ISTAT, per l'intero periodo. Per gli impianti che entreranno in esercizio dal 1° gennaio 2009 al 31 dicembre 2010, i valori indicati nella tabella precedente saranno decurtati del 2% per ciascuno degli anni di calendario successivi al 2008, rimanendo poi costanti per il periodo di venti anni di erogazione dell'incentivo. MSE e MATTM ridefiniranno con successivi decreti le tariffe incentivanti per gli impianti che entreranno in esercizio negli anni successivi al 2010.

In aggiunta all'incentivo, il soggetto responsabile dell'impianto può contare con un ulteriore vantaggio economico, utilizzando l'energia prodotta per:

- La cessione in rete
- I propri autoconsumi (parziali o anche totali)
- Lo scambio sul posto con la rete elettrica (per gli impianti fino a 200 kW, prima tale potenza era considerata uguale a 20 kW).

Si sottolinea che, contrariamente a quanto stabilito per il vecchio conto energia, per gli impianti fino a 200 kW che si avvalgono del servizio di scambio sul posto, il nuovo decreto riconosce la tariffa incentivante alla totalità dell'energia elettrica prodotta (non solo a quella autoconsumata).

In merito al riconoscimento del livello di parziale o totale integrazione architettonica, gli allegati 2 e 3 al DM 19/02/07 definiscono le diverse tipologie d'integrazione ammesse ai fini del riconoscimento dell'incentivo.

Si evidenzia inoltre che la tariffa “base” può essere incrementata del 5% nei seguenti casi, tra loro non cumulabili:

- Per impianti ricadenti nelle righe B e C della colonna 1 (impianti superiori ai 3 kW non integrati) della precedente tabella, il cui soggetto responsabile autoconsuma almeno il 70% dell’energia prodotta dall’impianto (autoproduttori ai sensi dell’art. 2 del Dlgs n. 79 del 16 marzo 1999);
- Per impianti il cui soggetto responsabile è una scuola pubblica/paritaria o una struttura sanitaria pubblica;
- Per impianti integrati in edifici, fabbricati, strutture edilizie di destinazione agricola in sostituzione di coperture in eternit o contenenti amianto;
- Per impianti i cui soggetti responsabili siano enti locali con popolazione residente inferiore a 5000 abitanti come risultante dall’ultimo censimento ISTAT.

Gli impianti fotovoltaici, i cui soggetti responsabili sono enti locali, rientrano nella tipologia di impianto integrato, indipendentemente dalle effettive caratteristiche architettoniche dell’installazione. Ai sensi del Testo Unico delle Leggi sull’ordinamento degli Enti Locali, si intendono per enti locali i comuni, le province, le città metropolitane, le comunità montane, le comunità isolate e le unioni di comuni.

Gli incentivi non sono applicabili all’energia prodotta dagli impianti fotovoltaici per la cui realizzazione siano stati concessi incentivi pubblici di natura nazionale, regionale, locale o comunitaria in conto capitale e/o in conto interessi con capitalizzazione anticipata, eccedenti il 20% del costo dell’investimento da sostenere per la costruzione dell’impianto stesso.

Gli incentivi sono applicabili all’energia prodotta dagli impianti fotovoltaici per la cui realizzazione siano stati concessi incentivi pubblici di natura regionale, locale o comunitaria in conto capitale e/o in conto interessi con capitalizzazione anticipata, anche se eccedenti il 20% del costo dell’investimento, esclusivamente nel caso in cui il soggetto responsabile dell’edificio sia una scuola pubblica o paritaria di qualunque ordine o grado o una struttura sanitaria pubblica.

Infine le tariffe incentivanti non sono cumulabili con i certificati verdi e con i titoli di efficienza energetica.

### **IV.3 VALORIZZAZIONE DELL'ENERGIA PRODOTTA DALL'IMPIANTO**

Il conto energia costituisce la fonte di ricavo principale per il soggetto responsabile dell'impianto fotovoltaico poiché comporta l'erogazione di un incentivo proporzionale alla produzione di energia elettrica.

Un'ulteriore fonte di ricavo è costituita dalla valorizzazione dell'energia elettrica prodotta dall'impianto che può essere poi autoconsumata (anche con il sistema dello scambio sul posto) oppure venduta al mercato.

L'autoconsumo dell'energia prodotta costituisce una fonte di ricavo implicita, nel senso che costituisce un risparmio (riduzione della bolletta elettrica) in quanto consente di non acquistare dalla rete l'energia elettrica nella misura corrispondente all'energia autoconsumata. La vendita dell'energia elettrica prodotta e non autoconsumata costituisce invece una fonte di ricavo esplicita.

### **IV.4 VENDITA DELL'ENERGIA PRODOTTA**

Per la vendita dell'energia prodotta dall'impianto fotovoltaico si possono utilizzare due diverse modalità :

- “Indiretta” mediante la stipula di una convenzione di ritiro dedicato con il GSE;
- “Diretta” attraverso la vendita in borsa o ad un grossista (contratto bilaterale).

#### **IV.4.1 Vendita “indiretta”**

Ai sensi della delibera AEEG n. 280/07, il soggetto che acquista l'energia immessa nella rete è il GSE indipendentemente dalla rete alla quale è connesso l'impianto.

Il produttore che intenda aderire al regime di ritiro dedicato è tenuto a proporre istanza e sottoscrivere una convenzione con il GSE attraverso la sezione “Ritiro dedicato”.

### ***Corrispettivi del Ritiro dedicato***

Per l'accesso al regime di ritiro dedicato il produttore riconosce al GSE un corrispettivo per il recupero dei costi amministrativi pari allo 0,5% del controvalore della remunerazione dell'energia ritirata, fino a un massimo di 3.500 euro all'anno per impianto.

Nel caso di un impianto di potenza attiva nominale superiore a 50 kW, il produttore riconosce al GSE un ulteriore corrispettivo per il servizio di aggregazione delle misure.

Infine, il GSE fa da tramite nei rapporti di regolazione dei corrispettivi di trasmissione che il produttore deve ricevere o corrispondere per il servizio di trasmissione dell'energia elettrica.

### ***Prezzi di ritiro dell'energia elettrica***

Per l'energia elettrica immessa in rete e oggetto della convenzione, il GSE riconosce al produttore, per ciascuna ora, il prezzo di mercato riferito alla zona in cui è collocato l'impianto.

Per gli impianti di potenza attiva nominale fino a 1 MW sono stati definiti prezzi minimi garantiti aggiornati periodicamente dall'AEEG.

I prezzi minimi garantiti, richiesti dal produttore alla presentazione dell'istanza, vengono riconosciuti dal GSE limitatamente ai primi 2 milioni di kWh di energia elettrica immessa su base annua. Nel caso in cui al termine di ciascun anno solare la valorizzazione a prezzi minimi garantiti dovesse risultare inferiore a quella ottenibile a prezzi di mercato, il GSE riconoscerà al produttore il relativo conguaglio.

Si evidenzia che questo tipo di vendita "indiretta" dell'energia prodotta ed immessa in rete dall'impianto è, di norma, quello consigliabile per le produzioni caratteristiche degli impianti fotovoltaici sia per la semplicità gestionale che per la maggiore redditività dei prezzi minimi garantiti dalla "280/07" rispetto ai prezzi di mercato.

## **IV.4.2 Vendita "diretta"**

I soggetti responsabili degli impianti di produzione di energia elettrica possono, alternativamente alla modalità di vendita di energia con ritiro dedicato, scegliere di vendere direttamente l'energia in borsa previa iscrizione al mercato dell'energia elettrica.

Tali soggetti, per essere ammessi al mercato gestito dal Gestore del Mercato Elettrico - GME, devono presentare al GME una domanda di ammissione, sottoscrivere un Contratto di adesione redatto secondo i modelli definiti in allegato alla Disciplina del mercato elettrico, ed impegnarsi, tra l'altro, a pagare un corrispettivo di accesso, un corrispettivo fisso annuo e un corrispettivo per ogni MWh scambiato.

Infine, i soggetti responsabili possono decidere di cedere l'energia elettrica prodotta ed immessa in rete attraverso un contratto bilaterale con un trader/grossista di energia elettrica ad un prezzo di cessione direttamente negoziato con tale soggetto, il quale può provvedere a regolare con Terna tutti i corrispettivi derivanti dal servizio di dispacciamento.

Si evidenzia che questo tipo di vendita "diretta" è, di norma, utilizzato per poter vendere sul mercato le produzioni di energia provenienti da impianti produttivi di grande taglia (non consigliabile quindi per gli impianti fotovoltaici sia per la sua complessità sia per la sua onerosità).

## **IV.5 SCAMBIO SUL POSTO**

### **IV.5.1 Concetti Fondamentali**

Con il termine scambio sul posto s'intende il servizio erogato dall'impresa distributrice competente nell'ambito territoriale in cui è ubicato l'impianto che consiste nell'operare un saldo annuo tra l'energia elettrica immessa in rete dall'impianto medesimo e l'energia elettrica prelevata dalla rete.

È possibile avvalersi dello scambio sul posto solo se il punto d'immissione e di prelievo dell'energia elettrica scambiata con la rete coincidono.

Lo scambio sul posto si applica per gli impianti di potenza fino a 20 kW alimentati dalle fonti rinnovabili e dai rifiuti ammessi a beneficiare del trattamento previsto per le fonti rinnovabili, ad eccezione delle centrali ibride definite come le centrali che producono energia elettrica utilizzando sia fonti non rinnovabili, sia fonti rinnovabili, ivi inclusi gli impianti di combustione, vale a dire gli impianti che producono energia elettrica mediante combustione di fonti non rinnovabili e di fonti rinnovabili.

Il servizio di scambio sul posto consente ad un cliente di utilizzare i servizi di rete per “immagazzinare” l’energia elettrica immessa quando non ci sono necessità di consumo e di prelevarla dalla rete quando gli serve.

Lo scambio sul posto comporta pertanto il venir meno del costo di acquisto dell’energia elettrica per una quantità pari a quella prodotta dall’impianto (sia la quota auto-consumata immediatamente sia la quota immessa in rete e prelevata successivamente).

Lo scambio sul posto è alternativo alla vendita di energia elettrica: pertanto, nell’ambito dello scambio, le immissioni di energia in rete non possono essere vendute.

L’energia elettrica immessa in rete e non consumata nell’anno di riferimento costituisce un credito, in termini di energia ma non in termini economici, che può essere utilizzato nel corso dei tre anni successivi a quello in cui matura. Al termine dei tre anni successivi, l’eventuale credito residuo viene annullato. Tale quantità di energia elettrica immessa in rete e mai consumata non può essere pagata poiché nell’ambito della disciplina dello scambio sul posto non è consentita la vendita.

Pertanto lo scambio sul posto presenta vantaggi qualora, su base triennale, il consumo di energia elettrica risulti mediamente pari o superiore alla produzione. In caso contrario sarebbe consigliabile scegliere, anziché lo scambio sul posto, la vendita di energia elettrica.

## IV.5.2 Schemi di Connessione e di Misura

La connessione degli impianti di produzione che intendono avvalersi del servizio di scambio sul posto può essere sempre riconducibile ad uno dei seguenti schemi semplificati:

- Schema tipo 1: in derivazione a monte del contatore posto sul punto di scambio

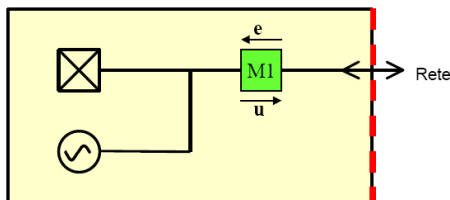
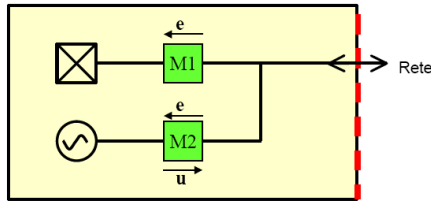


Figura IV.5.1 schema tipo 1

- Schema tipo 2: in derivazione a valle del contatore posto sul punto di scambio





**Figura IV.5.2 schema tipo 2**

Nel primo caso l'energia elettrica immessa e quella prelevata sono misurate direttamente dal contatore M1. Il saldo in energia, definito come differenza tra immissioni e prelievi in un dato periodo temporale è pari a:

$$Si = M1(u) - M1(e) \quad (IV.5.1)$$

Nel secondo caso invece, il saldo in energia è pari a:

$$Si = M2(u) - M1(e) - M2(e) \quad (IV.5.2)$$

### **IV.5.3 Calcolo delle Grandezze Necessarie ai Fini dello Scambio sul Posto**

Ai fini dell'applicazione dello scambio sul posto, sono necessarie solo le misure dell'energia elettrica immessa e dell'energia elettrica prelevata, secondo quanto già esposto al paragrafo precedente.

L'immissione in rete di energia elettrica nell'ambito dello scambio sul posto è gestita dal GSE il quale ai fini del calcolo del contributo per lo scambio sul posto, associa all'energia elettrica immessa un controvalore ( $C_{Ei}$ ), espresso in €, pari al prodotto tra la quantità di energia elettrica immessa e il prezzo zonale orario.

Il GSE calcola, per ciascun utente dello scambio, la parte unitaria variabile dell'onere sostenuto dal medesimo utente per il pagamento dei servizi di trasporto e di dispacciamento ( $CU_s$ ), espressa in c€/kWh, calcolata sommando algebricamente la quota energia dei corrispettivi previsti rispettivamente dal Testo Integrato Trasporto e dalla deliberazione n.

111/06. Tale calcolo esclude la componente MCT (componente tariffaria, espressa in centesimi di euro/kWh, per il finanziamento delle misure di compensazione territoriale) e, solo nel caso di impianti alimentati da fonti rinnovabili, include le componenti tariffarie A (coprono gli oneri sostenuti nell'interesse generale del sistema elettrico) e UC (coprono ulteriori elementi di costo del servizio elettrico). Nel caso in cui i valori unitari di cui al presente comma siano aggiornati nel corso dell'anno solare, il GSE ne considera la media aritmetica ai fini del presente provvedimento.

Il GSE calcola, per ciascun utente dello scambio, la parte energia ( $O_E$ ), espressa in €, dell'onere sostenuto dal medesimo utente per l'acquisto dell'energia elettrica prelevata, calcolata sottraendo all'onere  $O_{PR}$ , gli oneri associati ai servizi di trasporto e di dispacciamento comprensivi delle relative componenti fisse, ove presenti, nonché gli oneri generali e gli oneri corrispondenti all'applicazione della componente tariffaria MCT.

Il GSE calcola, per ciascun utente dello scambio, il contributo in conto scambio (CS), espresso in €, pari alla somma del:

- Minor valore tra il termine  $C_{Ei}$  e il termine  $O_E$ ;
- Prodotto tra il termine  $CU_S$  e l'energia elettrica scambiata.

Nel caso in cui, per ciascun utente dello scambio, il termine  $O_E$  sia inferiore al termine  $C_{Ei}$ , la differenza tra  $C_{Ei}$  ed  $O_E$ :

- Per gli impianti alimentati da fonti rinnovabili, viene riportata a credito per gli anni solari successivi a quello a cui è riferita. Tale credito, o parte di esso, viene sommato dal GSE al termine  $C_{Ei}$  solo negli anni in cui il medesimo termine  $C_{Ei}$  sia inferiore al termine  $O_E$  e comunque, ogni anno, nei limiti del valore del termine  $O_E$ ;
- nel caso di impianti cogenerativi ad alto rendimento per i quali l'utente dello scambio ha optato per la gestione a credito delle eventuali eccedenze, viene riportata a credito per gli anni solari successivi a quello a cui è riferita, secondo quanto previsto dal punto anteriore;
- nel caso di impianti di cogenerazione ad alto rendimento per i quali l'utente dello scambio ha optato per la vendita delle eventuali eccedenze, viene riconosciuta dal

GSE all'utente dello scambio quale ricavo di vendita dell'energia elettrica eccedentaria.

Nel caso di impianti fotovoltaici con potenza nominale non inferiore a 1 kW e non superiore ai 20 kW che si avvalgono del servizio di scambio sul posto, si applica quanto studiato precedentemente, oltre che le seguenti disposizioni.

Il Gestore contraente calcola, per ogni anno:

- Il *Saldo annuale* ( $S_i$ ), pari alla differenza tra l'energia elettrica immessa e l'energia elettrica prelevata nell'anno  $i$ ;
- Il *Saldo annuale riportabile* ( $SR_i$ ), pari a:

$$SR_i = \begin{cases} 0, & \text{se } S_i + SR_{i-1} \leq 0 \\ S_i + SR_{i-1}, & \text{se } S_i + SR_{i-1} > 0 \end{cases} \quad (\text{IV.5.3})$$

- Il *Prelievo* ( $P_i$ ) assegnato al cliente finale che si avvale del servizio di scambio, pari a:

$$P_i = \begin{cases} 0, & \text{se } S_i + SR_{i-1} \geq 0 \\ -(S_i + SR_{i-1}), & \text{se } S_i + SR_{i-1} < 0 \end{cases} \quad (\text{IV.5.4})$$

Se il cliente è libero (ha sottoscritto un contratto di trasporto e di dispacciamento), il gestore contraente applica il trattamento e i corrispettivi previsti dal contratto per i servizi di trasmissione, distribuzione e misura considerando l'energia elettrica prelevata dal Richiedente nell'anno  $i$  pari a  $P_i$ . Al valore  $P_i$  si applica altresì il trattamento e i corrispettivi previsti dal contratto di dispacciamento in prelievo.

Se il cliente è vincolato (sottoscritto un contratto di fornitura), il Gestore contraente applica il trattamento e i corrispettivi previsti per i servizi di trasmissione, distribuzione, misura e vendita secondo le usuali modalità amministrative e di fatturazione, attribuendo al Richiedente, in ciascun anno, una quantità di energia elettrica prelevata pari al quantitativo  $P_i$ .

Ciò significa che, a prescindere da eventuali fatturazioni in acconto attribuite sulla base di letture presunte, il valore di  $P_i$  (anche quando è pari a zero) è l'energia elettrica che deve essere considerata come il consumo del cliente ai fini del calcolo delle bollette (se è vincolato) o dei corrispettivi di trasporto, misura e dispacciamento (se è libero).

L'applicazione dello scambio sul posto consente di non dover acquistare l'energia elettrica consumata in più rispetto a  $P_i$  anche se è stata prodotta in periodi temporali diversi rispetto al consumo.

Per i soggetti che hanno sempre immissioni maggiori dei prelievi, il prelievo  $P_i$  attribuito ai fini della fatturazione sarà quindi pari a zero.

Poiché un contratto di fornitura di energia elettrica comprende componenti tariffarie di diverso tipo (proporzionali all'energia elettrica prelevata, proporzionali alla potenza disponibile, fisse per punto di prelievo, ecc.), l'attribuzione ad un cliente di un prelievo nullo azzerà le componenti proporzionali all'energia elettrica prelevata, ma non le eventuali componenti fisse o proporzionali alla potenza. Queste ultime componenti tariffarie, infatti, sono destinate a remunerare, tra l'altro, i costi della connessione alla rete e i costi di misura, costi che sussistono anche quando il cliente non preleva energia elettrica. Pertanto anche un cliente che ha un saldo annuo di scambio positivo sarà tenuto a pagare le componenti tariffarie che non dipendono dall'energia elettrica prelevata.

#### **IV.5.4 Scambio sul Posto in Presenza di Incentivi in Conto Energia**

Qualora un impianto di potenza fino a 20 kW alimentato da fonti rinnovabili sia ammesso ad usufruire di un trattamento incentivante in conto energia previsto per gli impianti fotovoltaici dai decreti ministeriali 28 luglio 2005 e 6 febbraio 2006, le modalità di erogazione dipendono dalla modalità scelta per la cessione o lo scambio di energia elettrica con la rete. In particolare in caso di applicazione dello scambio sul posto, l'incentivo viene erogato dal gestore del sistema elettrico - GRTN con riferimento all'energia elettrica prodotta e consumata nell'ambito della disciplina dello scambio sul posto. Pertanto l'incentivo viene erogato all'energia elettrica prodotta e consumata entro i successivi tre anni. In particolare, la Deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 24 febbraio 2006, n. 40/06., ha definito la produzione incentivata con riferimento all'anno  $i$  ( $PRD_i$ ), come la produzione resa

disponibile, nell'anno  $i$ , alle utenze del richiedente in applicazione della disciplina del servizio di scambio sul posto e pari a:

$$PRD_i = \begin{cases} Prod_i - S_i, & se S_i \geq 0 \\ Prod_i - (S_i + P_i), & se S_i < 0 \end{cases} \quad (IV.5.5)$$

dove:  $Prod_i$  è la quantità di energia elettrica prodotta nell'anno  $i$ ;  $S_i$  è il Saldo annuale dell'anno  $i$ ;  $P_i$  è il Prelievo assegnato all'utente dello scambio nell'anno  $i$ .

Quindi, nel caso dello scambio sul posto, l'incentivo alla produzione dell'impianto fotovoltaico viene riconosciuto non nell'anno in cui l'energia elettrica viene prodotta ma nell'anno in cui viene consumata, ad eccezione della produzione che, non essendo consumata nei tre anni successivi, viene annullata e non remunerata. Tale previsione si è resa necessaria per dare corretta attuazione a quanto previsto dal decreto ministeriale 6 febbraio 2006, che ha specificato che, per gli impianti fotovoltaici che si avvalgono del servizio di scambio sul posto, l'energia elettrica prodotta ha diritto a percepire l'incentivo *“nel limite dell'energia elettrica resa disponibile alle utenze del soggetto responsabile in applicazione dello scambio sul posto”*

#### **IV.5.5 Gli Schemi di Connessione e Misura nel Caso in cui è Necessaria Anche la Misura dell'Energia Elettrica Prodotta**

Riprendendo gli schemi semplificati di connessione già illustrati precedentemente, si evidenzia quanto segue.

Nel caso delle connessioni riconducibili allo schema di tipo 2, il contatore M2 è in grado di rilevare l'energia elettrica prodotta, e pertanto non c'è la necessità di installare ulteriori apparecchi di misura.

Pertanto, in questo caso:

$$S_i = M2(u) - M1(e) - M2(e) \quad (IV.5.6)$$

$$Prod_i = M2(u) \quad (IV.5.7)$$

Per contro, per le connessioni riconducibili allo schema di tipo 1 si presenta la necessità di installare un contatore aggiuntivo, secondo il seguente schema:

In questo caso:

$$S_i = M1(u) - M1(e) \quad (IV.5.8)$$

$$Prod_i = M2(u) \quad (IV.5.9)$$

In generale, nel caso in cui si abbia la necessità di disporre della misura dell'energia elettrica prodotta dagli impianti che si avvalgono del servizio di scambio sul posto, il gestore contraente, su richiesta del richiedente e fatto salvo quanto previsto dagli specifici provvedimenti applicabili, è responsabile dell'installazione e della manutenzione delle apparecchiature di misura necessarie per la misura dell'energia elettrica prodotta e/o consumata, nonché della rilevazione e registrazione delle suddette ulteriori misure.

## **CAPITOLO V METODI ECONOMICI**

---

### **V.1 INTRODUZIONE**

I metodi di valutazione economica facilitano i confronti tra gli investimenti di tecnologia energetica. Generalmente, gli stessi metodi possono essere utilizzati per comparare investimenti di somministro di energia o efficienza energetica. Tutti i settori della comunità energetica hanno bisogno di riferimenti per fare economicamente efficienti le decisioni legate all'energia.

Questo capitolo provvede un'introduzione ad alcuni metodi basici che sono utili nel disegnare e classificare sistemi di costi-effettivi, e nel determinare se è economicamente efficiente investire in efficienza energetica o progetti di energia rinnovabile. Il pubblico al cui va dedicato include analisti, architetti, ingegneri, disegnatori, costruttori, scrittori di codici e

standard, e creatori di contratti statali – collettivamente denominati come la comunità di disegno.

Si basa sui metodi microeconomici per misurare l'efficacia dei costi di progetti individuali o gruppi di progetti, con la trattazione esplicita dell'incertezza. Il capitolo non tratta metodi macroeconomici né modelli di penetrazione nel mercato nazionale per la misura degli impatti economici dell'efficienza energetica e investimenti di energie rinnovabili nell'economia nazionale. Esso provvede una guida sufficiente per il calcolo dei comportamenti economici di scelte d'investimenti relativamente semplici, e provvede i fondamenti per trattare con scelte d'investimenti complesse.

## **V.2 SCelte ECONOMICAMENTE EFFICIENTI<sup>1</sup>**

I metodi di valutazione economica possono essere utilizzati in maniere diverse per incrementare l'efficienza economica di scelte legate all'energia. Esistono metodi che possono essere usati per ottenere il maggiore risparmio possibile dei costi energetici per un determinato bilancio energetico; esistono metodi che possono realizzare una riduzione specifica dei costi energetici per il più basso investimento possibile in efficienza energetica o energia rinnovabile; e ci sono metodi che possono essere utilizzati per determinare quanto costa spendere in efficienza energetica ed energia rinnovabile per abbassare i costi totale durante la vita utile, includendo costi d'investimenti e risparmio di costo energetico.

Le prime due forme di utilizzare i metodi di valutazione economica (i.e., per ottenere il maggiore risparmio per un bilancio fisso e per ottenere un risparmio specifico per il più basso bilancio) hanno applicazioni più limitate che il terzo, che ha come scopo quello di minimizzare i costi totali o massimizzare i benefici netti (risparmi netti) da spesa su efficienza di energia ed energia rinnovabile. Come esempio del primo, un proprietario di un impianto può impostare un bilancio con una specifica somma di soldi con lo scopo di rinnovare l'impianto per ottenere efficienza energetica. Come esempio del secondo, i disegnatori possono essere richiesti da organizzazioni statali o federali, per ridurre il disegno dei carichi di energia di nuovi edifici sotto livelli specifici. Come esempio del terzo, gli

---

<sup>1</sup> Questa sezione è basata sulla trattazione dei concetti provvisti da Marshall e Ruegg in *Economics of Solar Energy and Conservation Systems*, Kreith and West, ed., CRC Press, 1980.

ingegneri possono essere richiesti dai suoi clienti per includere, in un impianto di produzione, dei provvedimenti di efficienza energetica ed energia rinnovabile che saranno pagati in termini di costi di produzione complessiva più bassa a lungo termine.

Noti che l'efficienza economica non ha necessariamente lo stesso significato che l'efficienza termica in ingegneria. Per esempio, un forno può essere più efficiente che un altro nel senso tecnico dell'ingegneria, se esso consegna più quantità di calore per una determinata quantità di combustibile. Ma esso può non essere economicamente efficiente se il primo costo del forno ad alta produzione supera i suoi risparmi di combustibile. Questo capitolo si concentra sull'efficienza economica e non su quella tecnica.

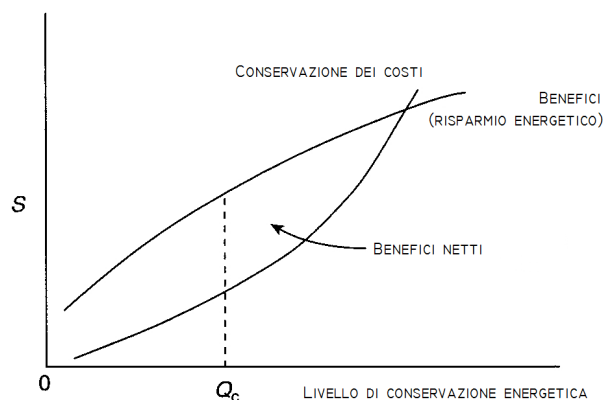
L'efficienza economica s'illustra concettualmente nelle figure VI.2.1, VI.2.2 e VI.2.3 con un investimento in efficienza energetica. La figura VI.2.1 mostra il livello di conservazione energetica,  $Q_c$ , che massimizza i benefici netti della conservazione energetica, i.e., il livello che è più vantaggioso a lungo termine. Noti che è il punto nel quale le curve sono più distanti una d'altra.

La figura VI.2.2 fa vedere come "l'analisi marginale" può essere usato per individuare lo stesso livello di conservazione,  $Q_c$ , che produrrà il maggiore beneficio netto. Essa mostra i cambi nelle curve di costi e benefici totali (i.e., le derivate delle curve in figura VI.2.3) come il livello di conservazione di energia è aumentato. Il punto d'intersezione delle curve marginali coincide con il livello di conservazione energetica più vantaggioso indicato nella figura VI.2.3. Questo è il punto nel quale il costo di aderire un'unità di conservazione in più è uguale al corrispondente beneficio in termini di risparmio

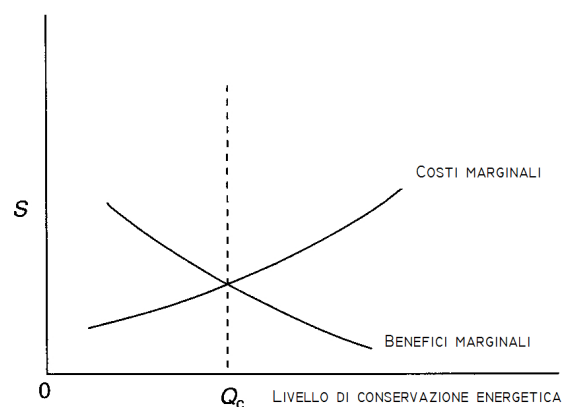
energetico (i.e., il punto nel quale il "costo marginale" e il "beneficio marginale" sono uguali). A sinistra del punto d'intersezione, i benefici addizionali all'aumentare il livello di conservazione per un'altra unità sono maggiori che i costi addizionali, e paga per investire più. A destra del punto d'intersezione, il costo di un aumento al livello di conservazione supera i benefici e il livello dei benefici netti totali comincia a crollare, come si mostra nella figura VI.2.1. Nella figura VI.2.3 appare che economicamente il più efficiente livello di conservazione dell'energia,  $Q_c$ , è quello nel quale la curva del costo totale è minima.

Economicamente, il più efficiente livello di conservazione,  $Q_c$ , è uguale in tutte le figure. Si sono illustrati tre diversi approcci per individuare  $Q_c$ : (1) determinando la massima differenza tra benefici e costi, (2) precisando il punto dove i benefici marginali sono uguali ai costi marginali, e (3) trovando il minore costo di ciclo di vita (LCCs *lowest life-cycle cost*).

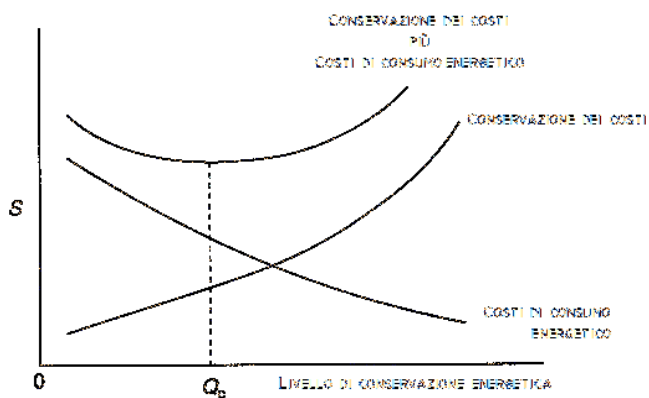




**Figura V.2.1** Massimizzazione dei Benefici Netti.



**Figura V.2.2** Associazione dei Benefici Marginali e Costi Marginali.



**Figura V.2.3** Minimizzazione dei Costi del Ciclo di Vita.

## V.3 METODI DI VALUTAZIONE ECONOMICA<sup>2</sup>

Esiste un numero di metodi molto correlati e frequentemente utilizzati per fare valutazioni economiche. Questi sono il metodo LCC, costo di produzione totale dell'energia, metodo NB (Valore attuale netto), metodo del rapporto costi-benefici (o risparmio-investimento), metodo del tasso interno di rendimento, metodo di tasso di ritorno complessivo e il metodo del recupero attualizzato. Tutti questi metodi sono utilizzati quando gli effetti importanti possono essere misurati in Dollari. Se gli effetti immisurabili sono critici per le decisioni, essi siano anche presi in considerazione. Ma, siccome nei calcoli di questi metodi economici si considerano soltanto effetti quantificati, allora gli altri effetti saranno trattati fuori dal modello. Sono provviste brevi trattazioni dei metodi; altri metodi sono soltanto elencati ma non trattati. Per trattazioni più comprensive, vedere Ruegg and Marshall (1990) e altri autori elencati alla fine del capitolo.

### V.3.1 Metodo del Costo del Ciclo di Vita

Il metodo del costo del ciclo di vita (LCC) somma, per ogni investimento alternativo, il costo di acquisto, manutenzione, riparazioni, sostituzioni, energia e altri costi monetari (meno qualsiasi ammontare di reddito come un valore di salvataggio) che sono affetti dalle decisioni d'investimento. Il periodo di valore del denaro deve essere tenuto in considerazione per tutti gli ammontare e devono essere considerati nei periodi pertinenti. Tutti gli ammontare sono misurati di solito sia con il valore attuale sia con il valore annuale del Dollaro. Questo sarà discusso nei punti 5.2 e 5.3. Le scelte d'investimento dovrebbero includere una possibilità di "caso-base" dove non si consideri l'efficienza di energia o l'investimento rinnovabile, e almeno un caso di un investimento in un'efficienza specifica o un sistema rinnovabile. Le numerose possibilità potrebbero essere confrontate. L'alternativa col minimo LCC che soddisfa l'obiettivo e le costrizioni dell'investitore è l'investimento preferito.

Segue una formula per l'individuazione del LCCs di ogni possibilità:

---

<sup>2</sup> Questi metodi sono trattati in dettaglio in Ruegg e Marshall *Building Economics: Theory and Practice*, Chapman and Hall, New York, NY, 1990.

$$LCC_{A1} = I_{A1} + E_{A1} + M_{A1} + R_{A1} - S_{A1}, \quad (\text{V.3.1})$$

Dove  $LCC_{A1}$  è il costo di ciclo di vita dell'alternativa A1,  $I_{A1}$  è il valore attuale dei costi di investimento dell'alternativa A1,  $E_{A1}$  è il valore attuale dei costi energetici con l'alternativa A1,  $M_{A1}$  è il valore attuale del costo di manutenzione di A1,  $R_{A1}$  è il valore attuale dei costi di riparazione e montaggio di A1 e  $S_{A1}$  è il valore attuale del risparmio di l'alternativa A1.

Il metodo di LCC è particolarmente utile per le decisioni che sono prese soprattutto in base all'efficacia dei costi, come un dato investimento di rendimento energetico o di energia rinnovabile abbasserà il costo complessivo, (per esempio, la somma dell'investimento e dei costi di gestione). Può essere usato per confrontare i disegni o i formati alternativi dei sistemi, se essi forniscono lo stesso servizio. Il metodo, se usato correttamente, può essere impiegato con una certa facilità per trovare la combinazione degli investimenti di efficienza energetica e gli investimenti di rifornimento di energia che minimizza i costi. Tuttavia, generalmente, non può essere usato per trovare il miglior investimento, perché gli investimenti completamente differenti non forniscono lo stesso servizio.

### V.3.2 Costo di Produzione Costante dell'Energia

Il costo di produzione costante dell'energia (LCOE *levelized cost of energy*) è simile al metodo LCC, perché considera tutti i costi connessi con un possibile investimento e considera il valore temporale dei soldi per il periodo di analisi. Tuttavia, è usato generalmente per confrontare due tecnologie o sistemi di rifornimento energetico, per esempio, due tecnologie di produzione di elettricità. Differisce dal LCC perché considera le tasse, ma come LCC, ignora frequentemente i costi di finanziamento.

Il LCOE è il valore che deve essere ricevuto per ogni unità di energia prodotta per verificare che si ottengano costi e profitti ragionevoli. Il profitto è accertato scontando i redditi futuri a un tasso di sconto che è uguale al tasso di rendimento che potrebbe essere guadagnato su altri investimenti di rischio paragonabile. Nella forma di equazione, questo è rappresentato come:

$$\sum_{t=1}^{t=N} LCOE \cdot \frac{Q_t}{(1+d)^t} = \sum_{t=0}^{t=N} \frac{C_t}{(1+d)^t} \quad (\text{V.3.2})$$

Dove  $N$  è il periodo di analisi,  $Q_t$  è la quantità di produzione di energia nel periodo  $t$ ,  $C_t$  è il costo incontrato nel periodo  $t$ ,  $d'$  è il tasso di sconto. Se  $d'$  è un tasso di sconto reale (esclude l'inflazione) allora il LCOE sarà in termini (costanti) reali di dollaro, mentre il LCOE sarà in termini (correnti) nominali di dollaro se il  $d'$  è un tasso di sconto nominale. Il tasso di sconto,  $d$ , è usato per portare i costi futuri di nuovo al loro valore attuale. Se quei costi sono espressi in dollari reali, allora il tasso di sconto dovrebbe essere un tasso di sconto reale; se sono in dollari nominali, il tasso di sconto dovrebbe essere un tasso di sconto nominale.

### V.3.3 Valore Attuale Netto o Metodo dei Benefici Netti

Il metodo di valore attuale netto (NPV) trova l'eccesso di benefici sui costi, dove tutti gli importi sono scontati per il loro valore di tempo. (Se i costi superano i benefici, risultano perdite nette).

Il NPV è frequentemente chiamato il metodo risparmi netti (NS *net savings*). Quando il metodo è usato per la valutazione di un investimento di riduzione di costi, essi diventano benefici.

Segue una formula per l'individuazione del NPV di un investimento, sia in efficienza energetica o sistemi di energia rinnovabili:

$$NPV_{A1:A2} = \sum_{t=0}^{t=N} \frac{B_t - C_t}{(1+d)^t} \quad (V.3.3)$$

Dove  $NPV_{A1:A2}$ , è il valore attuale netto dei della possibilità A1 rispetto alla A2,  $B_t$  sono i benefici durante l'anno  $t$ , che può essere definito per ridefinire i risparmi di energia,  $C_t$  sono i costi durante l'anno  $t$  dell'alternativa A1 rispetto ad un'alternativa A2 mutuamente esclusiva e  $d$  è il tasso di sconto.

Il metodo di NPV è particolarmente adatto per decisioni prese in base a profitti di lungo termine. Il metodo di NPV è inoltre utile per decidere se fare un dato investimento e per i disegnare e misurare sistemi. Non è molto utile per confrontare investimenti che forniscono servizi differenti.

### V.3.4 Metodo del Rapporto Costo-Beneficio o del Rapporto Risparmio- Investimento

Il metodo di rapporto di beneficio-costi (BCR) o di rapporto di risparmio-investimento (SIR) divide i benefici per costi o risparmio per investimento. Quando si usa per valutare efficienza energetica e sistemi di energia rinnovabili, i benefici si esprimono in termini di risparmio di costo energetico. Il numeratore del rapporto del SIR si riferisce solitamente ai risparmi di energia, la costi netti di manutenzione di riparazione; il denominatore invece si riferisce alla somma dei costi d'investimento e dei costi di sostituzione meno il valore di recupero. Tuttavia, a seconda gli obiettivi, a volte soltanto i costi iniziali d'investimento sono disposti nel denominatore e gli altri costi sono sottratti nel numeratore, o a volte solo il capitale effettivo dell'investitore è disposto nel denominatore. Come i tre metodi precedenti, questo è basato sui movimenti di cassa scontati.

A differenza dei tre metodi precedenti, che hanno fornito una misura di prestazioni in dollari, questo metodo lo fa con numero adimensionale. Più grande è il rapporto, maggiore sarà il risparmio dell'investimento.

Segue una formula comunemente usata per la computazione del rapporto dei costi di risparmio-investimento:

$$SIR_{A1:A2} = \frac{\sum_{t=0}^{t=N} CS_t \cdot (1+d)^{-t}}{\sum_{t=0}^{t=N} I_t \cdot (1+d)^{-t}} \quad (V.3.4)$$

Dove  $SIR_{A1:A2}$  è SIR per l'alternativa A1 rispetto all'alternativa mutuamente esclusiva A2,  $CS_t$  è il risparmio dei costi (escludendo quei costi di investimento nel denominatore) più qualsiasi beneficio positivo dell'alternativa A1 rispetto all'alternativa mutuamente esclusiva A2, ed  $I_t$  sono i costi di investimento supplementari per l'alternativa A1 relativa a A2.

Si noti che la formulazione particolare del rapporto riguardo alla disposizione degli articoli nel numeratore o nel denominatore può affettare il risultato. Si dovrebbe usare una formulazione adatta agli obiettivi del decisore.

Il metodo del rapporto può essere usato per determinare se si accetta o si rifiuta un dato investimento per motivi economici. Anche può essere usato per decisioni di disegno e altre scelte fra loro mutuamente esclusive, se applicato incrementalmente (cioè, l'investimento e i risparmi sono differenti tra i due alternative mutuamente esclusive). Un'applicazione primaria

del metodo del rapporto è di stabilire le priorità tra progetti che competono per un budget limitato. Quando è usato in questa maniera, e quando i costi di progetto sono tali che rendono impossibile l'assegnamento del budget in relazione all'ordine dei rapporti dei progetti; il SIR dovrebbe essere completato con la valutazione degli insiemi alternativi di progetti usando il metodo di NPV.

### **V.3.5 Metodo del Tasso di Ritorno Interno**

Il metodo del tasso di ritorno interno (IRR) calcola il tasso di sconto per cui il risparmio di dollari è uguale ai costi di dollari durante il periodo di analisi; cioè il tasso per cui il NPV è zero. Questo tasso di sconto è il tasso di ritorno dell'investimento. È confrontato con il tasso di rendimento minimo accettabile dell'investitore per determinare se l'investimento è desiderabile. Diverso delle tre tecniche precedenti, il metodo del tasso di ritorno interno non richiede nei suoi calcoli l'inclusione di un tasso di sconto prestabilito.

Il tasso di rendimento è calcolato tipicamente tramite un processo di prova ed errore, tramite il quale vari tassi composte d'interesse sono usate per scontare i flussi di cassa fino a trovare un tasso per cui il NPV dell'investimento è zero. Il metodo è il seguente: (1) Calcolare il NPV usando l'equazione VI.3.3, cambiando il tasso di sconto "d" per un tasso d'interesse di prova. Un NPV positivo significa che l'IRR è più grande che tasso di prova; un NPV negativo significa che l'IRR è minore che il tasso di prova. (2) Sulla base delle informazioni, provi un altro tasso. (3) Da una serie di ripetizioni, trovi il tasso per il quale il NPV si azzera.

Algoritmi computazionali, tecniche grafiche, e tabelle di fattori di sconto, sono usate spesso per facilitare le soluzioni di IRR (Ruegg e Ordine 1990:7172). Esprimere il risultato economico come un tasso di ritorno può essere desiderabile per facilità nel confrontare i ritorni su una varietà d'investimenti, perché i ritorni sono frequentemente espressi in termini di tassi di ritorno annuali. Il metodo IRR è utile per accettare o rifiutare investimenti individuali o per l'assegnazione del budget. Per i progetti di disegno, il metodo IRR, come il SIR, deve essere applicato incrementalmente. Non è raccomandato per la selezione fra investimenti mutuamente esclusivi con vite utili molto diverse (per esempio, un progetto con un ritorno di 35% per venti anni è un investimento molto migliore che un altro con lo stesso ritorno di 35% per soltanto due anni).

È un metodo ampiamente usato, ma spesso incorrettamente, in gran parte per le imperfezioni che include le possibilità di:

- Nessuna soluzione (la somma di tutti i ritorni non scontati durante il periodo di analisi è minore che i costi d'investimento);
- Soluzioni multiple (alcuni costi avvengono dopo alcuni ritorni);
- Errore al calcolare ritorno totale associato con il progetto durante il periodo di analisi (ritorni che accadono prima della conclusione dell'analisi si assumono implicitamente per essere reinvestiti allo stesso tasso di ritorno calcolato con l'IRR; ciò può o non essere possibile).

### V.3.6 Metodo del Tasso Totale di Ritorno

Il metodo del tasso totale di ritorno (*ORR Overall rat-of-return*) corregge per le ultime due imperfezioni espresse sopra per l'IRR. Come l'IRR, l'ORR esprime il risultato economico in termini di tasso di ritorno annuale durante il periodo di analisi. Ma a differenza dell'IRR, l'ORR richiede, come input, un tasso esplicito di reinvestimento e produce una soluzione unica<sup>3</sup>. Il tasso esplicito di reinvestimento permette di esprimere i flussi di cassa netta (a parte i costi d'investimento) in termini del loro valore futuro alla conclusione del periodo di analisi. L'ORR allora è computato facilmente con una soluzione chiusa secondo le indicazioni dell'equazione VI.3.5:

$$ORR_{A1:A2} = [\sum_{t=0}^{t=N} (B_t - C_t) \cdot (1 + r)^{N-t}]^{1/N} / [\sum_{t=0}^{t=N} I_t / (1 + r)^t]^{1/N} - 1 \quad (V.3.5)$$

Dove  $ORR_{A1:A2}$  è il tasso di rendimento totale su un'alternativa di investimento A1 rispetto a un'altra mutuamente esclusiva su un periodo di studio indicato;  $B_t$ , rappresenta i benefici di un'alternativa rispetto a un'alternativa A2 mutuamente esclusiva per il periodo  $t$  di tempo,  $C_t$  sono i costi (tranne quella parte dei costi di investimento su i quali il ritorno deve essere massimizzato) associato con una data alternativa riguardante un'altra A2 mutuamente

---

<sup>3</sup> Come indicato nell'equazione 3.5, il tasso di reinvestimento è usato per portare tutti gli investimenti di nuovo al loro valore attuale. Alternativamente, gli investimenti dopo tempo zero possono essere scontati dal tasso di accrescimento generale. In questo caso, una soluzione unica non è garantita e l'ORR deve essere trovato iterativamente (Stermole e Stermole 2000).

esclusiva nel tempo  $t$ ;  $r$  è il tasso di reinvestimento a cui i ritorni netti possono essere reinvestiti, solitamente è uguale al tasso di sconto;  $N$  è la lunghezza del periodo di studio e;  $I_t$  rappresenta i costi di investimento nel tempo  $t$  sul quale il ritorno deve essere massimizzato. L'ORR è suggerito come sostituto per l'IRR, perché evita alcune limitazioni e problemi dell'IRR. Può essere usato per decidere se o non costituire un fondo per un dato progetto, per i progetti di disegno (se è usato incrementalmente) e per le decisioni di ripartizione di budget.

### V.3.7 Metodo del Rimborso Scontato

Questo metodo di valutazione misura il tempo trascorso fra il periodo di un investimento iniziale e il punto nel tempo nel quale i risparmi scontati o i benefici accumulati sono sufficienti per compensare l'investimento iniziale, considerando il valore di tempo dei soldi (se i costi e il risparmio non sono scontati, la tecnica è chiamata "rimborso semplice"). Mentre più corta sia la durata di pagamento dell'investimento, più desiderabile sarà.

Per determinare il periodo del metodo del rimborso scontato (*DPB discounted payback method*), trovare il valore minimo di  $Y$  (anno in cui il rimborso si presenta) tali che la seguente uguaglianza sia soddisfatta.

$$I_0 = \sum_{t=1}^{t=N} (B_t - C_t') / (1 + d)^t \quad (\text{V.3.6})$$

Dove  $B_t$  rappresenta i benefici associati nel periodo  $t$  con un'alternativa rispetto ad un'altra mutuamente esclusiva;  $C_t'$  sono i costi nel periodo  $t$  (tranne i costi di investimento iniziali) associato con un'alternativa rispetto ad un'altra mutuamente esclusiva nel periodo  $t$ ; e  $I_0$  è il costo dell'investimento iniziale di un'alternativa rispetto ad un'altra mutuamente esclusiva, dove il costo di investimento iniziale contiene i costi dell'investimento totale.

DPB è usato spesso come una misura supplementare quando la vita di progetto è incerta. È usato per identificare progetti fattibili quando l'orizzonte del tempo dell'investitore è costretto. È usato come una misura supplementare nella fase d'incertezza per indicare il tempo nel quale il capitale è a rischio. È una guida approssimativa per accettare o rifiutare decisioni. È usato in maniera incorretta ed esagerata, poiché indica il tempo nel quale l'investimento raggiunge il punto di



pareggio<sup>4</sup>, non è una guida certa per la scelta dell'alternativa di investimento più vantaggiosa, come risparmio o i benefici dopo il tempo di rimborso potrebbero essere significativi.

### **V.3.8 Altri Metodi di Valutazione Economica**

Una varietà di altri metodi è stata usata per valutare il comportamento economico dei sistemi energetici, ma questi tendono a essere ibridi di quelli presentati qui. Uno di questi è il metodo del reddito richiesto che calcola una misura del reddito “*before-tax*” in valore attuale o annuale richiesti per coprire i costi su una base “*after-tax*” di un sistema energetico (Ruegg e 1988:2223 corto). I metodi di programmazione matematici sono stati usati per valutare il formato o il disegno ottimale dei progetti, così come altre tecniche matematiche e statistiche.

## **V.4 VALUTAZIONE DI RISCHIO**

Molti degli input dei sopraindicati metodi di valutazione saranno altamente incerti quando una decisione di investimento deve essere presa. Per prendere la decisione più informativa, un investitore dovrebbe impiegare questi metodi nel quadro che rappresenta esplicitamente il rischio e l'incertezza.

La valutazione di rischio fornisce ai decisori le informazioni sull'esposizione al rischio inerente a una data decisione, cioè, la probabilità che il risultato sia differente dalla valutazione del “*best-guess*”. La valutazione del rischio, s'interessa anche all'atteggiamento di rischio del decisore che descrive la sua volontà di consentire un investimento di risultato incerto. Le tecniche di valutazione di rischio sono usate tipicamente insieme con i metodi di valutazione descritti in precedenza; e non come tecniche autonome di valutazione.

Le tecniche di valutazione di rischio variano da semplici e parziali a complessi e completi. Benché nessuno si assuma la responsabilità di prendere le decisioni, le tecniche (se usate correttamente) possono aiutare al decisore a fare le scelte più informative di fronte all'incertezza.

---

<sup>4</sup> È un valore che indica la quantità, espressa in volumi di produzione o fatturato, di prodotto venduto necessaria per coprire i costi precedentemente sostenuti, al fine dunque di chiudere il periodo di riferimento senza profitti né perdite.

Questo capitolo fornisce una descrizione delle seguenti tecniche di valutazione di rischio con basi probabilistiche:

- Analisi di valore atteso;
- Criterio della varianza media e coefficiente di variazione;
- Tecnica del rischio-tasso di sconto aggiustato;
- Tecnica della certezza equivalente;
- Simulazione Monte Carlo;
- Analisi di decisioni;
- Opzioni reali;
- Analisi di sensibilità.

Esistono altre tecniche che sono usate per valutare i rischi e le incertezze (per esempio, CAP\_M ed analisi nel punto di pareggio), ma quelle non sono trattate qui.

#### **V.4.1 Analisi del Valore Atteso**

L'analisi del valore atteso (*EV expected value*) fornisce una via semplice per considerare l'incertezza dei valori dell'input, ma non fornisce una misura esplicita del rischio nel risultato. Risulta utile per spiegare e illustrare gli atteggiamenti di rischio.

##### ***Come Calcolare l'EV***

Un valore atteso è la somma dei prodotti del valore del dollaro dei risultati alternativi e delle loro probabilità di occorrenza. Cioè, dove  $a_i$  ( $i = 1, \dots, n$ ) indica il valore associato con i risultati alternativi di una decisione, e  $p_i$  indica la probabilità di occorrenza dell'alternativa  $a_i$ , l'EV della decisione è calcolato come segue:

$$EV = a_1 \cdot p_1 + a_2 \cdot p_2 + \dots + a_n \cdot p_n \quad (V.4.1)$$

##### ***Esempio di Analisi di EV***

Il seguente esempio semplificato illustra la combinazione dell'analisi di EV e dell'analisi di NPV per sostenere una decisione di acquisto.

Supponga che un'organizzazione senza scopi di lucro deve decidere comprare una parte di un'apparecchiatura destinata per risparmiare energia. Supponga che il prezzo d'acquisto dell'unità è \$100.000, il costo di gestione annuale è \$5.000 (ottenuto tramite un contratto di prezzo fisso) ed entrambi i costi sono conosciuti con certezza. Il risparmio annuale di costo energetico, d'altra parte, è incerto, ma può essere valutato nei termini probabilistici secondo le indicazioni della tabella VI.4.1 nelle colonne A<sub>1</sub>, P<sub>1</sub>, A<sub>2</sub> e P<sub>2</sub>. I calcoli del valore attuale sono anche presentati in quella tabella.

Se la decisione si è basata soltanto sul NPV, calcolato con il “*best-guess*” i risparmi energetici (colonna A<sub>1</sub>), l'acquisto dell'apparecchiatura sarebbe antieconomico. Ma se si considera la possibilità di risparmi energetici più grandi usando l'EV del risparmio piuttosto che la migliore congettura (*best-guess*), si aspetta che l'apparecchiatura sia conveniente. Il NPV atteso dell'apparecchiatura è \$25.000 per l'unità.

### ***Vantaggi e Svantaggi della Tecnica dell'EV***

Un vantaggio della tecnica è che predice un valore che tende a essere più vicino al valore attuale che un semplice “*best-guess*” stimato con la ripetizione di casi dello stesso evento.

**Tabella V.4.1 Esempio di Valore Atteso**

Anno	Investimento Apparecchiatura (\$1000)	Costi di operazione (\$1000)	Risparmi di energia					
			A1 (\$1000)	P1	A2 (\$1000)	P2	Fattore PV	PV (\$1000)
0	-100	-	-	-	-	-	1	-100
1		-5	25	0.8	50	0.2	0.926	23
2		-5	30	0.8	60	0.2	0.857	27
3		-5	30	0.7	60	0.3	0.794	27
4		-5	30	0.6	60	0.4	0.7354	27
5		-5	30	0.8	60	0.2	0.681	21
<b>NPV atteso</b>								25

<sup>a</sup> I calcoli dei valori attuale sono basati su un tasso di sconto di 8%. Le probabilità sommano a 1.0 durante un dato anno.

Uno svantaggio della tecnica dell'EV è che esprime il risultato come un valore singolo, tale che non ci sono misure esplicite del rischio. Un'altro è che il risultato predetto si conferma su molte ripetizioni dell'evento. Ma l'EV è improbabile da accadere per un singolo caso di un evento. Ciò è analogo a una singola scossa della moneta: il risultato sarà o fronte o retro, non la media pesata di entrambi.

### ***Valore Atteso e Atteggiamento del Rischio***

I valori attesi sono utili nella spiegazione dell'atteggiamento di rischio. L'atteggiamento di rischio può pensarsi come una preferenza del decisore fra la presa di un versamento incerto di soldi con probabilità conosciuta contro accettare un importo sicuro dei soldi. Supponga, per esempio, che a una persona ha la possibilità di scegliere fra accettare il risultato di una scossa giusta della moneta dove il fronte significa la vincita di \$10.000 e il retro significa la perdita di \$5.000 ed accettare una determinata quantità di contanti di \$2.000. L'analisi di EV può essere usata per valutare e confrontare le scelte. In questo caso, l'EV della scossa della moneta è \$2.500, che sono \$500 in più che la certa quantità di soldi. Il decisore con rischio-neutrale preferirà la scossa della moneta a causa del relativo più elevato EV. Il decisore che preferisce i \$2.000 sta dimostrando un atteggiamento rischio-avverso.

D'altra parte, se il determinato importo fosse sollevato a \$3.000 e il primo decisore ancora preferisce la scossa della moneta, lui o lei dimostrerebbe un atteggiamento prendo-rischio. Tali alternanze possono essere usate per derivare una funzione pratica che rappresenta l'atteggiamento di rischio del decisore.

L'atteggiamento di rischio di un dato decisore è tipicamente una funzione dell'importo al rischio. Molta gente che è rischio-avverso una volta affrontata alla possibilità di perdita significativa si trasforma in rischio-neutrale e incluso in prendo-rischio, quando le perdite potenziali sono piccole. Poiché i decisori variano sostanzialmente nei loro atteggiamenti di rischio, c'è una necessità di valutare non solo l'esposizione di rischio (cioè, il grado di rischio inerente alla decisione) ma anche l'atteggiamento di rischio del decisore.

## V.4.2 Criterio della Varianza Media e Coefficiente di Variazione

Queste tecniche possono essere utili nella scelta di alternative rischiose, se i risultati medi e gli scarti quadratici medi (variazione dalla media) possono essere calcolati.

Consideri una scelta fra i due progetti, uno con la più alta media N.B. e uno scarto quadratico medio più basso che l'altro. Questa situazione è illustrata nella figura VI.4.1. In questo caso, il progetto di cui la distribuzione di probabilità è identificata con la lettera B può dirsi di avere dominanza stocastica sopra il progetto identificato con A. Il progetto B è preferibile al progetto A, sia perché la relativa uscita è probabilmente più alta e che richiede meno rischio di perdita. Ma che succede se il progetto A; l'alternativa con l'elevato rischio; ha una più alta media N.B., come illustrato nella figura VI.4.2. Se questo fosse il caso, il criterio della varianza media (MVC) fornirebbe risultati inconcludenti.

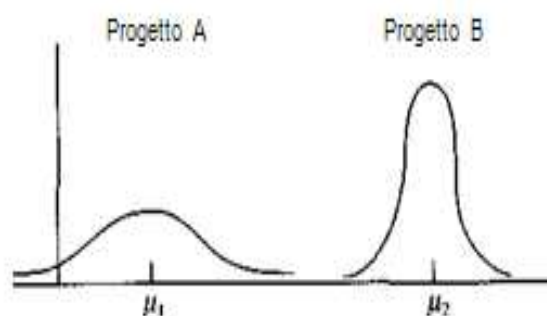
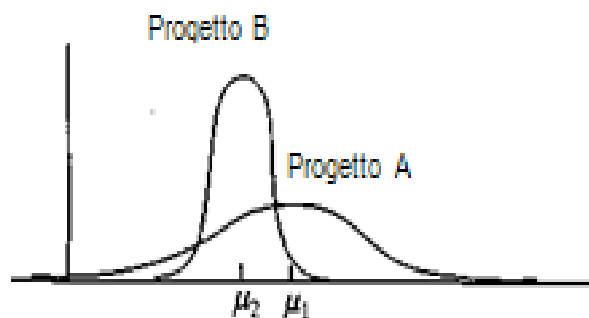


Figura V.4.1 Dominanza Stocastica Come Dimostrato per il Criterio della Varianza Media.



#### Figura V.4.2 Risultati inconcludenti del Criterio della Varianza Media

Quando non c'è una dominanza stocastica di un progetto in relazione ad altri, è utile calcolare il coefficiente di variazione (CV) per determinare il rischio relativo dei progetti alternativi. Il CV indica quale alternativa ha il rischio più basso per l'unità di uscita del progetto. I decisori rischio-avversi preferiranno l'alternativa con il CV più basso, altre cose con parità di altre cose. Il CV è calcolato come segue:

$$CV = \sigma/\mu \quad (V.4.2)$$

Dove il CV è il coefficiente di variazione, la  $\sigma$  è lo scarto quadratico medio e  $\mu$  è la media. Il vantaggio principale di queste tecniche è che forniscono rapide e semplici indicazioni dei ritorni ed esposizione al rischio di un progetto riguardante un altro. Lo svantaggio principale è che: MVC non fornisce un'indicazione chiara della preferenza quando l'alternativa con la più alta uscita media ha un elevato rischio, o viceversa.

#### V.4.3 Tecnica del Rischio-Tasso di Sconto Aggiustato

La tecnica del rischio-tasso di sconto aggiustato (RADR *risk.adjusted discount technique*) tiene conto del rischio con il tasso di sconto. Se il flusso di benefici di un progetto è più rischioso di quello del progetto medio nella cartella del decisore, dovrà essere usato un tasso di sconto superiore dal tasso di sconto normale, se il flusso di benefici è meno rischioso, dovrà essere usato un tasso di sconto più basso del normale. Se i costi sono la fonte dell'incertezza alta invece della media, dovrà essere usato un tasso di sconto più basso del normale e viceversa. Mentre più grande è la variabilità di benefici o di costi, maggiore sarà l'aggiustamento del tasso di sconto. Il RADR è calcolato come segue:

$$RADR = RFN + NRA + XRA \quad (V.4.3)$$

Dove RADR è il rischio-tasso di sconto aggiustato; RFR è il tasso di sconto rischio-libero, generalmente è uguale al tasso del tesoro; NRA è l'aggiustamento normale del rischio per rappresentare il livello

medio del rischio incontrato nelle operazioni del decisore e XRA è l'aggiustamento supplementare del rischio per rappresentare il rischio più grande o meno del rischio normale.

Un esempio dell'utilizzo della tecnica RADR è il seguente: Un'azienda sta considerando un investimento in un nuovo tipo di sistema energetico alternativo con alto potenziale di profitto e alto rischio dal lato dei benefici. I costi proiettati e flussi di reddito e i valori attuali scontati sono indicati in tabella VI.4.2. Il tasso del Tesoro, preso come il tasso rischio-libero, è 8%. L'azienda usa un aggiustamento normale di rischio del 4% per rappresentare il livello medio del rischio incontrato nelle relative operazioni. I redditi associati con questo investimento sono giudicati per essere due volte più rischiosi dell'investimento medio dell'azienda, quindi si utilizza un aggiustamento addizionale di rischio di 6% aggiunto al RADR. Quindi, il RADR risulta pari a 18%. Con questo RADR, il NPV dell'investimento è stimato per essere una perdita di \$28 milioni. In conformità a quest'analisi d'incertezza, si raccomanderebbe l'azienda di non accettare il progetto.

I vantaggi della tecnica di RADR sono che fornisce un via per rappresentare sia l'esposizione al rischio sia l'atteggiamento di rischio. Inoltre, RADR non richiede alcuni punti addizionali per calcolare NPV una volta che un valore del RADR è stabilito. Lo svantaggio è che fornisce soltanto un aggiustamento approssimato. Il valore del RADR è tipicamente una stima approssimativa basata sulla disposizione degli investimenti nelle categorie di rischio e sull'aggiunta di un fattore "fudge" per rappresentare l'atteggiamento di rischio del decisore. Non è generalmente una misura fina del rischio inerente associato con la variazione nei flussi di cassa. Inoltre, è tipicamente polarizzato verso gli investimenti con profitti piccoli perché applica un RADR costante durante l'intero periodo di analisi, anche se il rischio può variare col tempo.

**Tabella V.4.2 Esempio di Rischio-Tasso di Sconto Aggiustato**

<b>Anno</b>	<b>Costi (\$M)</b>	<b>Reddito (\$M)</b>	<b>PV Costi<sup>a</sup> (\$M)</b>	<b>PV Reddito<sup>b</sup> (\$M)</b>	<b>NPV (\$M)</b>
0	80	—	80	—	-80
1	5	20	4	17	13
2	5	20	4	14	10
3	5	20	4	12	8
4	5	20	3	10	7
5	5	20	3	9	6
6	5	20	3	7	4
7	5	20	2	6	4

<b>Totale NPV</b>					-28
-------------------	--	--	--	--	-----

<sup>a</sup> I costi sono scontati con un tasso di sconto di 12%.

<sup>b</sup> I redditi sono scontati con il tasso di sconto di RADR di 18%.

#### V.4.4 Tecnica della Certezza Equivalente

La tecnica della certezza equivalente (*CE certainty equivalent*) aggiusta i flussi di cassa d'investimento con un fattore che convertirà la misura del valore economico in un importo di certezza equivalente, la quantità che un decisore troverà ugualmente accettabile a un dato investimento con un risultato incerto. La base della tecnica è la derivazione del fattore di equivalente di certezza (CEF) che è usato per aggiustare i flussi di cassa netta per incertezza.

L'esposizione di rischio può essere sviluppata con il CEF, stabilendo le categorie di investimenti rischiosi per l'organizzazione del decisore e collegando il CEF al CV dei ritorni, grandi variazioni si traduce in più piccoli valori di CEF. La procedura è come segue:

- Dividere la cartella di organizzazione dei progetti nelle categorie di rischio. Esempi delle categorie di rischio d'investimento per una società di servizi riservata può essere la seguenti: investimenti di basso rischio: espansione dei sistemi energetici attuali e sostituzioni di apparecchiatura; investimenti di rischio moderato: adozione di nuovi sistemi energetici convenzionali; ed investimenti di alto rischio: investimento nei nuovi sistemi energetici alternativi.
- Valutare i coefficienti di variazione (veda la sezione sulla tecnica del CV) per ogni categoria d'investimento-rischio.
- Assegnare i CEFs per anno, secondo i coefficienti di variazione, con i progetti di alto rischio essendo dati il CEFs più basso. Se gli obiettivi sono riflettere soltanto l'esposizione di rischio, regolare il CEFs tali che un decisore rischio-neutrale sarà indifferente fra la ricezione di un importo stimato e un investimento incerto. Se l'obiettivo è riflettere l'atteggiamento di rischio così come l'esposizione di rischio, regolare il CEFs tale che il decisore con la sua preferenza di rischio sarà indifferente.



- Selezionare la misura del risultato economico che sarà usata, quale la misura di NPV.
- Valutare i movimenti di cassa netta e decidere a quale categoria d'investimento-rischio appartiene il progetto in questione.
- Moltiplicare gli importi annuali di flussi di cassa netta per il CEFs appropriato.
- Scontare gli importi annuali aggiustati di flussi di cassa netta con un tasso di sconto di rischio-libero (un tasso di sconto di rischio-libero è usato perché l'aggiustamento del rischio è compiuto dal CEFs).
- Procedere il resto dell'analisi nel senso convenzionale.

In conclusione, la certezza equivalente NPV è calcolato come segue:

$$NPV_{CE} = \sum_{t=0}^N CEF_t \cdot (B_t - C_t) / (1 + RFD)^t \quad (V.4.4)$$

Dove  $NPV_{CE}$  è il NPV aggiustato per ottenere l'incertezza dalla tecnica del CE;  $B_t$  sono i benefici stimati nel periodo  $t$ ;  $C_t$  sono i costi valutati nel periodo  $t$  e  $RFD$  è il tasso di sconto di rischio libero.

La tabella VI.4.3 illustra l'uso di questa tecnica per aggiustare i calcoli dei valori attuali netti per un investimento in un nuovo sistema energetico alternativo di alto rischio. Il CEF è regolato a 0.76 e si assume costante nel tempo.

Un vantaggio principale della tecnica del CE è che può essere usata per rappresentare sia l'esposizione di rischio sia l'atteggiamento di rischio. Un altro è che separa l'aggiustamento del rischio dallo scontare e permette di realizzare aggiustamenti più precisi di rischio col tempo. Uno svantaggio importante è che la valutazione del CEF è soltanto approssimativa.

**Tabella V.4.3 Certezza Equivalente**

	<b>Flusso di cassa netto annuale (\$M)</b>	<b>CV</b>	<b>CEF</b>	<b>Fattori di sconto RFD<sup>a</sup></b>	<b>NPV (\$M)</b>
1	-100	0.22	0.76	0.94	-71
2	-100	0.22	0.76	0.89	-68
3	20	0.22	0.76	0.84	13

4	30	0.22	0.76	0.79	18
5	45	0.22	0.76	0.75	26
6	65	0.22	0.76	0.7	35
7	65	0.22	0.76	0.67	33
<b>Total NPV</b>					

<sup>a</sup> RFD assunto uguale a 6%

### V.4.5 Simulazione de Monte Carlo

Una simulazione de Monte Carlo richiede il calcolo iterativo della misura di valore economico dalle funzioni di probabilità delle variabili in ingresso. I risultati sono espressi come funzione di densità di probabilità e come funzione di distribuzione cumulativa. La tecnica quindi permette le misure esplicite di esposizione di rischio. Uno dei metodi di valutazione economica trattati in precedenza è usato per calcolare il valore economico; un calcolatore è impiegato per provare ripetutamente (centinaia di volte) le distribuzioni di probabilità e per eseguire i calcoli. Una simulazione de Monte Carlo può essere realizzata con seguenti punti:

- Ingressi variabili espressi come funzioni di probabilità. Dove ci sono interdipendenze fra i valori in ingresso, possono essere necessarie funzioni di densità di probabilità multiple.
- Per ogni ingresso per il quale c'è una funzione di probabilità, disegnare a caso un valore dell'ingresso; per ogni input per il quale c'è soltanto un singolo valore; prendere quel valore per i calcoli.
- Usare i valori dell'input per calcolare il valore della misura economica e registrare i risultati.
- Se gli input sono interdipendenti, tali che l'input X è una funzione dell' input Y, in primo luogo disegnare il valore di Y, poi disegnare a caso i valori di X che corrispondono al valore del Y.
- Ripetere il processo molte volte fino a che il numero di risultati non sia sufficiente per costruire una funzione di densità di probabilità e una funzione di distribuzione cumulativa.

- Costruire la funzione di densità di probabilità e la funzione di distribuzione cumulativa per il valore della misura economica ed eseguire l'analisi statistica della variabilità.

Il forte vantaggio della tecnica è che esprime i risultati nei termini probabilistici, quindi provvede la valutazione esplicita di esposizione al rischio. Uno svantaggio è che non tratta esplicitamente l'atteggiamento di rischio; tuttavia, fornendo una misura libera di esposizione al rischio, facilita l'incorporazione implicita dell'atteggiamento di rischio in una decisione. La necessità di esprimere gli input in termini probabilistici e i vasti calcoli, sono spesso considerati svantaggi.

#### **V.4.6 Analisi di Decisione**

L'analisi di decisione è una tecnica versatile che permette sia l'esposizione, sia l'atteggiamento di rischio da considerare nella valutazione economica. Esso offre scelte, costi, benefici e probabilità per una data decisione in "albero di decisioni" che sono utili per capire le possibili scelte e i risultati.

Anche se non è possibile bloccare la ricchezza di questa tecnica in una breve descrizione, un semplice albero di decisioni, è discusso per dare un senso di come la tecnica è usata. Il problema di decisione è se affittare o costruire un locale. La decisione deve essere presa adesso, basata sui dati incerti. L'albero di decisione contribuisce a strutturare e analizzare il problema. L'albero è costruito da sinistra a destra ed è analizzato da destra a sinistra. L'albero comincia con una scatola che rappresenta una giuntura di decisione o nodo; in questo caso, se affittare o costruire un locale. La linea segmenti che si ramificano dalla scatola rappresenta i due percorsi alternativi: quello superiore la decisione dell'affitto e quello più basso la decisione di costruzione. Ciascuno ha un costo legato con esso che è basato sul costo previsto da incontrare lungo il percorso. In questo esempio, il costo previsto minimo di \$6.26 M è associato con l'opzione per costruire un locale.

Un vantaggio di questa tecnica è che contribuisce a capire il problema e a confrontare le soluzioni alternative. Un altro vantaggio è che, oltre a trattare l'esposizione di rischio, può anche aggiustare l'atteggiamento di rischio convertendo i benefici e i costi in valori pratici (non indirizzati qui). Uno svantaggio è che la tecnica non fornisce una misura esplicita della variabilità del risultato.

## V.4.7 Analisi di Opzioni Reali

L'analisi di opzioni reale (ROA *Real option analysis*) è un adattamento delle tecniche di valutazione di opzioni finanziarie<sup>5</sup> alle decisioni di investimento del bene reale. ROA è un metodo impiegato per analizzare le decisioni in cui il decisore ha una o più scelte per quanto riguarda la sincronizzazione di un investimento. Esso suppone esplicitamente che l'investimento è parziale o completamente irreversibile e che è soggetto a profitti futuri incerti. Le opzioni reali possono coinvolgere le opzioni (e le combinazioni) per rinviare, ordinare, contrarre, interrompere temporaneamente, cambiare usi, abbandonare, o espandere l'investimento. Ciò è contrariamente al metodo di NPV che implica che la decisione è ora o mai.

Il valore di un investimento con una scelta si dice uguale al valore dell'investimento usando il metodo tradizionale di NPV (che non presuppone implicitamente flessibilità o opzione) più il valore dell'opzione. L'analisi comincia tramite la costruzione di un albero di decisioni con la decisione di opzione inclusa in esso. Ci sono due metodi base per risolvere il valore dell'opzione: il metodo di replica del rischio-aggiustato della cartella (RARP) e quello della probabilità rischio-neutrale (RNP). Il RARP sconta i flussi di cassa previsti di progetto a un tasso scontato di rischio-aggiustato, mentre il metodo di RNP sconta i flussi di cassa di certezza equivalente a un tasso rischio libero. Cioè il metodo del RARP prende i flussi di cassa essenzialmente così com'è e aggiusta il tasso di sconto al tempo per riflettere quel fatto che il rischio cambia come uno si muove attraverso l'albero di decisioni. Nel metodo di RNP, i flussi di cassa essenzialmente sono aggiustati per ottenere il rischio e sono scontati a un tasso dirischio-libero.

Copeland e Antikarov forniscono un metodo di quattro passi generale per ROA:

- Punto 1: Calcolare un caso base tradizionale NPV (per esempio, senza flessibilità).

---

<sup>5</sup> La valutazione finanziaria delle opzioni è accreditata a Fisher Black e a Myron Scholes che hanno dimostrato matematicamente che il valore di un'opzione europea (una opzione ma non l'obbligo di acquisire un'attività finanziaria per un dato prezzo in una data particolare nel futuro) dipende dal prezzo corrente delle azioni, dalla volatilità del prezzo di riserva, dalla data di scadenza, dal prezzo di esercitazione e dal tasso di interesse del rischio-libero (veda il Black e Scholes 1973).

- Punto 2: Modellare l'incertezza usando gli alberi (binomiali) di evento (ancora senza flessibilità; per esempio, senza opzioni) anche se l'incertezza è compresa, il valore atteso di punto 2 dovrebbe essere uguale a quello calcolato al punto 1.
- Punto 3: Generare l'albero di decisioni incorporando nodi di decisioni per le opzioni, così come altri nodi.
- Punto 4: Condurre un ROA stimando i profitti, lavorando indietro nel tempo, nodo dal nodo, usando i metodi di RNP o il RARP per calcolare il valore di ROA dell'investimento.

#### V.4.8 Analisi di Sensibilità

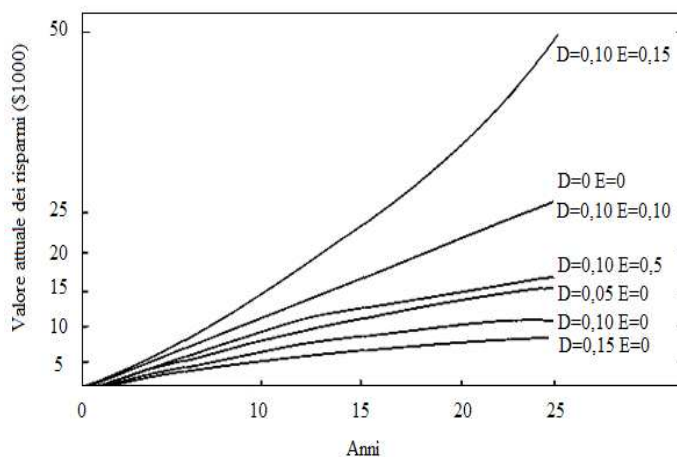
L'analisi di sensibilità è una tecnica per considerare l'incertezza che non richiede le valutazioni delle probabilità. Verifica la sensibilità del risultato economico di valori alternativi di fattori chiave per i quali c'è incertezza. Anche se l'analisi di sensibilità non fornisce una singola risposta nei termini economici, mostra a decisori come l'attuabilità economica di un progetto di efficienza o di energia rinnovabile cambia mentre i prezzi dei combustibili, i tassi di sconto, gli orizzonti di tempo ed altri fattori critici variano.

La figura VI.4.4 illustra la sensibilità del risparmio di combustibile realizzato da un sistema solare a tre fattori critici: cronometri gli orizzonti (zero - 25 anni), i tassi di sconto ( $D$  è uguale a 0%, 5%, 10% e 15%) e i tassi di escalation di energia ( $E$  è uguale 0%, 5%, 10% e 15%). Il valore attuale del risparmio è basato sul risparmio annuale del combustibile stimato inizialmente a \$1.000.

Si noti che, essendo altre cose uguali, il valore attuale del risparmio aumenta con il tempo, ma di meno con gli più alti tassi di sconto e più con gli più alti tassi di “*escalation*”. L'enorme effetto di *escalation* dei prezzi di combustibile è più apparente quando paragona la linea superiore del grafico ( $D = 0.10, E=0.15$ ) con la linea vicino alla parte inferiore ( $D=0.10, E=0$ ). Il valore attuale del risparmio alla fine di venticinque anni è circa \$50.000 con un tasso di *escalation* del combustibile di 15% e soltanto circa \$8.000 senza *escalation*, con gli altri fattori uguali. Mentre che la quantità di energia risparmiata è la stessa, il valore del dollaro varia ampiamente, secondo il tasso di *escalation*.

Questo esempio illustra graficamente una situazione incontrata frequentemente nella giustificazione economica del rendimento energetico e dei progetti di energia rinnovabile: il

risparmio principale nei costi energetici e inoltre la massa dei benefici, si accresce durante gli ultimi anni del progetto e sono altamente sensibili sia al tasso presupposto di *escalation* del costo del combustibile e sia al tasso di sconto. Se i due tassi sono fissate uguali, si sfalseranno come indicato dalla linea retta identificata  $D=0, E=0$  and  $D = 0.10, E=0.10$ .



**Figura V.4.3** Sensibilità del Valore Attuale di Risparmi Energetici in Funzione del Tempo, i Tassi di Sconto e le Tasse di *Escalation* dei Prezzi di Energia.

## V.5 COSTRUZIONE DI BLOCCHI DI VALUTAZIONE

Oltre alla formula per la valutazione basica dei metodi e il calcolo di rischio, il professionista deve conoscere il funzionamento di avanzamento dell'analisi economica. Lui o lei deve sapere strutturare il processo di valutazione; come scegliere un metodo di valutazione; come stimare i costi ed i benefici dei dollari; come realizzare le funzioni di sconto; come selezionare un periodo di analisi; come scegliere un tasso di sconto; come aggiustare in presenza d'inflazione; come considerare le tasse e finanziamento; come trattare valori residui; e come riflettere le premesse ed i vincoli, e altre cose. Questa sezione fornisce una breve guida di riferimento per questi punti.

### V.5.1 Strutturazione del Processo di Valutazione e Selezione di un Metodo di Valutazione

Un buon punto di partenza per il processo di valutazione è definire il problema e l'obiettivo. Identifici tutti i vincoli alla soluzione e le possibili scelte. Considerare se la soluzione migliore è

evidente, o se la valutazione economica e l'analisi di rischio sono necessari per aiutare a prendere la decisione. Selezionare un metodo di valutazione adatto e una tecnica di calcolo di rischio. Compilare i dati necessari e determinare che ipotizzati devono essere fatti. Applicare le formule appropriate per calcolare una misura del risultato economico sotto il rischio. Confrontare le alternative e prendere la decisione, considerare tutti gli effetti incommensurabili che non sono inclusi nei benefici e nei costi del dollaro. Se ha rilevanza considerare l'atteggiamento di rischio del decisore.

Anche se i sei metodi di valutazione sono simili, essi sono sufficientemente differenti perché non sono sempre ugualmente adatti a valutare tutti i tipi di decisioni di investimento energetico. Per alcuni tipi di decisioni, la scelta del metodo è più critica che per altre. La figura VI.5.1 categorizza differenti tipi d'investimento e i metodi di valutazione più adatti per ciascuno. Se si considera un singolo investimento, la decisione di accettare o rifiutare può essere fatta spesso con qualunque tecnica, se è usato il criterio corretto.

I criteri di accettare/rifiutare sono i seguenti:

- Tecnica di LCC: LCC deve essere più basso come conseguenza dell'investimento in rendimento energetico o in energia rinnovabile che senza di esso;
- Tecnica di NPV: NPV deve essere positivo come conseguenza dell'investimento;
- Tecnica di B/C (SIR): B/C (SIR) deve essere più grande di uno;
- Tecnica di IRR: l'IRR deve essere più grande del tasso di rendimento minimo accettabile dell'investitore;
- Tecnica di DPB: il numero di anni per realizzare il DPB deve essere minore che la vita di progetto o l'orizzonte di tempo dell'investitore e non ci sono flussi di cassa dopo che il rimborso sia realizzato che possano invertire il rimborso.

Se multiple opportunità d'investimento sono disponibili, ma soltanto un investimento può essere fatto (cioè, sono mutuamente esclusivi), qualsiasi dei metodi (tranne DPB) potranno essere usati. Tuttavia, il metodo di NPV è suggerito solitamente a questo fine, perché è meno probabile di essere applicato incorrettamente. Il NPV di ogni investimento è calcolato e l'investimento con il più alto valore attuale è il più economico. Ciò è vero, anche se gli investimenti richiedono investimenti iniziali significativamente differenti, se hanno periodi significativamente differenti di ritorni, o se hanno tempi di vita utili differenti. Esempi

d'investimenti mutuamente esclusivi includono sistemi di formato differenti (per esempio, tre sistemi fotovoltaici differenti considerati per un singolo tetto), configurazioni di sistema differenti (per esempio, turbine differenti considerate per lo stesso parco eolico), e così via.

Se gli investimenti non sono mutuamente esclusivi, allora (secondo le indicazioni di figura VI.5.1), si deve considerare se c'è una limitazione generale del budget che limiterebbe il numero d'investimenti economici che potrebbero essere intrapresi. Se non c'è budget (cioè, nessuna limitazione dei fondi monetari d'investimento disponibili), allora non c'è realmente un confronto da effettuare e l'investitore semplicemente prende la decisione di accettare o rifiutare per ogni investimento individualmente come precedentemente descritto.

Se i fondi monetari non sono a disposizione per intraprendere tutti gli investimenti (cioè, c'è un budget), allora il metodo più facile è elencare le alternative, essendo la migliore quella con il più alto BCR o tasso di ritorno (l'investimento con il più alto NPV non necessariamente sarà quello con il più alto *rank* nell'elenco, perché il valore attuale non mostra il ritorno per unità l'investimento). Una volta elencata, quegli investimenti nella parte superiore della lista prioritaria sono selezionati fino a esaurire il budget.

Nel caso dove è richiesto un ritorno veloce dei fondi monetari d'investimento, il DPB è suggerito. Gli altri metodi, anche se più completi ed esatti per la misurazione dei profitti durante la vita utile dell'investimento, non indicano il tempo richiesto per il recupero dei fondi monetari dell'investimento.



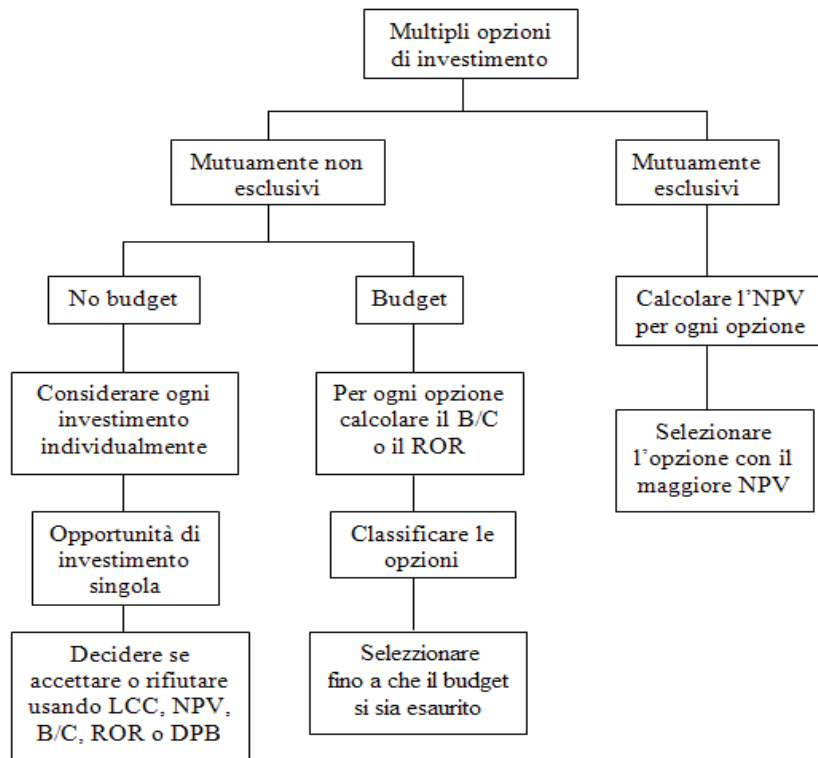


Figura V.5.1 Decisioni d'investimento e Metodi di Valutazione.

## V.5.2 Sconto

Alcuni o tutti i costi d'investimento nel rendimento energetico o nei sistemi energetici rinnovabili s'incontrano vicino all'inizio del progetto e sono trattati come costi primari. I benefici, d'altra parte, si accrescono tipicamente sopra la durata del progetto sotto forma d'energia annuale conservata o prodotta. Per confrontare i benefici ed i costi che si accrescono in momenti differenti, è necessario mettere tutti i flussi di cassa su una base tempo-equivalente.

Il metodo per convertire i flussi di cassa a una base di tempo-equivalente è denominato sconto.

Il valore di soldi è dipendente dal tempo per due motivi: in primo luogo, l'inflazione o la deflazione possono cambiare il potere di acquisto del dollaro. In secondo luogo, i soldi possono essere investiti col tempo per raggiungere un ritorno sopra l'inflazione. Per questi due motivi, un dato importo di dollari oggi varrà più di quella stessa quantità nell'anno successivo. Per esempio, supponga che una persona possa guadagnare un massimo d'interesse di 10% all'anno con rischio libero. Lui o lei richiederebbe \$1.10 da oggi a un anno per essere disposti a

rinunciare ad avere oggi \$1. Se la persona fosse oggi indifferente fra \$1 e \$1.10 entro un anno, allora il tasso di 10% di interesse indicherebbe la preferenza di tempo di quella persona per i soldi. Più alta è la preferenza di tempo, più alto sarà tasso d'interesse richiesto per rendere i flussi di cassa futuri uguali al valore attuale. Il tasso d'interesse per cui un investitore si sente adeguatamente compensato per avere i soldi adesso o nel futuro è il tasso appropriato da usare per convertire le somme future alle somme equivalenti attuali (cioè, il tasso per i flussi di cassa scontante per quell'investitore particolare). Questo tasso è denominato spesso il tasso di sconto.

Per valutare correttamente l'efficienza economica di un investimento di rendimento energetico o di energia rinnovabile, è necessario convertire le spese e i risparmi che si accrescono col tempo a una somma con valori a tempo con una certa base annuale (solitamente il presente), o a valori annuali. Il resto di questa sezione illustra come scontare i vari tipi di flussi di cassa.

Lo sconto è illustrato nella figura VI.5.2 in un problema d'installazione, manutenzione e funzionamento di una pompa termica rispetto a un'alternativa di sistema di raffreddamento/riscaldamento. I calcoli di LCC sono indicati per due tempi di riferimento. Il primo è il presente e quindi è denominato valore attuale. Il secondo è basato su una scala temporale annuale ed è denominato valore annuale. Questi due punti di riferimento sono i più frequenti nelle valutazioni economiche degli investimenti. Quando i metodi di valutazione sono utilizzati correttamente, qualsiasi base di tempo darà la stessa priorità d'investimento.

I presupposti per il problema della pompa termica; che sono dati soltanto per scopi didattici e non per suggerire i prezzi reali; sono come segue:

- L'acquisto e l'installazione della pompa termica residenziale (a esclusione della canalizzazione) costa \$1.500.
- La pompa termica ha una vita utile di 15 anni.
- Il sistema ha costi di manutenzione annuali di \$50, ogni anno durante la relativa vita utile, fissata secondo un accordo contrattuale.
- Una sostituzione del compressore è richiesta durante l'ottavo anno a un costo di \$400.
- Il costo annuale dell'elettricità per il riscaldamento e il raffreddamento è di \$425, valutato all'inizio ed aumentato ad un tasso di 7% all'anno dovuto agli aumenti dei prezzi dell'elettricità.

- Il tasso di sconto (un tasso nominale che include un aggiustamento d'inflazione) è 10%.
- Nessun valore di recupero è previsto alla fine di 15 anni.

Il LCCs nel problema è derivato soltanto per la pompa termica e non per il sistema alternativo di riscaldamento e raffreddamento. Quindi, non è fatto nessun tentativo di confrontare i sistemi alternativi in questo esempio di sconto. Fare così richiederebbe calcoli simili di LCCs per altri tipi di sistemi di riscaldamento e raffreddamento. I costi complessivi di un sistema con pompa termica includono i costi dell'acquisto ed installazione, manutenzione, sostituzione ed elettricità per il funzionamento. Usando il presente come il punto di riferimento della base di tempo, si deve convertire ciascuno di questi costi al presente prima di sommarli. Supponendo che i costi dell'installazione e dell'acquisto si presentano al punto di riferimento base (il presente), i \$1.500 sono già nei termini di valore attuale.

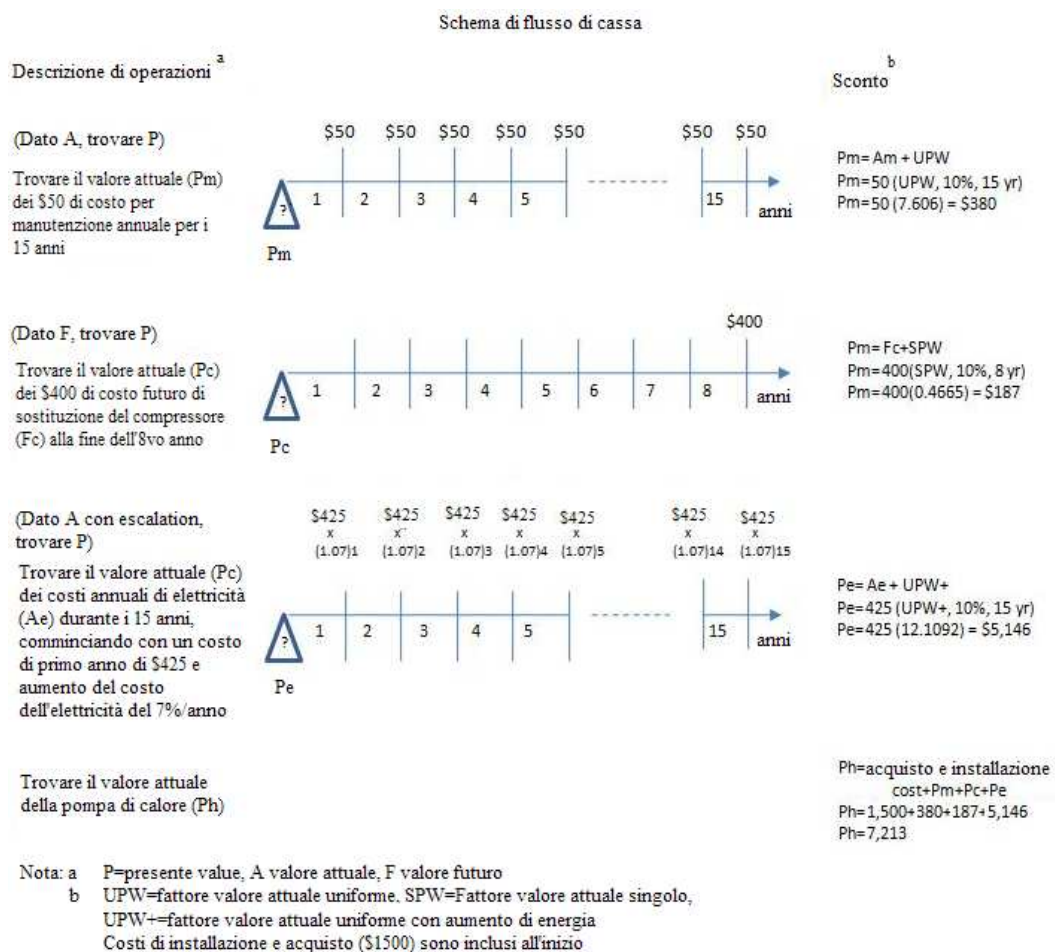
La figura VI.5.2, illustra come convertire gli altri flussi di cassa in valori attuali. La prima operazione è di convertire il flusso dei costi di manutenzione annuali in valore attuale. I costi di manutenzione, secondo le indicazioni dello schema di flusso di cassa di figura VI.5.2, sono \$50 all'anno, misurato in dollari correnti (cioè, dollari degli anni in cui accadono).

Il triangolo indica il valore da trovare. La pratica dell'interesse composto alla fine di ogni anno è seguita qui. Il presente si riferisce all'inizio dell'anno uno.

La funzione di sconto per il calcolo del valore attuale dei costi di manutenzione (ultima colonna della figura VI.5.2) è di moltiplicare i costi di manutenzione annuale per il fattore (UPW). L'UPW è un fattore moltiplicativo computato dalla formula data in tabella VI.5.1, o presa da tabelle di fattori pubblicati in molti manuali di economia. I fattori UPW rendono più facile calcolare i valori attuali di una serie uniforme di valori annuali. Per un tasso di sconto di 10% e un periodo di 15 anni, il fattore UPW è 7.606. Moltiplicando questo fattore per \$50, risulta un costo di manutenzione con valore attuale uguale a \$380. Si noti che il valore attuale \$380 di \$50 all'anno incontrati in ciascuno dei 15 anni è molto minore che il valore ottenuto moltiplicando semplicemente \$50 per 15 anni (cioè, \$750). Lo sconto è richiesto per realizzare le dichiarazioni corrette di costi e di benefici col tempo.

Il secondo punto è convertire il costo futuro della sostituzione del compressore, \$400, al suo relativo valore attuale. L'operazione per calcolare il valore attuale della sostituzione del compressore è quella di moltiplicare il valore futuro della sostituzione del compressore per il fattore (SPW) che può essere calcolato con la formula in tabella VI.5.1, o preso da una tabella di fattore di sconto. Per un tasso di

sconto di 10% e un periodo di 15 anni, il fattore SPW è 0.4665. Moltiplicando questo fattore per \$400 risulta il valore attuale del costo della sostituzione del compressore di \$187, secondo le indicazioni della ultima colonna di figura VI.5.2. Nuovamente, si noti che scontare fa una differenza significativa nella misura dei costi. Non riuscire a scontare i \$400 provocherebbe una sopravvalutazione del costo, in questo caso di \$213.



**Figura V.5.2 Sconto per il Valore Attuale: Esempio della Pompa Termica.**

Il terzo punto è convertire i costi annuali di elettricità per il riscaldamento e il raffreddamento al suo valore attuale. I costi di elettricità annuali, valutati ai tempi d'installazione della pompa termica, sono presupposti di essere \$425. I prezzi dell'elettricità, allo scopo dell'illustrazione, sono presupposti di aumentare a un tasso di 7% all'anno. Ciò si vede nella tabella 3VI.5.1 moltiplicando \$425 volte

$(1,07)^t$  dove  $t = 1, 2, \dots, 15$ . Il costo dell'elettricità alla fine del quarto anno, per esempio, è  $\$425 (1,07)^4 = \$557$ .

L'operazione di sconto per l'individuazione del valore attuale di tutti i costi dell'elettricità (come appare figura VI.5.2) è quella di moltiplicare il costo iniziale dell'elettricità annuale per il fattore appropriato UPW\* (l'asterisco denota che è incluso un termine che tiene conto dell'aumento dei prezzi). Le formule di sconto di UPW\* di UPW in tabella VI.5.1 possono anche essere usate per ottenere i valori attuali dei costi annuali oppure si possono usare i fattori presi da tabelle. Per un periodo di 15 anni, un tasso di sconto di 10% e un tasso di aumento di 7%, il fattore UPW\* risulta 12,1092. Moltiplicando il fattore per  $\$425$  risulta un valore attuale dei costi di elettricità di  $\$5.146$ . Nota, ancora una volta, che non riuscendo a scontare (cioè, semplicemente aggiungendo le spese annue di elettricità nei prezzi correnti) si sopravvaluterebbero i costi per  $\$1.229 (\$6.376 - \$5.146)$ . Scontando con un fattore di UPW che non incorpora l'aumento dei prezzi di energia, si sottovaluterebbero i costi per  $\$1.913 (\$5.146 - \$3.233)$ .

**Tabella V.5.1 Formule di Sconto**

<b>Nomenclatura standard</b>	<b>Usate</b>	<b>Notazione standard</b>	<b>Forma algebrica</b>
Quantità residua singola	Dato P, per	(SCA, d%, N)	$F=P \cdot (1+d)^N$
Valore attuale singolo	Dato F, per trovare P	(SPW, d%, N)	$P=F \cdot (1+d)^{-N}$
Quantità residua uniforme	Dato A, per trovare F	(UCA, d%, N)	$F=A \cdot ((1+d)^N - 1) / d$
Fondo di ammortamento uniforme	Dato F, per trovare A	(USF, d%, N)	$A=F \cdot d / ((1+d)^N - 1)$
Ricupero di capitale uniforme	Dato P, per trovare A	(UCR, d%, N)	$A=P \cdot d \cdot (1+d)^N / ((1+d)^N - 1)$
Valore attuale uniforme modificato	Dato A, per trovare P	(UPW, d%, N)	$P=A \cdot ((1+d)^N - 1) / d \cdot (1+d)^N$
Valore attuale uniforme modificato	Dato A ed e, per trovare P	(UPW*, d%, e, N)	$P=A \cdot (1+e) \cdot (1 - ((1+e)/(1+d))^N) / (d-e)$

P, è una somma attuale di soldi; F, rappresenta una somma futura di soldi, equivalente alla P alla conclusione dei N periodi a un tasso di sconto d; N è il numero di periodi d'interesse; A è un pagamento di fine periodo (o

ricevuta) in una serie uniforme di pagamenti (o ricevute) durante  $N$  al tasso di sconto  $d$ , solitamente annualmente; e rappresenta un tasso di aumento (*escalation*) in  $A$  in ciascuno dei periodi di  $N$ .

L'operazione finale descritta nella figura VI.5.2 è quella di sommare i costi d'acquisto e d'installazione con i valori attuali di manutenzione, sostituzione del compressore e dei costi di elettricità. Il LCCs totale della pompa termica in termini di valore attuale è di \$7.213. Questa è uno degli importi che bisogna un progettista per confrontare la redditività della pompa termica con il sistema alternativo di riscaldamento e raffreddamento.

Soltanto un'operazione di sconto è richiesta per convertire il valore attuale dei costi della pompa termica in termini di valore annuali. L'importo totale di valore attuale è convertito in valore annuale totale moltiplicandolo semplicemente dal fattore di recupero capitale dell'uniforme (UCR), in questo caso l'UCR per 10% e 15 anni. Il fattore UCR, calcolato con la formula trovata in tabella VI.5.1, è pari a 0,13147. Moltiplicando questo fattore per il valore attuale totale di \$7.213 risulta che il costo della pompa termica è di \$948 in termini di valore annuali. Le due figure (\$7,213 e \$948 per anno) sono valori con tempi equivalenti, resi costanti con lo sconto.

La figura VI.5.2 fornisce un modello per il progettista che deve calcolare tutti i valori attuali di flussi di costo o di beneficio. La maggior parte delle distribuzioni di valori che accadono durante gli anni futuri possono essere trattate con lo SPW, l'UPW o i fattori UPW\*.

### **V.5.3 Tasso di Sconto**

Di tutti i fattori che interessano il N.B. degli investimenti di rendimento energetico e di energia rinnovabile, il tasso di sconto è uno dei più drammatici. Un progetto che sembra economico con un tasso di sconto sembrerà spesso antieconomico con un altro. Per esempio, un progetto che rende risparmi netti con un tasso di sconto di 6% potrebbe rendere perdite nette se valutato con un tasso di 7%.

Mentre il tasso di sconto aumenta, il valore attuale di tutto il flusso futuro dei costi o dei benefici diminuisce. Tassi di sconto elevati tendono a favorire i progetti con profitti rapidi sopra i progetti con benefici a lungo termine.

Il tasso di sconto dovrebbe essere fissato uguale al tasso di ritorno disponibile nella seguente opportunità d'investimento migliore di rischio simile al progetto in questione.

Il tasso di sconto può essere formulato come un tasso reale esclusivo del prezzo generale d'inflazione o come un tasso nominale inclusivo dell'inflazione. Il primo dovrebbe essere usato per scontare i flussi di cassa che sono dichiarati in dollari costanti. Il secondo dovrebbe essere usato per scontare i flussi di cassa dichiarati in dollari attuale.

#### **V.5.4 Inflazione**

L'inflazione è un aumento nel livello generale di prezzi. Poiché i cambiamenti dei prezzi futuri sono sconosciuti, è presupposto frequentemente che i prezzi aumenteranno al tasso d'inflazione. Con questo presupposto, è generalmente più facile effettuare tutte le valutazioni economiche in dollari costanti e scontare quei valori usando i tassi di sconto reali. Per esempio, convertire i costi di manutenzione annuali in dollari costanti nella figura VI.5.2 in valori attuali può essere fatto facilmente moltiplicando da un fattore di valore attuale uniforme perché i costi di manutenzione non cambiano col tempo. Tuttavia, alcuni movimenti di cassa sono espressi più facilmente in i dollari attuali, per esempio, i pagamenti uguali di prestito, deprezzamento di tasse. Questi possono essere convertiti in valori attuali usando un tasso di sconto nominale.

#### **V.5.5 Periodo di Analisi**

Il periodo di analisi è il tempo durante il quale i costi e i benefici sono considerati in una valutazione economica. Il periodo di analisi non deve essere lo stesso della vita utile o della vita economica, due concetti comuni di vita d'investimento. La vita utile è il periodo durante il quale l'investimento ha un certo valore; cioè, l'investimento continua a conservare o fornire l'energia durante questo periodo. La vita economica è il periodo durante il quale l'investimento in questione è la forma meno cara di far fronte alla richiesta. La vita economica spesso è più corta della vita utile.

La selezione di un periodo di analisi dipenderà dagli obiettivi e dalla prospettiva del decisore. Un investitore speculativo che progetta sviluppare un progetto per la vendita immediata, per esempio, può osservare l'orizzonte relativo di tempo come un corto periodo dalla progettazione e dall'acquisizione della proprietà fino alla prima vendita del progetto. Anche

se la durata utile di un sistema domestico solare di riscaldamento ad acqua calda, per esempio, potrebbe essere di 20 anni, un costruttore domestico speculativo potrebbe lavorare in base ad un orizzonte biennale di tempo, se si aspetta che la proprietà cambi di proprietario durante quel periodo. Soltanto se lo speculatore pensa di portare il beneficio di quei risparmi energetici con un prezzo di vendita più elevato per la costruzione, probabilmente il maggiore primo costo dell'investimento di energia solare sarà economico.

Se un analista sta effettuando un'analisi economica per un cliente particolare, l'orizzonte di tempo di quel cliente dovrebbe servire come periodo di analisi. Se un analista sta effettuando un'analisi di un investimento pubblico o di una decisione politica, la durata del sistema o di costruzione è tipicamente il periodo adatto di analisi.

Quando, tenendo conto delle opzioni multiple di investimento, è meglio usare lo stesso periodo di analisi con alcuni metodi di valutazione (quali LCC, IRR e ORR). Con altri come NPV e BCR, possono essere usati periodi differenti di analisi. Se la vita utile dell'investimento è più corta del periodo di analisi, può essere necessario studiare la possibilità di reinvestire in quell'opzione alla fine della relativa vita utile. Se la vita utile dell'investimento è più lunga del periodo di analisi, bisogna valutare un valore di recupero.

### **V.5.6 Tasse e Sovvenzioni**

Le tasse e le sovvenzioni dovrebbero essere considerate nelle valutazioni economiche perché possono interessare l'attuabilità economica di un investimento, il ritorno dell'investitore e la forma ottimale d'investimento. Le tasse, che possono avere effetti positivi e negativi includono, tasse entrante, tasse di vendita, tasse di proprietà, tasse di esercizio, tasse di guadagno di capitale, deduzione delle tasse, accreditamento di tasse, ed altre.

Le sovvenzioni sono incentivi per un tipo particolare di comportamento o di azione. Includono le sovvenzioni di contanti d'importi specifici; ripartizione dei costi di governo; riduzioni d'interesse di prestito e sovvenzioni riferite alle tasse. Gli accreditamenti di tasse per efficienza energetica o energia rinnovabile forniscono una sovvenzione permettendo deduzioni specifiche dalla responsabilità di tasse dell'investitore. Le esenzioni di tasse di proprietà eliminano le tasse di proprietà che contrariamente si aggiungerebbero ai costi annuali. Le deduzioni di tasse entrante per le spese di rendimento energetico o di energia



rinnovabile riducono i costi annuali di tasse. L'imposizione di tasse elevate sulle fonti di energia non rinnovabili aumenta i loro prezzi e promuove gli investimenti di energia rinnovabile e di efficienza.

### **V.5.7 Finanziamento**

Il finanziamento di un investimento energetico può alterare l'attuabilità economica di quell'investimento. Ciò è particolarmente vero per gli investimenti di rendimento energetico e di energia rinnovabile che hanno generalmente grandi costi d'investimento iniziali con i ritorni sparsi nel tempo. Ignorare i costi di finanziamento quando si confrontano questi investimenti contro le fonti convenzionali di energia può influenzare la valutazione contro gli investimenti di rendimento energetico e di energia rinnovabile.

Il finanziamento essenzialmente riduce la spesa iniziale a cambio di spese aggiuntive nei pagamenti futuri (generalmente pagamenti uguali per un numero fisso di anni). Questi flussi di cassa possono essere trattati come qualsiasi altro: i costi d'immobilizzo di capitale si presenta all'inizio del primo anno ed i pagamenti di prestito accadono mensilmente o annualmente. L'unica altra considerazione principale è la tassa deducibile d'interesse dei pagamenti di prestito.

### **V.5.8 Valori Residui**

I valori residui possono risultare dal recupero alla conclusione della durata di vita dei sistemi e dei componenti, dai valori di riutilizzazione quando lo scopo è cambiato e da valore restante quando i beni sono venduti prima della conclusione delle loro vite. Il valore attuale dei residui può essere previsto generalmente per diminuire, a parità di altri fattori, quando (1) aumenta il tasso di sconto, (2) l'apparecchiatura o la costruzione si deteriora e (3) l'orizzonte di tempo si allunga.

Per valutare il valore residuo di rendimento energetico o di sistemi energetici rinnovabili, è utile considerare l'importo che può essere aggiunto al prezzo di vendita o costruzione per quei sistemi. Potrebbe essere assunto che un compratore della costruzione fosse disposto a pagare un importo supplementare uguale al valore capitalizzato dei risparmi di energia sopra la durata

restante dell'efficienza o dell'investimento rinnovabile. Se il periodo di analisi è lo stesso della vita utile, non ci sarà valore residuo.

## **CAPITOLO VI PROGETTAZIONE DI UN IMPIANTO FOTOVOLTAICO DI 20KWP PER UN COMPLESSO RESIDENZIALE – COMMERCIALE**

---

### **VI.1 CONSISTENZA E TIPOLOGIA DELL'IMPIANTO**

#### **VI.1.1 Premessa**

L'impianto si propone di conseguire un significativo risparmio energetico per la struttura che lo ospita, costitutiva di un complesso residenziale – commerciale formato da due torri (A e B) ubicato nel Comune di Campobasso nella Provincia di Molise. Tale obiettivo sarà perseguito con il ricorso alla fonte energetica alternativa rappresentata dal solare fotovoltaico.

Benché in Italia, attualmente, la diffusione su vasta scala degli impianti fotovoltaici sia ancora agli inizi, si riscontrano due fenomeni incoraggiati: da un lato la sempre maggiore attenzione politica verso le fonti di energia rinnovabile, con conseguente avvio di programmi di incentivazione e supporto finanziario; dall'altro un crescente interesse ai problemi ambientali da parte dell'opinione pubblica, la quale tende sempre più per un maggiore coinvolgimento in merito all'utilizzo della fonte solare per la produzione di energia elettrica.

#### **VI.1.2 Oggetto e Valenza dell'Iniziativa**

Il presente costituisce il progetto esecutivo per un impianto fotovoltaico di 20kW<sub>p</sub>.

In generale l'applicazione della tecnologia fotovoltaica consente:

- Produzione di energia elettrica senza alcuna emissione di sostanze inquinanti;
- Il risparmio di combustibile fossile;
- Nessun inquinamento acustico;
- Soluzioni di progettazione del sistema compatibili con le esigenze di tutela architettonica o ambientale (es. l'impatto visivo);
- Il possibile utilizzo per l'installazione dell'impianto di superfici marginali (tetti, terrazzi, ecc.).

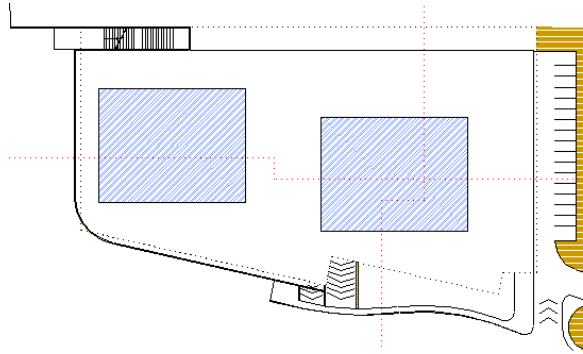
## **VI.2 DATI DI PROGETTO**

- Comune:	Campobasso
- Provincia:	Molise
- Latitudine:	41°33'39''N
- Longitudine:	14°40'6''E
- Altitudine:	701m
- Temperatura ambiente media annua:	12,7°C
- Temperatura ambiente minima annua:	-4°C
- Temperatura ambiente massima annua:	29,6°C
- Zona carico di neve al suolo:	I
- Zona di vento:	3
- Velocità del vento massima annua:	4,3m/s

## **VI.3 DESCRIZIONE DEL COMPLESSO**

### **VI.3.1 Costituzione ed Ubicazione del Complesso**

Come caso di studio per la definizione di linee guida di ecoprogettazione e specifiche tecniche di realizzazione si fa riferimento ad un complesso residenziale - commerciale che presenta caratteristiche adeguate alle finalità della ricerca.



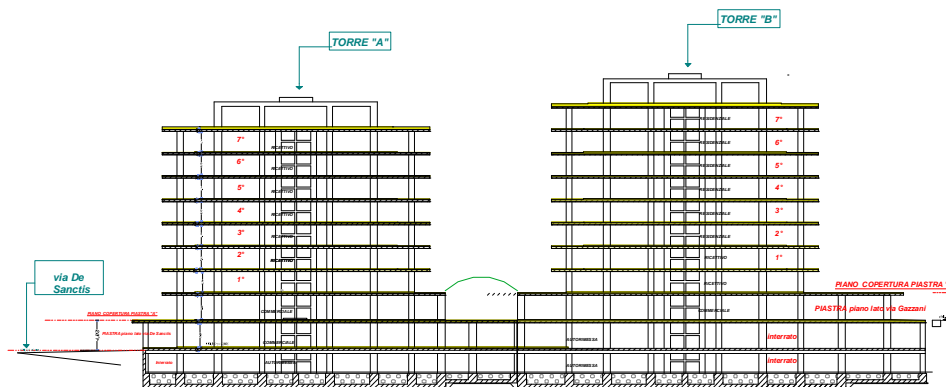
**Figura VI.3.1** vista superiore del complesso

Il complesso, ubicato nell'area universitaria del Comune di Campobasso, è costituito da due torri (torre A di 7 piani fuori terra e torre B di 8 piani fuori terra), un piano terra e due piani interrati comuni.

Il complesso è costituito da un totale di 151 unità immobiliari così suddivise per categorie nella tabella sotto riportata.

**Tabella VI.3.1** suddivisione delle unità immobiliari

Unità immobiliari	Torre A	Torre B
Appartamenti	61	57
Uffici	0	12
Negozi	11	10



### **Figura VI.3.2 vista laterale del complesso**

Inoltre sono presenti due piani interrati con autorimesse e locali tecnici, atri, scale, aree verdi e spazi comuni all'esterno.

### **VI.3.2 Utenze Elettriche del Complesso**

Le utenze elettriche prevedibili nel complesso risultano essere:

- 130 di tipo residenziale dell'ordine di 3 kW
- 21 di tipo commerciale dell'ordine di 6-15 kW
- 1 per servizi comuni dell'ordine di 400 kW

### **VI.3.3 Servizi Comuni del Complesso**

I servizi di riscaldamento invernale e climatizzazione estiva possono essere realizzati in modo certamente più efficiente dal punto di vista energetico con soluzioni centralizzate e distribuzione del fluido termico caldo/freddo nelle varie unità immobiliari.

A tali servizi comuni si sommano i servizi condominiali "tradizionali" quali quelli relativi all'illuminazione degli spazi comuni, degli esterni, della viabilità, dell'autorimessa, all'alimentazione degli impianti tecnici comuni, degli ascensori ed un servizio di alimentazione in emergenza per le singole unità immobiliari.

## **VI.4 SCELTA DEI COMPONENTI**

Si concentra l'attenzione su i due componenti principali dell'impianto fotovoltaico, cioè i moduli e gli inverter.

### **VI.4.1 Scelta delle Tecnologie da Impiegare**

### *Moduli fotovoltaici*

Sono stati scelti i moduli fotovoltaici in silicio monocristallino perché presentano i seguenti vantaggi in confronto con le altre tecnologie attualmente a disposizione:

- Vita utile di oltre 20 anni senza degrado significativo delle prestazioni, il che assicura un risparmio economico maggiore;
- Rendimento intorno al 13-14%, che garantisce la superficie più contenuta occupata dall'impianto.

### *Convertitori statici*

Evidentemente, sono stati scelti inverter per il funzionamento in parallelo alla rete elettrica, caratterizzati dalla funzione di *Maximum Power Point Tracker* (MPPT), la quale permette di ottenere istante per istante la massima potenza possibile.

Per i due componenti esistono attualmente numerose quantità di modelli, ognuno con le sue proprie caratteristiche e costruiti da diverse aziende.

## **VI.4.2 Scelta delle Possibili Soluzioni**

Per scegliere l'impianto più adatto al nostro caso, sono stati presi in considerazione 20 moduli fotovoltaici e 15 convertitori statici, scelti in base alle proprie caratteristiche di efficienza, prezzo e qualità. I dati più importanti dei componenti sono stati messi in un foglio di calcolo capace di calcolare tutte le soluzioni possibili, specificando per ognuna, il tipo di modulo fotovoltaico e convertitore statico da impiegare; il numero di moduli; stringhe e convertitori da usare; la potenza complessiva installata, il prezzo totale, ed i rapporti  $W/m^2$ , euro/kW, euro/kwh/anno. I dati sono i seguenti:

- Potenza dell'impianto;
- Tipo di modulo fotovoltaico (potenza di picco, corrente nel punto di massima potenza, tensione nel punto di massima potenza, corrente di cortocircuito,

tensione a vuoto, temperatura nominale della cella, tensione massima di sistema, coefficiente di tensione per °C e prezzo);

- Tipo di convertitore statico (massima potenza in ingresso, range di tensione MPPT, tensione massima di ingresso, potenza nominale in uscita e prezzo);
- Radiazione solare globale media annua sui generatori fotovoltaici;
- Rendimento dei generatori fotovoltaici e dei convertitori.

Per quanto riguarda il calcolo della radiazione solare globale media annua sui generatori fotovoltaici è stato impiegato un altro foglio di calcolo. Esso fa riferimento alla teoria esposta nel capitolo “Analisi di producibilità di un impianto fotovoltaico” considerando i dati relativi al Comune di Campobasso, per quanto riguarda la sua posizione geografica e l’irradiazione solare giornaliera media mensile diretta e diffusa sul piano orizzontale, dati che sono espressi nella Norma UNI 10349; un altro dato importante è l’inclinazione dei pannelli solari che per l’Italia viene scelta tra 30° e 35°. Inoltre si è supposto che non ci siano ombreggiamenti di nessun tipo.

Il foglio calcola per ogni mese la radiazione solare globale mensile e sommandoli riesce a calcolare la radiazione solare globale annuale. E da notare che i moduli sono stati disposti verso il Sud con un’inclinazione di 33° rispetto al piano orizzontale. Le figure VI.4.1. VI.4.2 e VI.4.3 rappresentano una parte dei fogli utilizzati.

Numero di moduli per stringa	Numero di stringhe	Numero di stringhe massime per inverter (N <sub>smax</sub> )	Numero di moduli Nx	Potenza totale impianto (W)	Potenza massima degli inverter (W)	V <sub>m,min</sub> (V) V <sub>m,min</sub> >= v <sub>v,mpptminv,mpptm</sub>	V <sub>m,max</sub> (V) V <sub>m,max</sub> <= v <sub>v,mpptmv,mpptm</sub>	V <sub>oc,max</sub> (V) V <sub>oc,max</sub> < V <sub>inv,max</sub>	W/m <sup>2</sup>	euro/kW	euro/kWh
20	2	2	40	2000	8000	434	583	730	150267	6966	5
21	2	2	42	8400	8400	456	612	766	150267	6946	6
22	2	2	44	8800	8800	477	642	803	150267	6928	6



Figura VI.4.1 Foglio di calcolo usato per trovare la migliore soluzione

CALCOLO DELLA RADIAZIONE SOLARE RICEVUTA DAI GENERATORI FV, BASATO SULLA RADIAZIONE GIORNALIERA MEDIA MENSILE SU SUPERFICIE ORIZZONTALE																										
<b>Coordinate geografiche del luogo d'installazione del generatore FV</b>																										
Latitudine f	41°	33'	39"	N																						
Longitudine l	14°	40'	6"	E																						
<b>Parametri geometrici relativi alla posizione del generatore FV</b>																										
Angolo d'inclinazione b	33°	0'	0"																							
Angolo di orientazione g	0°	0'	0"																							
<b>Parametri geometrici relativi alla posizione del sole</b>																										
Angolo orario dell'apparire w					Gennaio	Febbraio	Marzo	Aprile	Maggio	Giugno	Luglio	Agosto	Settembre	Ottobre	Novembre	Dicembre	Anno									
Angolo orario dello scomparire w'	[ ]	-70,600	-78,470	-87,900	-91,430	-92,936	-93,680	-93,344	-92,063	-90,334	-81,550	-72,670	-68,290	-68,290	-72,670	-81,550	-90,334	-93,344	-92,063	-93,680	-91,430	-78,470	-70,600			
Angolo orario w <sub>0</sub>	[ ]	70,600	78,470	87,900	91,430	92,936	93,680	93,344	92,063	90,334	81,550	72,670	68,290	68,290	72,670	81,550	90,334	93,344	92,063	93,680	91,430	78,470	70,600			
Declinazione d	[ ]	-20,320	-12,950	-2,420	8,410	18,790	23,090	21,180	13,450	2,220	-9,600	-18,910	-23,060	-23,060	-18,910	-9,600	2,220	13,450	21,180	23,090	23,090	18,790	8,410	-2,420	-12,950	-20,320
<b>Calcolo dell'irraggiamento solare diretto</b>																										
Irraggiamento diretto medio sulla superficie del generatore H <sub>d</sub>	[W/m <sup>2</sup> ]	2.180,32	2.431,54	2.645,58	2.744,12	2.740,37	2.714,70	2.727,95	2.751,32	2.698,40	2.514,12	2.250,94	2.099,69	2.099,69	2.250,94	2.514,12	2.698,40	2.727,95	2.751,32	2.740,37	2.744,12	2.645,58	2.431,54	2.180,32		
Irraggiamento diretto medio sul piano orizzontale H <sub>0</sub>	[W/m <sup>2</sup> ]	894,07	1.382,47	1.905,31	2.480,17	2.913,01	3.103,12	3.018,33	2.663,56	1.518,63	1.090,63	893,21	893,21	893,21	1.090,63	1.518,63	1.905,31	2.480,17	2.913,01	2.918,33	2.663,56	1.518,63	1.090,63	893,21		
Rapporto d'irraggiamento diretto medio R <sub>d</sub> =H <sub>d</sub> /H <sub>0</sub>		2,183	1,759	1,389	1,106	0,941	0,875	0,903	1,031	1,285	1,623	2,064	2,351	2,351	1,623	1,285	1,031	1,106	1,031	1,031	1,106	1,389	1,759	2,183		
<b>Calcolo della radiazione solare sulla superficie del generatore</b>																										
Radiazione solare globale orizzontale giornaliera media H <sub>0</sub>	[kWh/m <sup>2</sup> /giorno]	1,78	2,50	3,81	5,00	6,03	6,58	6,50	5,67	4,39	3,11	Campobasso	3,61	3,61	4,39	5,67	6,03	6,58	6,50	6,03	5,00	3,81	2,50	1,78		
Radiazione solare globale estratrasferrica giornaliera media H <sub>0</sub>	[kWh/m <sup>2</sup> /giorno]	4,01	5,49	7,42	9,44	10,89	11,48	11,17	9,99	8,14	6,05	4,35	4,35	4,35	6,05	8,14	9,99	11,17	11,48	11,17	10,89	9,44	7,42	5,49	4,01	
Riflettanza delle superfici antistanti o circostanti il generatore	erba verde																									
Rapporto di radiazione solare globale media R <sub>d</sub> =H <sub>d</sub> /H <sub>0</sub>		1,641	1,412	1,230	1,059	0,954	0,905	0,925	1,010	1,158	1,371	1,595	1,732	1,732	1,371	1,158	1,010	0,925	0,905	0,925	1,059	1,230	1,412	1,641		
Radiazione solare globale giornaliera media H <sub>d</sub>	[kWh/m <sup>2</sup> /giorno]	2,917	3,529	4,691	5,294	5,753	5,960	6,010	5,724	5,080	4,266	3,236	2,790	2,790	4,266	5,080	5,724	5,960	6,010	5,724	5,294	4,691	3,529	2,917		
- contributo diretto	[kWh/m <sup>2</sup> /giorno]	2,144	2,470	3,263	3,506	3,726	3,896	4,021	3,915	3,569	3,126	2,394	2,083	2,083	3,126	3,569	3,915	3,896	4,021	3,915	3,506	3,263	2,470	2,144		
- contributo diffuso	[kWh/m <sup>2</sup> /giorno]	0,736	1,058	1,338	1,683	1,801	1,868	1,885	1,717	1,440	1,090	0,798	0,662	0,662	1,090	1,440	1,717	1,801	1,868	1,885	1,683	1,338	1,058	0,736		
- contributo riflesso	[kWh/m <sup>2</sup> /giorno]	0,037	0,052	0,080	0,105	0,126	0,106	0,105	0,091	0,071	0,050	0,043	0,034	0,034	0,050	0,071	0,091	0,105	0,106	0,105	0,126	0,106	0,080	0,052	0,037	
Radiazione solare globale mensile media H <sub>d</sub>	[kWh/m <sup>2</sup> /mese]	90,432	98,825	145,111	158,834	178,334	178,809	186,312	177,436	152,410	132,245	97,036	86,479	86,479	132,245	152,410	177,436	186,312	186,312	177,436	158,834	145,111	98,825	90,432		
Radiazione solare globale annua media H <sub>d</sub>	[kWh/m <sup>2</sup> /anno]																									

**Figura VI.4.2 Foglio usato per il calcolo della radiazione solare sul piano dei moduli**

**STIMA DELLA POTENZA ERUGATA E DELL'ENERGIA ANNUA PRODOTTA DALL'IMPIANTO FV**

Descrizione	[kW]	20	[kWh/anno]
potenza nominale ( $P_n$ ) dell'impianto FV		20	
irradiazione solare globale annua media $F_v$ ( $F_v$ ) sui generatori FV		1682	33640
coefficiente $K_f$	[%]	98,03	33000
perdite per riflessione sulla superficie frontale dei moduli	[%]	3,0	5040
perdite per riflessione e della superficie di installazione	[%]	1,0	16820
rendimento dei generatori ( $\eta_{mod}$ )	[%]	88,03	29500
perdite termiche	[%]	6,0	10092
perdite ottiche	[%]	1,0	16820
perdite resistive (cavi elettrici, connettori, ecc)	[%]	1,5	25230
perdite per caduta sui diodi	[%]	1,0	16820
perdite per dispersione delle caratteristiche dei moduli (mismatch)	[%]	3,0	5040
rendimento dei convertitori ( $\eta_{conv}$ )	[%]	90,17	29300
perdite per effetti resistivi	[%]	1,0	16820
perdite per effetti di commutazione e magnetici	[%]	6,0	10092
perdite per alimentazione circuiti di controllo	[%]	1,0	16820
$P_p$	[kW]	79,37	
$E_p$	[kWh/anno]	7632	
potenza erogata dall'impianto $- P_p$	[kW]	15,24	$P_p - P_n \times K_f \times \eta_{mod}$
energia prodotta dall'impianto FV nel corso di un anno $- E_p$	[kWh/anno]	25.645	$E_p - P_n \times t_{sp} \times K_f \times \eta_{mod} \times \eta_{conv} - P_n \times \frac{H_a}{1000} \times K_f \times \eta_{mod} \times \eta_{conv}$

**Figura VI.4.3 Foglio usato per il calcolo della produzione annuale di energia**

### **VI.4.3 Scelta Definitiva**

È stata scelta la soluzione con il minore valore di €/kWh/anno, le cui caratteristiche principali si presentano a continuazione:

#### Sottoimpianto 1

- Potenza nominale: 8kWp
- Moduli FV: 40                      ISOFOTON                      ISF-200/18
- Stringhe: 2
- Convertitori: 1                      ITALCOEL SRL                      SGTX-10 HPE

#### Sottoimpianto 2

- Potenza nominale: 12kWp
- Moduli FV: 60                      ISOFOTON                      ISF-200/18
- Stringhe: 6
- Convertitori: 3                      FRONIUS                      IG40

A continuazione si presentano le caratteristiche principali dei componenti scelti:

#### ISOFOTON ISF-200/18

- Nome del Costruttore: ISOFOTON
- Modello: ISF-200/18
- Potenza nominale: 200Wp
- Tensione alla massima potenza: 25,9V
- Corrente alla massima potenza: 7,72A
- Tensione massima a circuito aperto: 32,4V

- Corrente massima di cortocircuito: 8,5°
- Efficienza nominale: 13,44%
- Dimensioni: 1515x982x39,5mm
- Tipo celle fotovoltaiche: Silicio monocristallino
- Diodo di by-pass: Si

#### ITALCOEL SGTX 10 HPE

- Nome del Costruttore: ITALCOEL
- Modello: SGTX 10 HPE
- Trasformatore di separazione: No
- Potenza massima di ingresso: 10,5kW
- Tensione a vuoto massima: 780V
- Tensione minima di funzionamento in MPPT: 350V
- Tensione massima di funzionamento in MPPT: 780V
- Potenza nominale in c.a.: 9,6kW
- Tensione nominale in c.a.: 400V
- Allacciamento: Trifase
- Corrente nominale in c.a.: 24A
- Rendimento massimo: 95,5%
- Controllo isolamento del generatore FV: Presente
- Interruttore differenziale: Presente

#### FRONIUS IG40

- Nome del Costruttore: FRONIUS
- Modello: IG40
- Trasformatore di separazione: Si
- Potenza massima di ingresso: 5,5kW
- Tensione a vuoto massima: 500V
- Tensione minima di funzionamento in MPPT: 150V
- Tensione massima di funzionamento in MPPT: 500V

– Potenza nominale in c.a.:	3,5kW
– Tensione nominale in c.a.:	230V
– Allacciamento:	Monofase
– Corrente nominale in c.a.:	15,2A
– Rendimento massimo:	94,3%
– Controllo isolamento del generatore FV:	Presente
– Interruttore differenziale:	Assente

## **VI.5 CALCOLI E VERIFICHE DI PROGETTO**

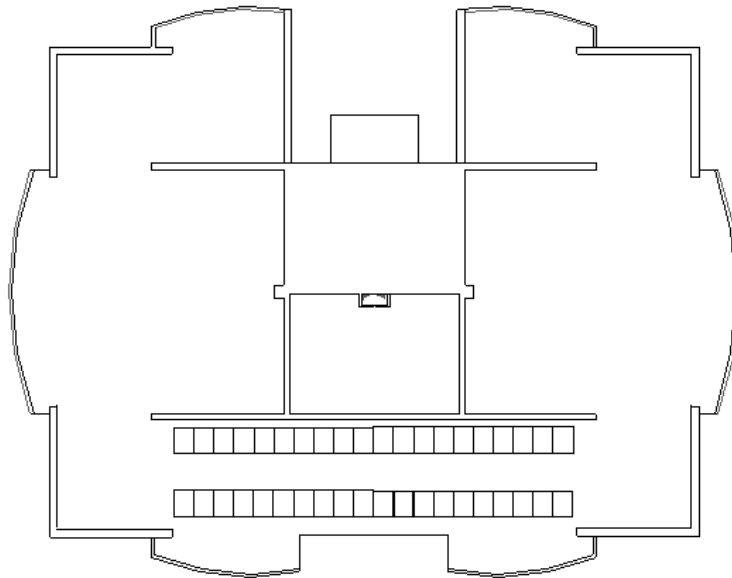
### **VI.5.1 Disposizione dell’Impianto**

Tutte le considerazioni e scelte presentate a continuazione mirano a ottimizzare la radiazione solare media annuale sul piano dei moduli fotovoltaici e quindi a ottenere la maggior quantità di energia elettrica possibile.

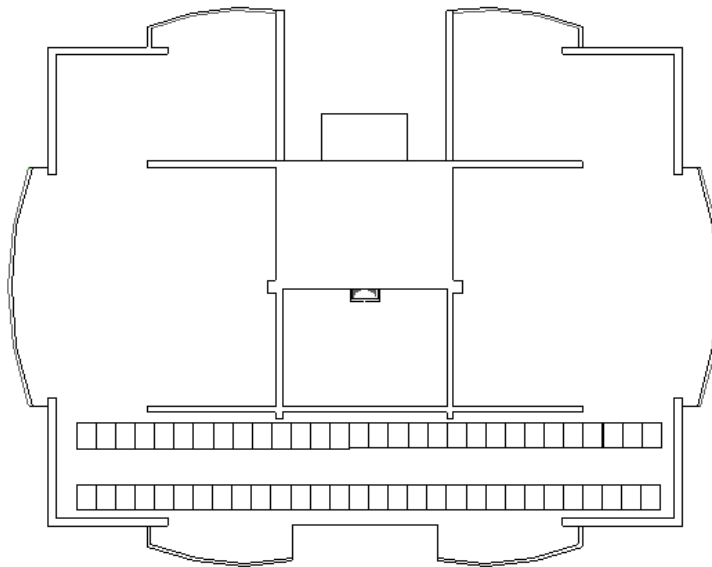
Per cominciare, l’impianto fotovoltaico è stato diviso in due sottosistemi; come detto precedentemente; uno disposto sulla copertura della torre A (sottoimpianto 1) e l’altro sulla copertura della torre B (sottoimpianto 2). In questo modo si è garantito che tutti i moduli siano disposti verso il Sud e che nessuno sia soggetto a ombreggiamenti per effetto degli ostacoli che si trovano nella vicinanza degli impianti.

Le figure VII.5.1 e VII.5.2 mostrano la disposizione dei due sottosistemi, la separazione tra le stringhe sarà discussa nelle prossime pagine. Il Sud coincide con la parte inferiore della pagina.

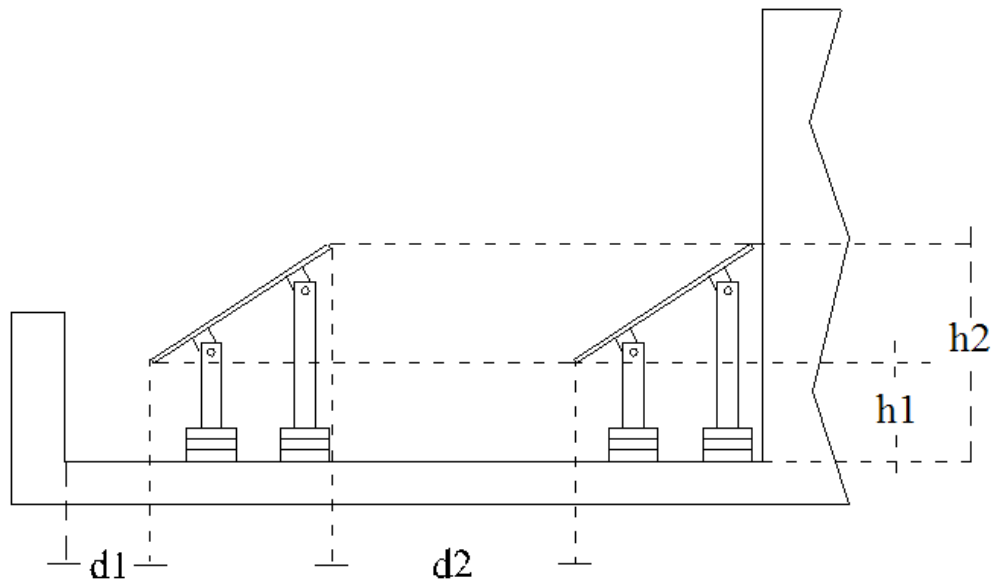
L’inclinazione dei pannelli con rispetto all’orizzontale è stata scelta pari a 33°, quest’angolo è stato determinato tramite il foglio relativo al calcolo della radiazione globale annuale sul piano dei moduli essa è rappresentata nella figura VII.5.3.



**Figura VI.5.1** disposizione del sottosistema 1 sulla copertura della torre A



**Figura VI.5.2** disposizione del sottosistema 2 sulla copertura della torre B



**Figura VI.5.3** separazione tra la prima stringa e l'edificio  $d_1$ , separazione tra le stringhe  $d_2$ , altezza delle stringhe  $h_1$ ,  $h_2$

Dove il calcolo delle distanze e altezze si spiega tramite le seguenti equazioni:

$$d_1 = h_{\text{murosiniestro}} \cdot \tan(\delta_m + \theta) \quad (\text{VI.5.1})$$

$$d_2 = (h_2 - h_1) \cdot \tan(\delta_m + \theta) \quad (\text{VI.5.2})$$

$$h_2 - h_1 = l_{\text{modulo}} \cdot \text{Sen}\beta \quad (\text{VI.5.3})$$

$$\frac{h_{\text{murosiniestro}} - h_1}{d_1} = \frac{h_1}{l_{\text{modulo}} \cdot \text{Cos}\beta} \quad (\text{VI.5.4})$$

dove:  $h_{\text{murosiniestro}} = 1,07\text{m}$ ;  $\delta_m = 23,50^\circ$  (inclinazione terrestre);  $\theta = 41,56^\circ$  (latitudine)

I risultati sono i seguenti:

$$d_1 = 0,65\text{m} \quad d_2 = 1,77\text{m} \quad h_2 = 1,54\text{m} \quad h_1 = 0,71\text{m}$$



Elevare l'altezza delle strutture di sostegno genera due problemi:

- Aumento dell'effetto vela
- Impianto fotovoltaico in genere più visibile

Comunque, si è scelto questa soluzione perché in questo modo si ottiene una maggiore quantità di radiazione solare annuale, inoltre la pratica ingegneristica suggerisce di non superare i 3-4 metri rispetto al piano degli appoggi della struttura, quindi il nostro caso non rappresenta un problema gravoso dal punto di vista dell'effetto vela.

### **VI.5.2 Variazione della Tensione continua con la Temperatura**

Per assicurare il corretto funzionamento dell'impianto con rispetto alle variazioni di temperatura sono state verificate le seguenti disuguaglianze (calcolo fatto in precedenza nel foglio usato per calcolare le soluzioni possibili, ma riportato qui per la completa comprensione del procedimento):

$$V_{m.min} \geq V_{inv.MPPTmin} \quad (VI.5.5)$$

$$V_{m.max} \leq V_{inv.MPPTmax} \quad (VI.5.6)$$

$$V_{OCmax} \leq V_{inv.max} \quad (VI.5.7)$$

Nelle quali  $V_{inv.MPPTmin}$  e  $V_{inv.MPPTmax}$  rappresentano, rispettivamente, il valore minimo e massimo della finestra di tensione utile per la ricerca del punto di massima potenza, mentre  $V_{inv.max}$  è il valore massimo di tensione c.c. ammissibile ai morsetti dell'inverter.

$V_{m.min}$  e  $V_{m.max}$  sono, rispettivamente, il valore minimo e massimo delle stringhe, mentre e  $V_{OCmax}$  è la tensione massima a circuito aperto; essi sono stati calcolati a continuazione.

$$V_{m.min} = V_m + \frac{0,36}{100} \cdot (T_{amb} - T_{max}) \quad (VI.5.8)$$

$$V_{m.max} = V_m + \frac{0,36}{100} \cdot (T_{amb} - T_{min}) \quad (VI.5.9)$$

$$V_{OC.max} = V_{OC} + \frac{0,36}{100} \cdot (T_{amb} - T_{min}) \quad (VI.5.10)$$

La temperatura si è considerata variabile tra  $T_{min} = -10^{\circ}\text{C}$  e  $T_{max} = 70^{\circ}\text{C}$  con un coefficiente di variazione lineare uguale a  $0,36\%/^{\circ}\text{C}$ .

**Tabella VI.5.1 Verifica dei limiti di tensione all'ingresso degli inverter**

Condizione	Inverter A	Inverter B1,B2, B3
VII.5.5	434 > 350	217 > 150
VII.5.6	583 < 780	292 < 500
VII.5.7	730 < 780	365 < 500

Nella tabella VII.5.1 si sono riportati le condizioni di verifiche per tutti gli inverter, considerando una  $T_{amb} = 25^{\circ}\text{C}$ :

### VI.5.3 Sezione dei Conduttori

Per il calcolo della sezione dei conduttori si è utilizzato la tabella seguente, ammettendo una caduta di tensione percentuale massima pari al 1,5% per tutti i tratti considerati.

Come si vede dalla tabella, anche nei casi più sfavorevoli, le cadute di tensione si mantengono entro il valore dell'1,137% per la sezione c.c., al quale va aggiunto il 2,231% complessivo relativo alla sezione c.a.

A questi valori vanno aggiunte le cadute di tensione nelle connessioni e nel quadro c.a., comunque stimabili al di sotto dello 0,5%.

Il conduttore di protezione, collegato alle strutture di fissaggio dei moduli fotovoltaici, ha sezione pari a  $6\text{mm}^2$ .

I modelli di cavi utilizzati sono i seguenti:

- H07RN-F 1x2,5, nelle tratte stringhe-cassette di terra e cassette di terra-inverter;
- 3G6 FROR 450/750V, nelle tratta inverter-quadro c.a.
- 4x6 FROR 450/750V, nella tratta quadro c.a.-quadro di distribuzione;
- H07V-K 1G6, per il conduttore di equipotenzializzazione.

**Tabella VI.5.2 cadute di tensione nelle linee elettriche di potenza**

Partenza	Arrivo	Lung (m)	Vnom (V)	Inom (A)	f.p.	$\Delta V$		Scomm (mm <sup>2</sup> )	$\Delta V$ reale (%)
						amm. (%)	Sez (mm <sup>2</sup> )		
Stringa A1	Cassetta A	1,5	518	7,72	1	1,5	0,03	1,5	0,034
Stringa A2	Cassetta A	4,5	518	7,72	1	1,5	0,10	1,5	0,102
Stringa B1	Cassetta B	4	259	7,72	1	1,5	0,18	1,5	0,182
Stringa B2	Cassetta B	5,5	259	7,72	1	1,5	0,25	1,5	0,250
Stringa B3	Cassetta B	1	259	7,72	1	1,5	0,05	1,5	0,045
Stringa B4	Cassetta B	5,5	259	7,72	1	1,5	0,25	1,5	0,250
Stringa B5	Cassetta B	10	259	7,72	1	1,5	0,45	1,5	0,455
Stringa B6	Cassetta B	14	259	7,72	1	1,5	0,64	1,5	0,637
Cassetta A	Inverter A	6	518	7,72	1	1,5	0,14	1,5	0,136
Cassetta B	Inverter Bi	12	259	7,72	1	1,5	0,55	1,5	0,546
Inverter A	Quadro c.a.	56	230	14	1	1,5	5,20	6	1,301
Inverter B1	Quadro c.a.	38	230	15,22	1	1,5	3,84	4	1,439
Inverter B2	Quadro c.a.	38	230	15,22	1	1,5	3,84	4	1,439
Inverter B3	Quadro c.a.	38	230	15,22	1	1,5	3,84	4	1,439
Quadro c.a.	Quadro dist.	2	230	59,66	1	1,5	0,79	1,5	0,792

#### VI.5.4 Stipamento dei Cavi in Tubi

A continuazione si calcolano le sezioni interne dei tubi e canaline per i diversi tratti:

- Tratto A: dalla falda alla cassetta di terra;
- Tratto B: dalla cassetta di terra fino ai convertitori;
- Tratto C: dai convertitori al quadro c.a.;

- Tratto D: dal quadro c.a. al quadro di distribuzione

Si è riportato nella tabella VIII.5.3 lo stipamento previsto per i cavidotti utilizzati. La percentuale della sezione dei cavidotti occupata è dunque inferiore al 50%, come prescritto dalla norma CEI 64-8.

**Tabella VI.5.3 stipamento nei cavidotti previsti**

Torre	Tratto	Diametro/sezione interna [mm]	Sezione utile [mm <sup>2</sup> ]	Totale sezione cavi [mm <sup>2</sup> ]	Sezione occupata [%]
A	A	50	1963	221	11
	B	50	1963	221	11
	C	50	1963	780	40
B	A	50	1963	621	32
	B	50	1963	621	32
	C	50	1963	780	40
	D	50	1963	338	18

### VI.5.5 Portata dei Cavi

Per quanto riguarda la portata dei cavi si considera la seguente equazione, valida per sistemi con tensioni massima non superiori a 1,2kV e per posa non interratta (metodo Cenelcom):

$$I_z = a \cdot S_{comm}^b \quad (VI.5.11)$$

dove: a rappresenta la portata del cavo della sezione di 1mm<sup>2</sup> e si può ottenere della tabella I del documento Cenelcom 64 B (Se) 19/69; b un coefficiente sperimentale, valido per un campo determinato di sezioni. Nel caso di sezioni sotto i 240 mm<sup>2</sup> e per la posa in tubo è pari a 0,625.

Con la tabella VI.5.4 si sono determinati le portate per ogni cavo dell'impianto, considerando che la posa sarà in tubo.

Addizionalmente si mostrano i valori relativi alle correnti di impiego I<sub>B</sub>, che nei tratti stringhe – inverter risulta uguale alla corrente alla massima potenza; nei tratti inverter – quadro c.a.,

invece è uguale alla massima corrente in uscita degli inverter; e nella tratta quadro c.a. – quadro di distribuzione è uguale alla minima corrente entrante nel quadro c.a.

**Tabella VI.5.4 portata dei cavi in regime permanente**

<b>Partenza</b>	<b>Arrivo</b>	<b>Tipo di cavo</b>	<b>a</b> <b>(A)</b>	<b>b</b>	<b>I<sub>Z</sub></b> <b>(A)</b>	<b>I<sub>B</sub></b> <b>(A)</b>
Stringa A1	Cassetta A	Unipolare	9,5	0,625	12,24	7,72
Stringa A2	Cassetta A	Unipolare	9,5	0,625	12,24	7,72
Stringa B1	Cassetta B	Unipolare	9,5	0,625	12,24	7,72
Stringa B2	Cassetta B	Unipolare	9,5	0,625	12,24	7,72
Stringa B3	Cassetta B	Unipolare	9,5	0,625	12,24	7,72
Stringa B4	Cassetta B	Unipolare	9,5	0,625	12,24	7,72
Stringa B5	Cassetta B	Unipolare	9,5	0,625	12,24	7,72
Stringa B6	Cassetta B	Unipolare	9,5	0,625	12,24	7,72
Equipotenziale	Cassetta A	Tripolare	13,5	0,625	41,37	24
Equipotenziale	Cassetta B	Tripolare	10,5	0,625	24,97	15
Cassetta A	Inverter A	Tripolare	10,5	0,625	24,97	15
Cassetta B	Inverter B1, B2, B3	Tripolare	10,5	0,625	24,97	15
Inverter A	Quadro c.a.	Quadripolare	13,5	0,625	17,39	15

### **VI.5.6 Scelta delle Protezioni Lato c.c.**

Lo scollegamento della stringa fotovoltaica per interventi in caso di guasto o per l'esecuzione di operazioni di manutenzione è stata affidata ad interruttori sezionatori dedicati ad applicazioni fotovoltaiche. In base ai dati della tabella VII.5.2 ( $V_{nom}$  e  $I_{nom}$ ) si è scelto il seguente interruttore magnetotermico:

- Costruttore: ABB
- Modello: S802PV-S10
- Numero di poli: 2
- Corrente nominale: 10A

- Tensione nominale: 800V
- Corrente d'interruzione: 5kA

La protezione contro la sovratensione è stata realizzata tramite i seguenti scaricatori di sovratensione, in base ai dati della tabella VII.5.1:

Per le stringhe B1-B6:

- Costruttore: ABB
- Modello: OVR PV 40 600 P
- Corrente massima di scarica: 40kA
- Tensione massima dell'inverter: 700V c.c.

Per le stringhe A1 e A2:

- Costruttore: ABB
- Modello: OVR PV 40 1000 P
- Corrente massima di scarica: 40kA
- Tensione massima dell'inverter: 1120V c.c.

### **VI.5.7 Scelta delle Protezioni Lato c.a.**

Nel quadro elettrico c.a. sono stati installati quattro interruttori magnetotermici (uno per ogni collegamento tra inverter e quadro c.a., quindi uno quadri polare e tre bipolari) ed un'altro quadripolare, le cui caratteristiche saranno determinate nel seguito.

Le sezioni dei cavi per i vari collegamenti sono tali da assicurare una durata di vita soddisfacente dei conduttori e degli isolamenti sottoposti agli effetti termici causati dal passaggio della corrente elettrica per periodi prolungati e in condizioni ordinarie di esercizio.

La verifica per sovraccarico è stata effettuata utilizzando le note relazioni:

$$I_B \leq I_N \leq I_Z \quad (VI.5.12)$$

$$I_f \leq 1,45 \cdot I_Z \quad (\text{VI.5.13})$$

Per quanto riguarda la protezione contro il cortocircuito, sono stati considerati gli schemi unifilare delle figure VII.10.1 e VII.10.5. In particolare, le correnti caratteristiche sono state calcolate approssimativamente come segue:

- $I_{KRETE} \approx 800\text{kA}$  (sistema alimentato in MT);
- $I_{KTRAF0} \approx 10\text{KA}$  (utilizzando le equazioni:  $I_{KTRFO} = 100 \cdot I_n / (ukt\%)$   
 $I_n = (P_n / \sqrt{3}) / U_n$   $P_n = 250\text{kVA}$  e considerando che  $ukt\% = 4\%$ )
- $I_{KCHP} \approx 10\text{kA}$  (considerando una  $x_d(\%) = 10\%$ ; e la potenza elettrica di ogni singola unità 100kW);
- $I_{KFV} \approx 10 \text{ A}$  (un po' maggiore della corrente nel punto di massima potenza).

Con questi dati si è calcolata la corrente di cortocircuito per gli interruttori IG e IA1 nella peggiore situazione e cioè, il caso in cui il sottoimpianto fotovoltaico sia scollegato completamente dal quadro c.a., ed inoltre nel quadro di parallelo sia connessa un solo tipo di alimentazione (per esempio: alimentazione da rete presente e alimentazione dal cogeneratore assente).

Quindi gli interruttori IG e IA1 sono stati scelti per avere un potere d'interruzione maggiore di 10KA (lo stesso vale per gli interruttori IB1, IB2, IB3).

Con questo dato e con quelli della tabella VII.5.4 sono stati scelti i seguenti dispositivi:

- IA1: S204M-B32
- IB1, IB2, IB3: S201 NaM-B20
- IG: S204M-B20

Di seguito si presentano le caratteristiche principali di ognuno:

- Costruttore: ABB
- Modello: S204M-B32
- Corrente nominale: 32A
- Curva: B

- Potere di interruzione: 10kA
- Numero di poli: 4
  
- Costruttore: ABB
- Modello: S201 NaM–B20
- Corrente nominale: 20A
- Curva: B
- Potere di interruzione: 10kA
- Numero di poli: 2
  
- Costruttore: ABB
- Modello: S204M–B20
- Corrente nominale: 20A
- Curva: B
- Potere di interruzione: 10kA
- Numero di poli: 2

## **VI.6 QUADRI IN C.C E C.A**

I dispositivi di protezione in c.c. saranno installati nelle corrispondenti cassette di terra, le quali sono state scelte con le seguenti caratteristiche:

- Costruttore: Gewiss
- Modello: Serie 46 QP
- Costruzione: Poliestere rinforzato con fibra di vetro
- Classe di isolamento: II
- Grado di protezione: IP65

Il quadro c.a. nel quale saranno installati tutti i dispositivi di protezione c.a. e i contatori di energia può essere del seguente tipo:

- Costruzione: materiale termoplastico autoestinguente



- Grado di protezione esterno: IP 54
- Grado di protezione interno: IP 20
- Accessori: guida DIN 35 mm

Il contatore contenuto in esso è stato scelto con le seguenti caratteristiche:

- Tipo di misura: energia attiva 3F + N
- Tipo: elettronico ABB (KX 919 0)
- Classe: 2%
- Corrente nominale: 15°

## **VI.7 CONFIGURAZIONE ELETTRICA DEL GENERATORE FV**

L'architettura del sistema in corrente continua del generatore fotovoltaico è stata scelta del tipo isolato per le seguenti ragioni:

- Relativa semplicità;
- Il primo contatto a terra non dà origine ad un cortocircuito e non interrompe quindi il servizio pur generando una segnalazione di guasto,;
- Con un polo a terra per guasto, la tensione dell'altro polo può salire sino al valore della tensione nominale

Comunque con questo sistema si deve installare un dispositivo di controllo continuo dell'isolamento verso terra.

Per quanto riguarda la sicurezza elettrica, il sistema è stato scelto del tipo TN-S. Tale sistema è consigliabile nel caso in cui l'inverter non sia in grado di garantire la separazione galvanica tra sezione in corrente continua ed alternata e questo è precisamente il caso dell'inverter A.

## **VI.8 MISURE DI PROTEZIONE**

### **VI.8.1 Contro i Contatti Diretti**

Ogni parte dell'impianto, sia in corrente alternata che in corrente continua, è da considerarsi in bassa tensione:

La protezione contro i contatti diretti è stata assicurata dall'utilizzo dei seguenti accorgimenti:

- Utilizzo di componenti dotati di marchio CE (Direttiva CEE 73/23);
- Utilizzo di componenti aventi un idoneo grado di protezione alla penetrazione di solidi e liquidi;
- Collegamenti effettuati utilizzando cavo rivestito con guaina esterna protetta, idoneo per la tensione nominale utilizzata e alloggiato in condotto portacavi idoneo allo scopo.

### **VI.8.2 Contro i Contatti Indiretti**

Gli inverter e quanto contenuto nel quadro elettrico c.a. sono collegati all'impianto elettrico dell'edificio e pertanto fanno parte del sistema elettrico TN-S di quest'ultimo.

La protezione contro i contatti indiretti è stata assicurata dal collegamento del conduttore di protezione PE con tutte le masse, ad eccezione degli involucri metallici delle apparecchiature di Classe II;

La presenza del trasformatore di isolamento tra sezione c.c. e sezione c.a. negli inverter consente di classificare come IT il sistema in corrente continua costituito dalle serie di moduli fotovoltaici, dagli scaricatori di sovratensione e dai loro collegamenti agli inverter.

La protezione nei confronti dei contatti indiretti è stata assicurata in questo caso dalle seguenti caratteristiche dei componenti e del circuito:

- Protezione differenziale  $I_{dn} \geq 30\text{mA}$ ;
- Collegamento al conduttore PE delle carcasse metalliche.

L'elevato numero di moduli fotovoltaici, posizionati sul tetto, suggerisce misure di protezione aggiuntive rispetto a quanto prescritto dalle norme CEI 64-8, le quali consistono

nel collegamento equipotenziale di ogni struttura di fissaggio facente capo ad una stringa di moduli fotovoltaici.

Il progetto prevede pertanto di collegare con un conduttore equipotenziale da 6mm<sup>2</sup> un punto metallico per ogni struttura di fissaggio e, a tale proposito, in fase di montaggio dovrà essere verificato che tra i moduli fotovoltaici e le strutture metalliche non vi siano interposte parti isolanti costituite da anelli di plastica o gomma, parti ossidate o altro. Questo per far sì che, dati i numerosi punti di collegamento, si possa supporre con certezza la continuità elettrica per struttura. I circuiti equipotenziali così ottenuti faranno capo, ognuno, ad un morsetto nella cassetta di terra, contenete anche gli scaricatori di sovratensione.

### **VI.8.3 Sul Collegamento alla Rete Elettrica**

La protezione del sistema di generazione fotovoltaica nei confronti sia della rete autoproduttore che della rete di distribuzione pubblica è realizzata in conformità a quanto previsto dalla norma CEI 11-20, con riferimento anche a quanto contenuto nel documento Enel DK5940.

L'impianto dovrà risultare pertanto equipaggiato con un sistema di protezione che si articola su 3 livelli: dispositivo del generatore; dispositivo di interfaccia; dispositivo generale.

#### *Dispositivo del generatore*

L'inverter è internamente protetto contro il cortocircuito e il sovraccarico. Il riconoscimento della presenza di guasti interni provoca l'immediato distacco dell'inverter dalla rete elettrica. L'interruttore magnetotermico presente sull'uscita di ogni inverter agisce come ricalzo a tale funzione.

#### *Dispositivo di interfaccia*

Il dispositivo di interfaccia deve provocare il distacco dell'intero sistema di generazione in caso di guasto sulla rete elettrica.

Il riconoscimento di eventuali anomalie sulla rete avviene considerando come anormali le condizioni di funzionamento che fuoriescono da una determinata finestra di tensione e frequenza così caratterizzata:

- Minima tensione            0,8.Vn
- Massima tensione        1,2.Vn
- Minima frequenza        49,7Hz
- Massima frequenza       50,3Hz

La protezione offerta dal dispositivo di interfaccia impedisce, tra l'altro, che l'inverter continui a funzionare, con particolari configurazioni di carico, anche nel caso di black-out esterno. Questo fenomeno, detto funzionamento in isola, deve essere assolutamente evitato, soprattutto perché può tradursi in condizioni di pericolo per il personale addetto alla ricerca e alla riparazione di guasti.

La normativa vigente CEI 11-20; e il documento Enel DK 5940 consentono, in caso di presenza di non più di 3 convertitori di avere il dispositivo di interfaccia interno ai convertitori a patto che le protezioni elettriche risultino certificate da laboratorio accreditato nel circuito EA (European Accreditation) e tarate in accordo con le soglie prime viste.

#### *Dispositivo generale*

Il dispositivo generale ha la funzione di salvaguardare il funzionamento della rete nei confronti di guasti nel sistema di generazione elettrica. Per i piccoli impianti è sufficiente la protezione contro il corto circuito e il sovraccarico.

Poiché l'impianto elettrico dell'edificio non risulta essere, nel suo complesso, un impianto specificamente dedicato all'autoproduzione ma, anzi, è ragionevole supporre che la produzione da fonte fotovoltaica possa fluire solo occasionalmente verso la rete pubblica, risulta accettabile che il dispositivo generale sia posizionato a monte del montante fotovoltaico e costituito da un interruttore posto nel quadro di distribuzione al quale il montante fotovoltaico fa capo.

### **VI.8.4 Contro gli Effetti delle Scariche Atmosferiche**

#### *Fulminazione diretta*

L'impianto fotovoltaico non influisce sulla forma o volumetria dell'edificio e pertanto non aumenta la probabilità di fulminazione diretta sulla struttura.

#### *Fulminazione indiretta*

L'abbattersi di scariche atmosferiche in prossimità dell'impianto può provocare il concatenamento del flusso magnetico associato alla corrente di fulmine con i circuiti dell'impianto fotovoltaico, così da provocare sovratensioni in grado di mettere fuori uso i componenti tra cui, in particolare, gli inverter.

I morsetti degli inverter risultano protetti internamente con varistori a pastiglia. Tuttavia, la notevole estensione dei collegamenti ha suggerito, in fase di progetto, di rinforzare tale protezione con l'inserzione di dispositivi SPD a varistore sulla sezione c.c. dell'impianto in prossimità del generatore fotovoltaico.

## **VI.9 COMPUTO METRICO ESTIMATO**

<b>N</b>	<b>Descrizione elemento costruttivo</b>	<b>Quantità</b>
1	Moduli fotovoltaici in silicio monocristallino, potenza 200W <sub>p</sub> , ISF-200/18	100
2	Inverter trifase da 9,6kW, SGTX-10 HPE	1
3	Inverter monofase da 3,5kW, IG 40	3
4	Cassetta di terra	2
5	Quadro c.a.	1
6	Quadro di parallelo	1
7	Interruttore magnetotermico S802PV-S10	8
8	– Scaricatori di sovratensioni OVR PV 40 1000 P	8
9	Interruttore magnetotermico S204M-B20	1
10	Interruttore magnetotermico S201 NaM-B20	3
11	Interruttore magnetotermico S204M-B32	1

12	Cavo H07RN-F 1x2,5	95m
13	Cavo H07V-K 1G6	43m
14	Cavo 3G6 FROR 450/750V	45m
15	Cavo 4x6 FROR 450/750V	2 m
16	Tubo, diametro interno 50mm	50 m

## **VI.10 ELABORATI GRAFICI**

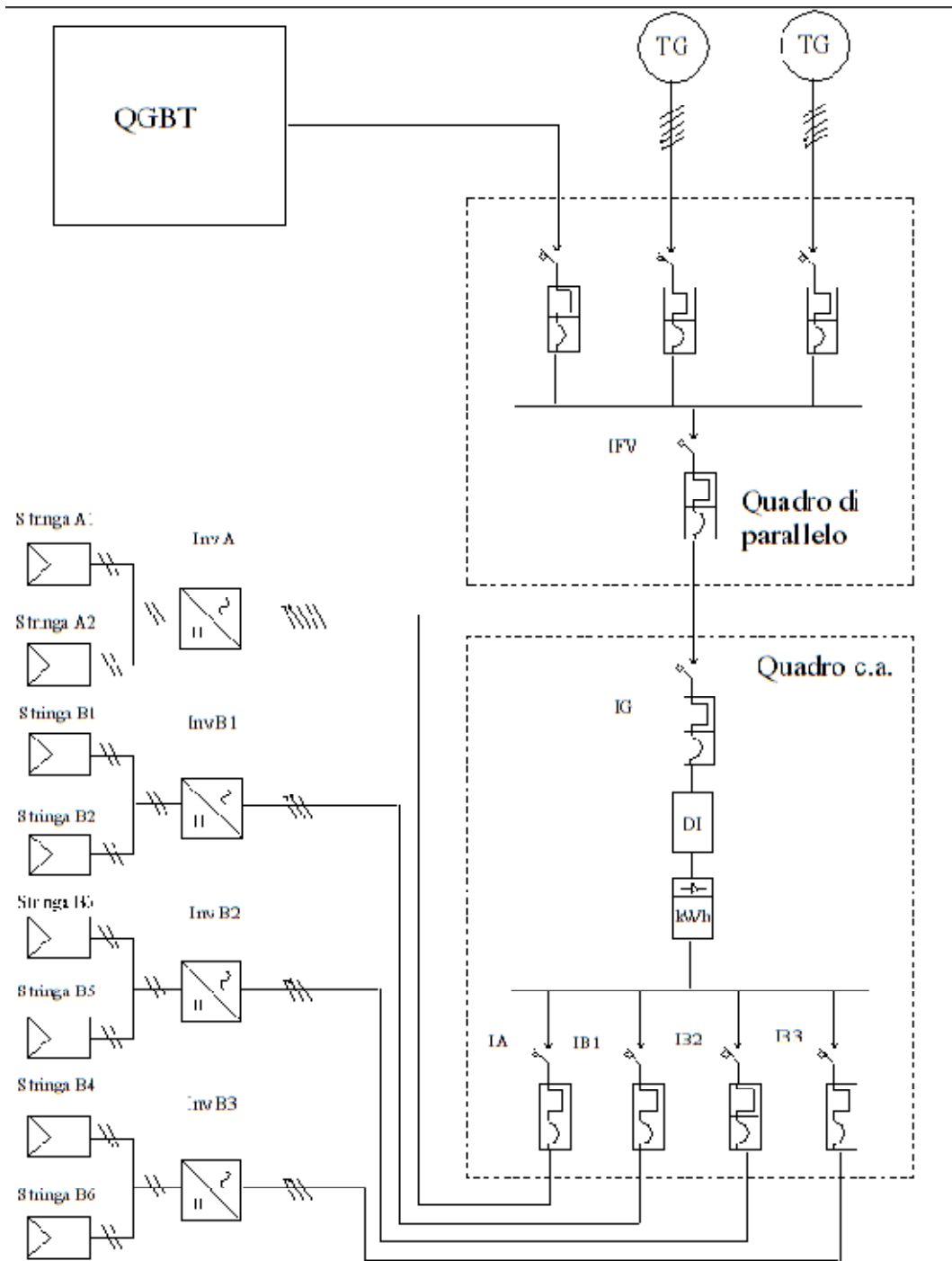
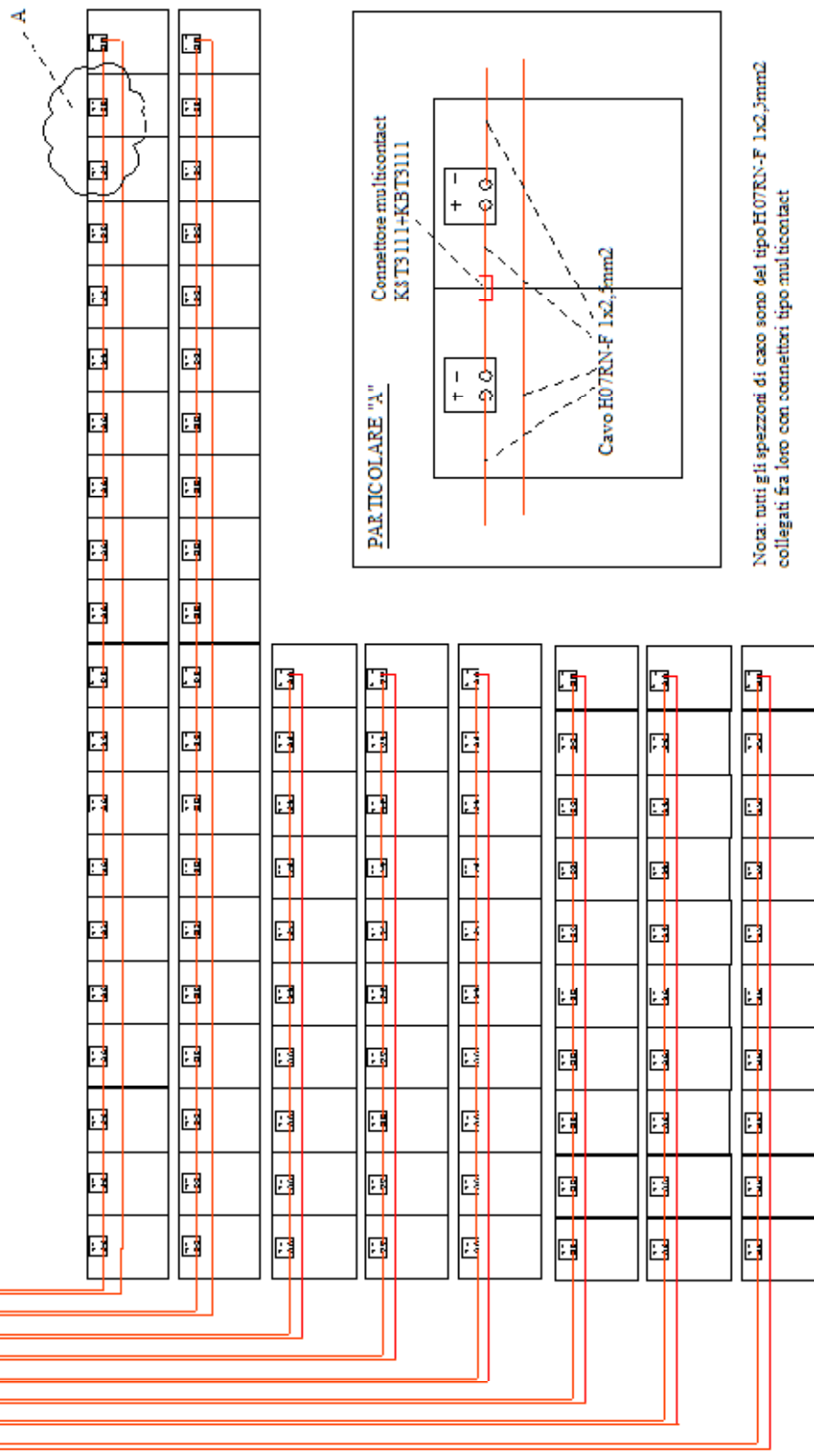


Figura VI.10.1 Schema elettrico unifilare dell'impianto fotovoltaico

PIANTA COPERTURA (Moduli con vista sul retro)

Alla cassetta di terra

B5 R1 A1  
B6 B4 B2 A2



Nota: tutti gli spezzi di cavo sono del tipo H07RN-F 1x2,5mm2 collegati fra loro con connettori tipo multicontact



**Figura VI.10.2 Schema topografico tetto e cablaggio stringhe**

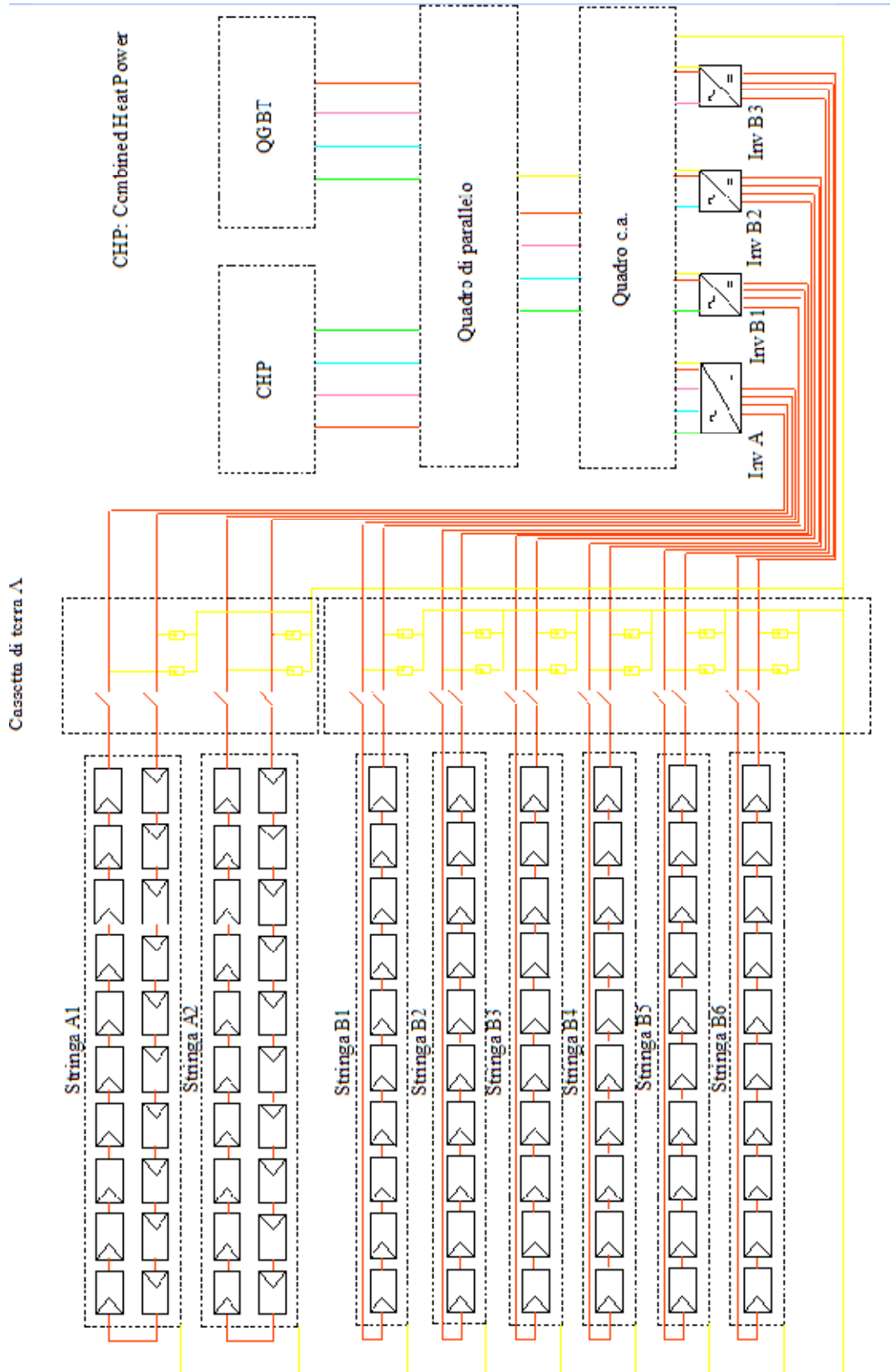
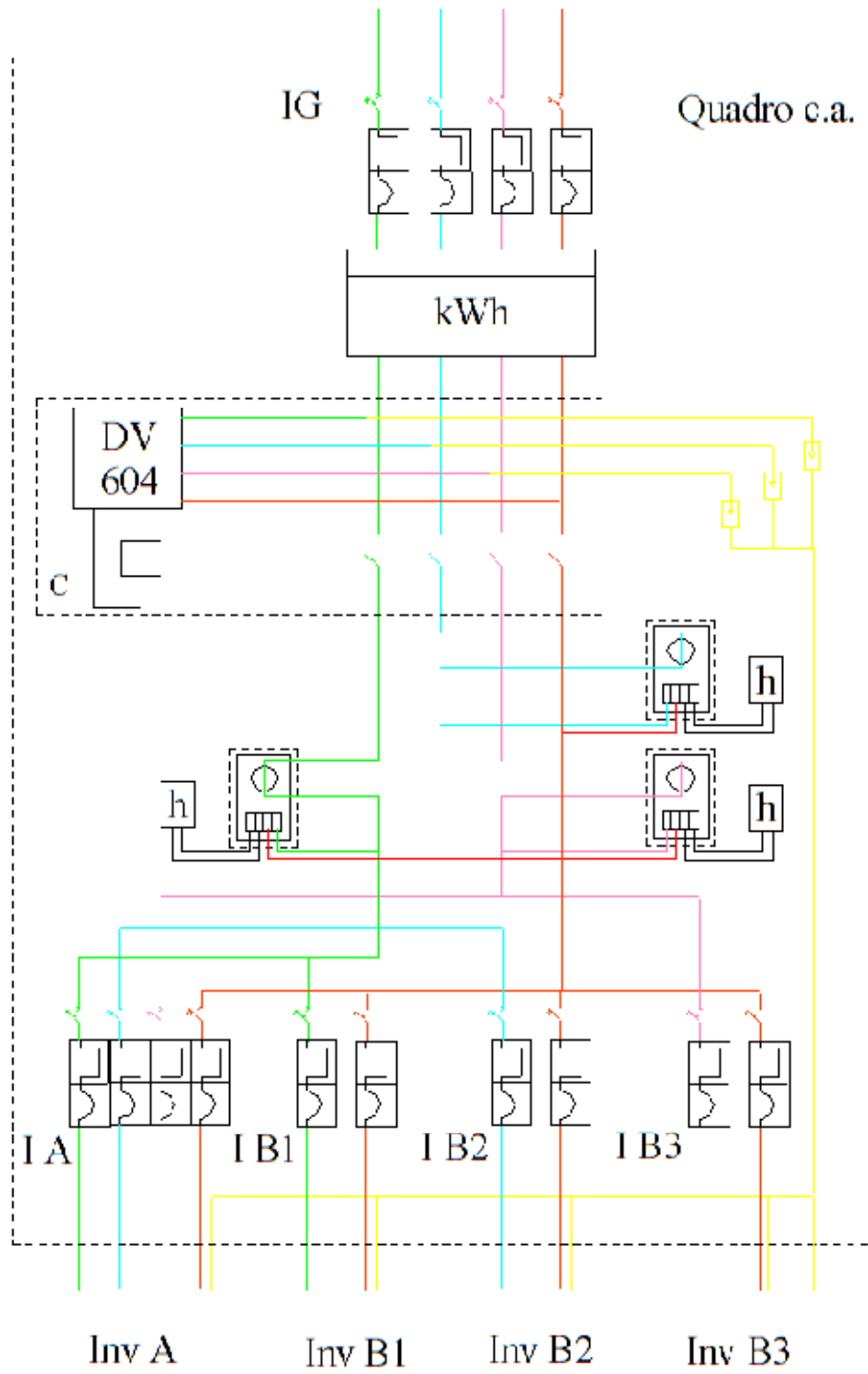
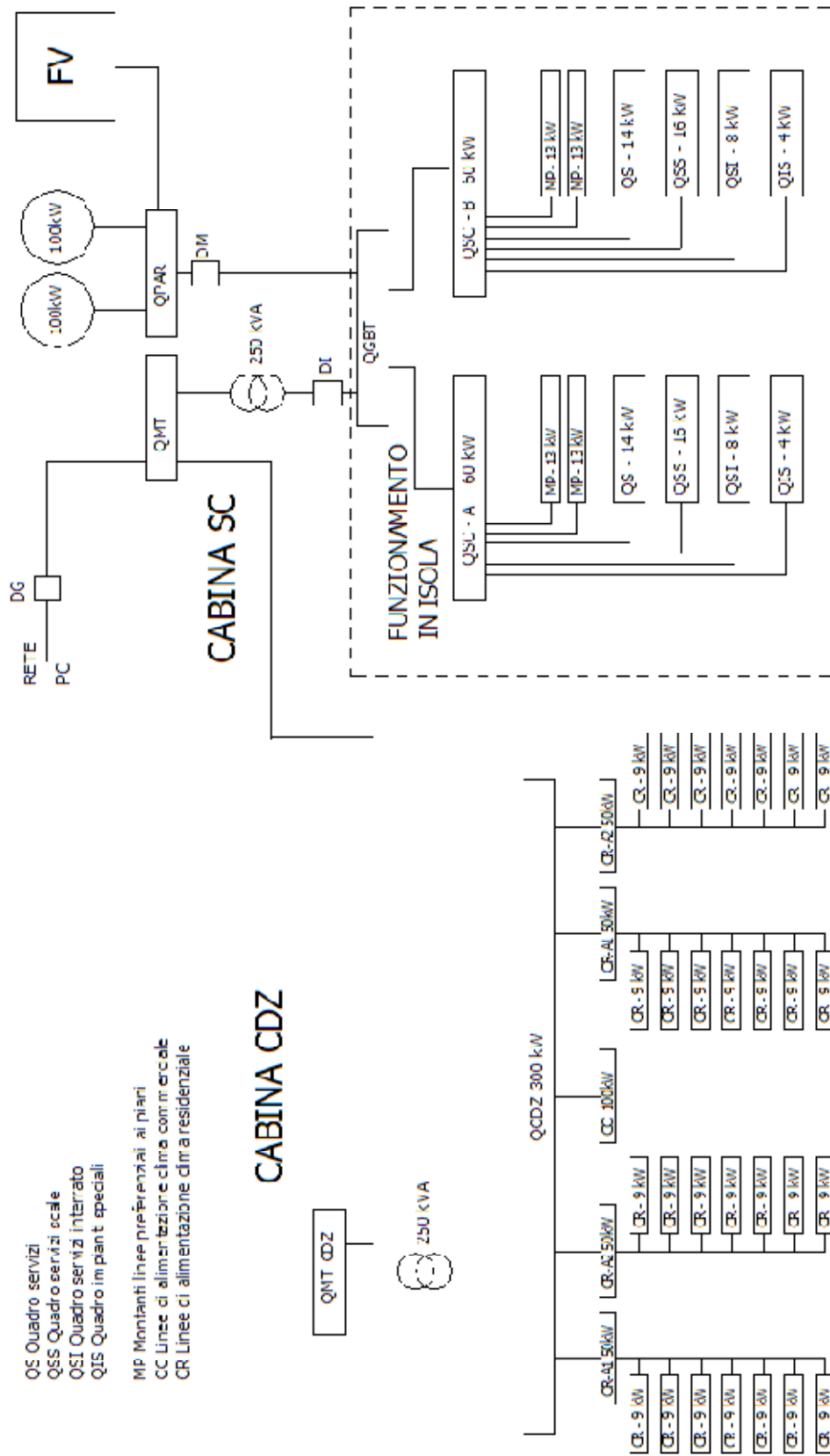


Figura VI.10.3 Schema elettrico multifilare dell'impianto fotovoltaico

### Quadro di parallelo Qpar



**Figura VI.10.4 Schema elettrico del quadro c.a.**



- QS Quadro servizi
- QSS Quadro servizi scalle
- QSI Quadro servizi interrato
- QIS Quadro impianti speciali
- MP Montanti linee preferenziali ai piani
- CC Linee di alimentazione clima commerciale
- CR Linee di alimentazione clima residenziale

Figura VI.10.5 Schema elettrico unifilare dell'intero impianto di distribuzione

# CAPITOLO VII FATTIBILITÀ DI UN SISTEMA FOTOVOLTAICO-COGENERATIVO PER UN COMPLESSO RESIDENZIALE-COMMERCIALE

---

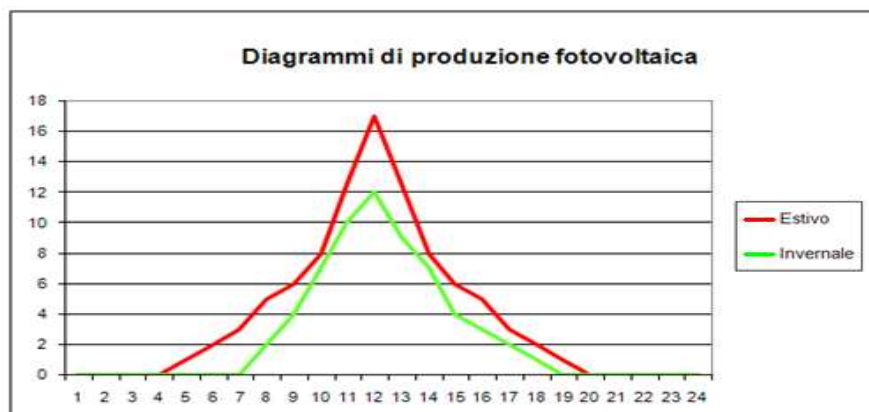
## VII.1 PREMESSA

Lo studio a continuazione si propone di verificare la fattibilità tecnica ed economica di realizzazione di un sistema fotovoltaico – cogenerativo (entrambi connessi in parallelo alla rete elettrica) per un complesso costituito da unità abitative, terziario e negozi. L'energia termica richiesta dal complesso (acqua sanitaria e riscaldamenti invernali) sarà erogata dall'impianto cogenerativo, il quale potrà contemporaneamente fornire una relativa quantità di energia elettrica.

## VII.2 DESCRIZIONE DELL'IMPIANTO

### VII.2.1 Impianto Fotovoltaico

L'impianto fotovoltaico da impiegare è quello dimensionato nei capitoli precedenti e le cui caratteristiche principali si elencano a continuazione:



### Figura VII.2.1 produzione fotovoltaica giornaliera media per i periodi estivi e invernali

- Produzione fotovoltaica giornaliera media uguale a quella della figura VIII.2.1
- Potenza di picco 20 kWp;
- Energia prodotta annuale 26.047kWh, di cui 14.823kWh corrispondono all'energia prodotta durante i mesi invernali (8mesi = 243 giorni) e 11.224kWh all'energia prodotta durante i mesi estivi (4 mesi = 122 giorni);

### VII.2.2 Impianto Cogenerativo

Nella figura VIII.2.2 si riporta uno schema della vista interna della macchina utilizzata e nella figura VIII.2.3 uno schema che illustra il suo principio di funzionamento.

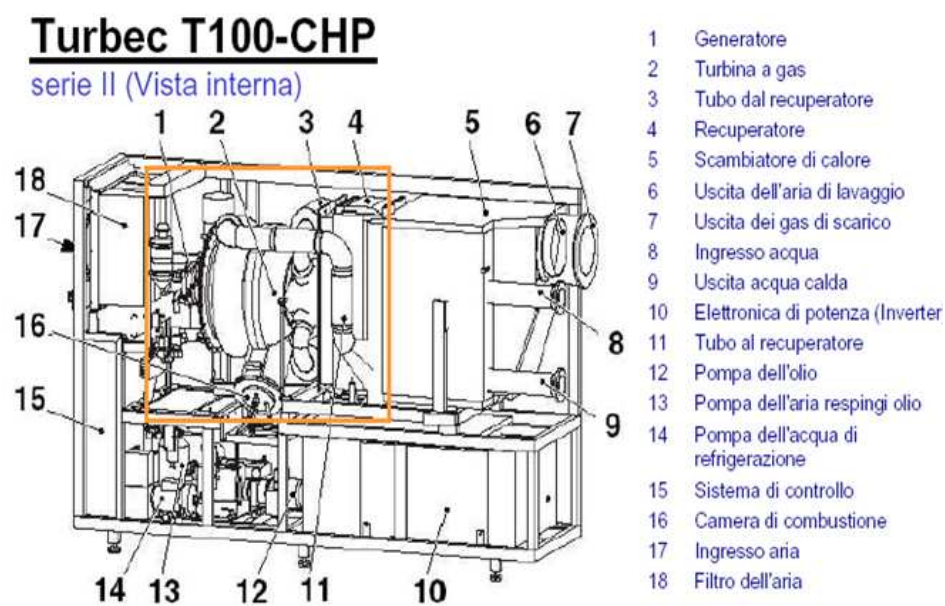
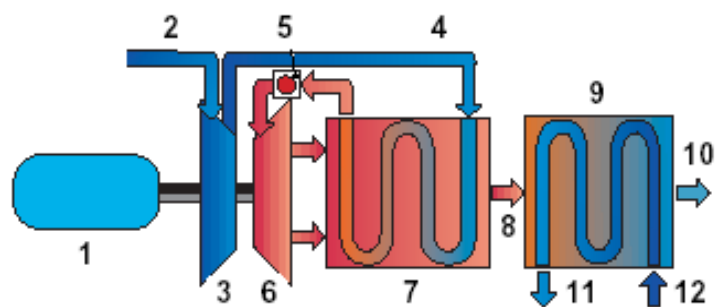


Figura VII.2.2 vista interna della macchina considerata

Nello studio è stata considerata una microturbina a gas di 100kW elettrici le cui caratteristiche si presentano a continuazione:

- Potenza 105kW ( $\pm 3$ )
- Rendimento elettrico 30% ( $\pm 1$ )
- Rendimento totale 78% ( $\pm 1$ )
- Consumo 350kW
- Consumi a piena potenza 34,5m<sup>3</sup>/ora
- Potenza termica 350kW ( $\pm 3$ )
- Portata gas di scarico 0,80kg/s
- Temperatura gas di scarico 85°C
- Temperatura acqua in ingresso 50°C
- Temperatura acqua in uscita 70°C
- Installazione interna



- |                            |                           |
|----------------------------|---------------------------|
| 1. Generatore              | 7. Recuperatore           |
| 2. Ingresso aria           | 8. Gas di scarico         |
| 3. Compressore             | 9. Scambiatore di calore  |
| 4. Mandata al recuperatore | 10. Uscita gas di scarico |
| 5. Camera di combustione   | 11. Uscita acqua calda    |
| 6. Turbina                 | 12. Ingresso acqua calda  |

**Figura VII.2.3 principio di funzionamento della macchina considerata**

### **VII.3 CONSIDERAZIONI SULLA CONVENIENZA**

Dal punto di vista termodinamico, la cogenerazione rappresenta un sistema certamente conveniente perché il rendimento complessivo (elettrico e termico) è relativamente elevato;



in un impianto di cogenerazione si possono raggiungere anche rendimenti del 90% (tipicamente 70%-85%), dove la parte elettrica raggiunge al massimo il 30%-35% e il resto è il rendimento termico.

Con la macchina utilizzata per lo studio (Turbec T100), il rendimento complessivo è uguale al 78% (elettrico 30% e termico 48%).

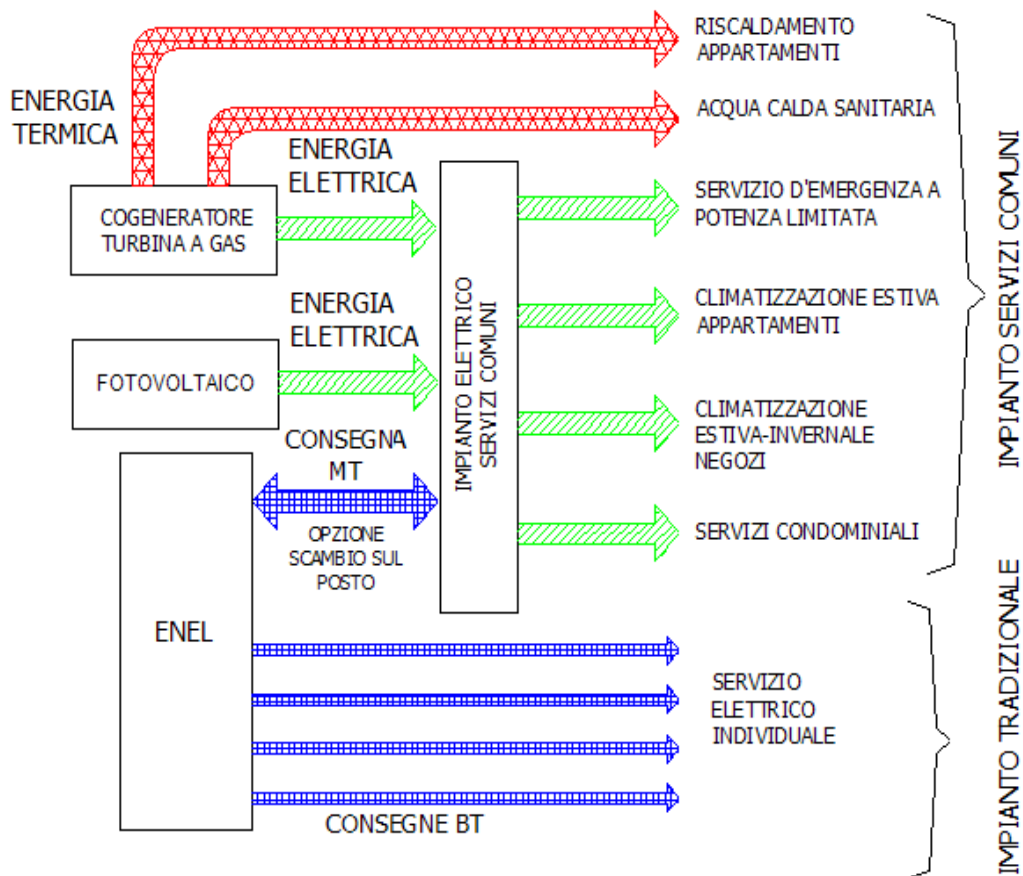
Dal punto di vista costruttivo, occorre effettuare uno studio puntuale per verificare se la cogenerazione rappresenta un sistema conveniente economicamente.

La fattibilità dipende sostanzialmente da:

- Dati relativi agli assorbimenti di energia termica del complesso (quantità di energia annuale e diagrammi orari);
- Dati relativi agli assorbimenti di energia elettrica della fornitura alla quale è allacciata il cogeneratore (quantità di energia annuale e diagrammi orario);
- Modalità di valorizzazione dell'energia elettrica prodotta in cogenerazione (vendita o scambio sul posto);
- Costo del gas e dell'energia elettrica (in acquisto ed in vendita o scambiata).

## **VII.4 DESCRIZIONE DEL SISTEMA ENERGETICO STUDIATO**

Si è considerato un complesso residenziale – commerciale nel quale l'energia termica prodotta dall'impianto di cogenerazione si è destinata al riscaldamento degli appartamenti nei mesi invernali e al acqua calda sanitaria durante tutto l'anno.



**Figura VII.4.1 flussi energetici**

L'energia elettrica totale prodotta sia dal cogeneratore che dal impianto fotovoltaico, può essere:

- In parte inviata alla rete e in parte autoconsumata;
- Completamente autoconsumata.

Per capire meglio i flussi energetici tra le diverse fonti di generazione e consumo, è stato illustrato nella figura VIII.4.1 un diagramma a tale scopo.

## VII.4.2 Assorbimento

Per quanto riguarda gli assorbimenti delle utenze elettriche, sono stati considerati tre casi diversi:

- Caso 1: alimentazione esclusiva dei servizi condominiali
- Caso 2: alimentazione di tutti i servizi comuni
- Caso 3: alimentazione di tutto il complesso

Nelle figure VIII.4.2, VIII.4.3 e VIII.4.4, sono stati rappresentati i diagrammi medi giornalieri di assorbimenti estivi e invernali per ognuno dei casi elencati in precedenza.

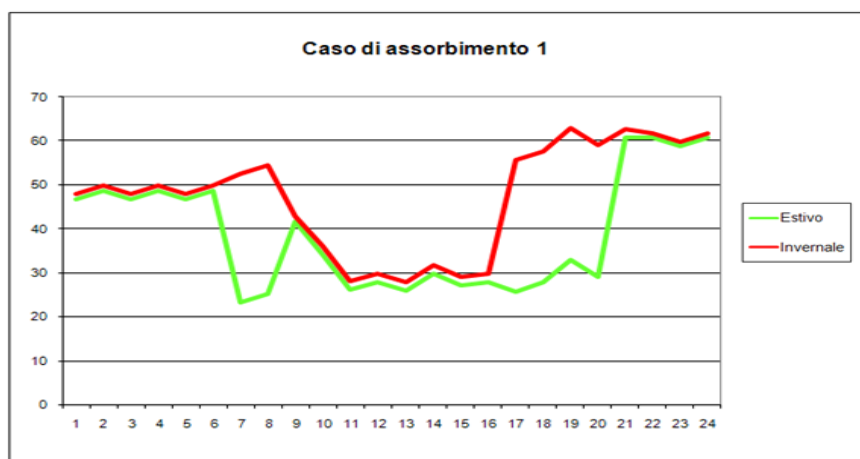


Figura VII.4.2 caso di assorbimento 1

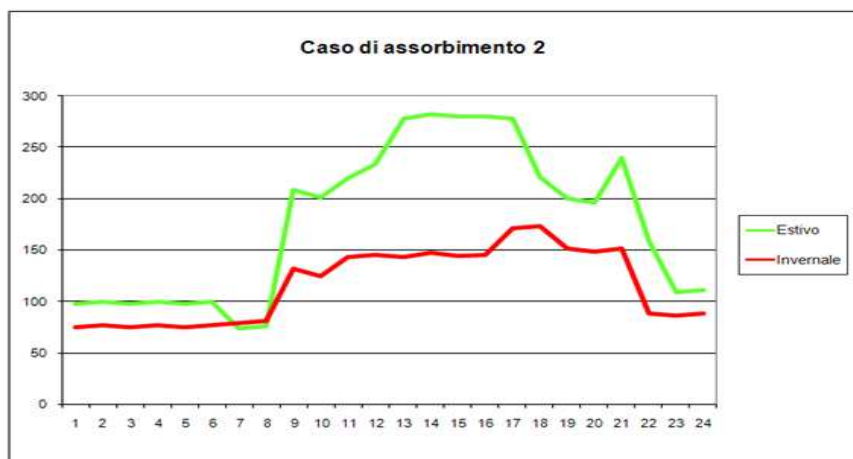


Figura VII.4.3 caso di assorbimento 2

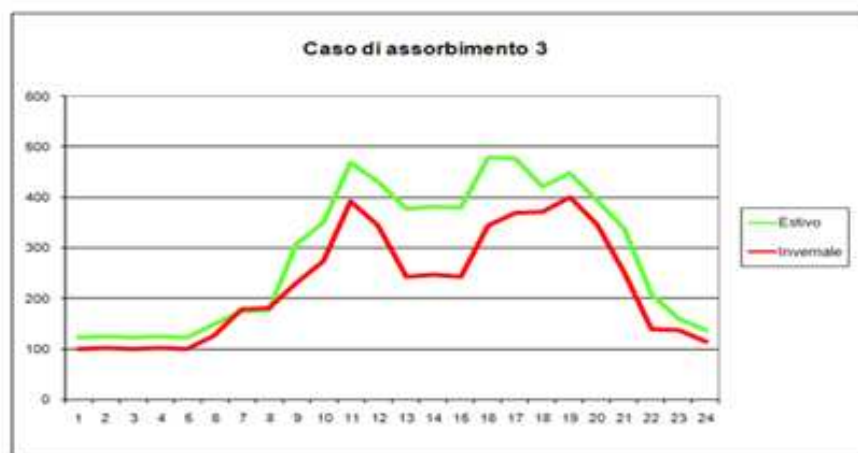


Figura VII.4.4 caso di assorbimento 3

### VII.4.3 Alimentazione

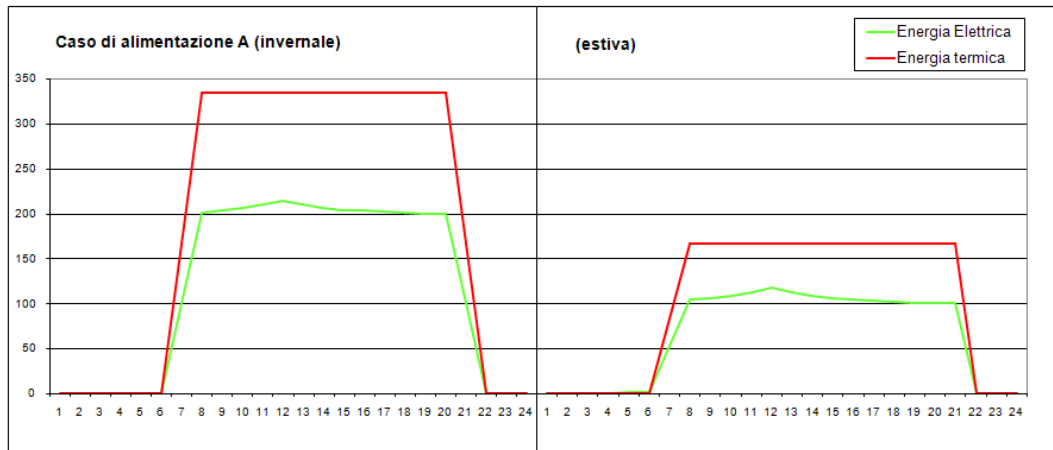
Invece, rispetto all'alimentazione delle suddette utenze sono stati considerati i quattro casi seguenti:

- Caso A: potenza cogenerata 200kW + potenza FV 20kW
- Caso B: potenza cogenerata 100kW + potenza FV 20kW
- Caso C: potenza cogenerata 0kW + potenza FV 20kW
- Caso D: potenza cogenerata 200kW + potenza FV 0kW

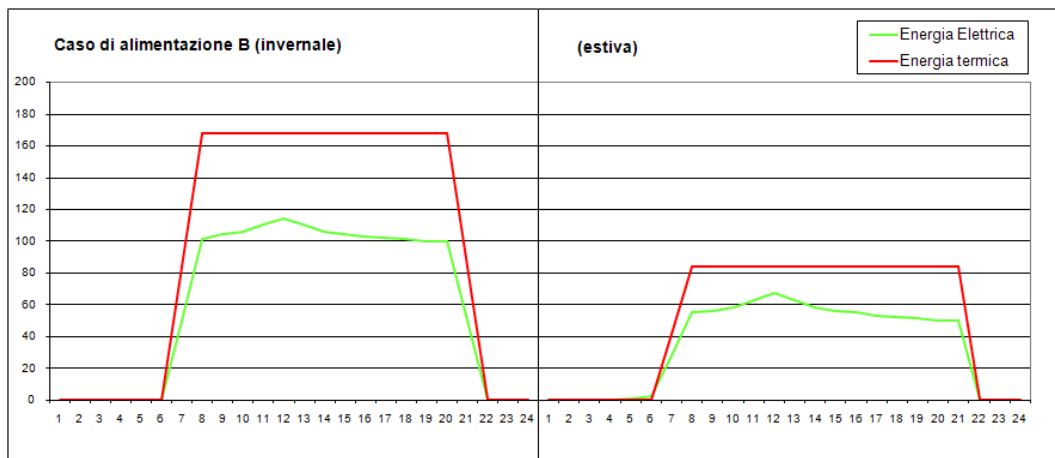
Nelle figure VIII.4.5, VIII.4.6, VIII.4.7 e VIII.4.8; sono stati disegnati i diagrammi medi giornalieri di alimentazioni estivi e invernali per ognuno dei casi.

Si può osservare come l'energia fornita dall'impianto fotovoltaico sia relativamente piccola in confronto con l'energia erogata dall'impianto cogenerativo, inoltre il costo specifico (€/kW) del primo impianto è molto maggiore che del secondo (circa 5 volte in più) il che fa pensare che il fotovoltaico non sia conveniente. Si deve considerare però, che l'impianto cogenerativo deve bruciare gas per funzionare, il che aggiunge un costo addizionale nei flussi di cassa; esso non è presente nel caso del fotovoltaico perché l'energia solare è gratuita; inoltre la produzione fotovoltaica viene in parte incentivata mentre quella cogenerativa non,

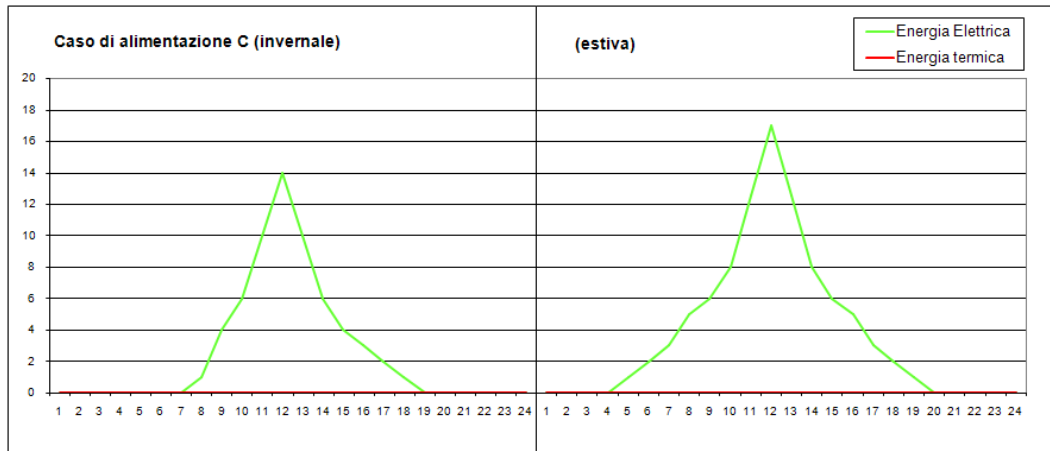
perche non proviene da fonti rinnovabili. Tutti questi fatti ed altri non meno importanti, impediscono di valutare semplicemente l'opzione di alimentazione ed assorbimento più conveniente.



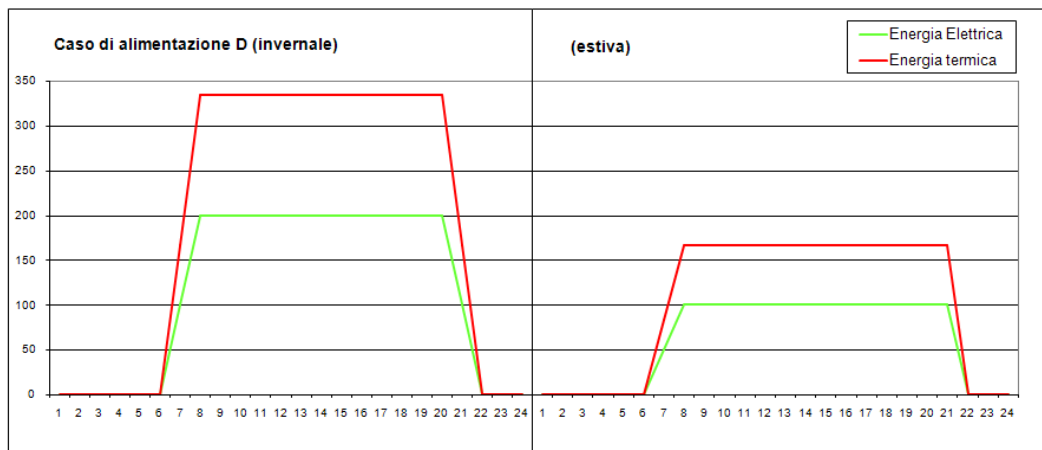
**Figura VII.4.5 caso di alimentazione A**



**Figura VII.4.6 caso di alimentazione B**



**Figura VII.4.7 caso di alimentazione C**



**Figura VII.4.8 caso di alimentazione D**

## VII.5 VALORIZZAZIONE DELL'ENERGIA PRODOTTA DALL'IMPIANTO

Come già detto, l'energia prodotta dall'impianto può essere autoconsumata completamente o non; nell'ultimo caso una parte sarà immessa in rete e l'altra autoconsumata.

L'energia immessa in rete può essere venduta oppure scambiata sul posto.

Il servizio dello scambio sul posto manifesta appieno i propri vantaggi qualora, su base annua, il consumo di energia elettrica risulti mediamente pari o superiore alla produzione. In caso contrario è consigliabile optare per la vendita dell'energia elettrica immessa in rete. Questi criteri permettono creare un'idea approssimata del servizio più adeguato da installare, ma per giustificare qualsiasi scelta bisogna realizzare uno studio economico approfondito. Si è considerato il metodo del tempo di ritorno del capitale proprio investito per realizzare lo studio economico di cui si è parlato prima.

## VII.6 TEMPO DI RITORNO DELL'INVESTIMENTO

Questo metodo considera i benefici e i costi annuali dell'impianto, nonché il tasso di attualizzazione dei flussi finanziari.

Nel caso della vendita dell'energia immessa, i benefici considerati si elencano a continuazione:

- Valore dell'energia incentivata prodotta da fonti rinnovabili,
- Valore dell'energia autoconsumata;
- Valore dell'energia immessa.

Mentre nel caso dello scambio sul posto, i benefici sono uguali al caso anteriore tranne l'ultimo che è cambiato per il contributo in conto scambio (valore trattato precedentemente nel capitolo dedicato allo scambio sul posto).

La seguente tabella mostra le diverse tariffe che si applicano alla vendita e allo scambio sul posto:

**Tabella VII.6.1 Tariffe applicate alla vendita e allo scambio.**

	<b>Tariffa dell'energia prodotta incentivata</b> euro/kWh	<b>Tariffa dell'energia autoconsumata</b> euro/kWh	<b>Tariffa dell'energia immessa in rete</b> euro/kWh
Vendita	0,4116	0,14	0,1
SSP	0,4116	0,14	Se $E_i < E_{pr} \rightarrow E_i = 0,116$ Se $E_i > E_{pr} \rightarrow E_{pr} = 0,0116$ ; $E_i = 0,1$

I costi, invece, risultano essere uguali per entrambe i due casi, essi sono:

- Costo iniziale dell'impianto (fotovoltaico e cogenerativo);
- Costo di gestione, (0,14% del costo iniziale);
- Costo della manutenzione ordinaria, ( 0,06% del costo iniziale);
- Costo della manutenzione straordinaria, (0,6% del costo iniziale);
- Costo di sostituzione degli inverter al 10mo anno di esercizio;
- Costo aggiuntivo del gas, pari alla differenza tra il costo di produrre una certa quantità di calore con una caldaia tradizionale e il costo di produrre la stessa quantità di calore con un impianto cogenerativo.

Le modalità di finanziamento influenzano il ritorno dell'investimento. In particolare, se l'impianto viene realizzato con finanziamento da parte di terzi, occorre tenere conto dell'incidenza degli interessi passivi.

Per semplicità, non è stato considerato un finanziamento di capitale.

Da notare che le tariffe incentivanti non sono cumulabili con i certificati verdi e con i titoli di efficienza energetica.

## VII.7 RISULTATI

Con un foglio di calcolo opportunamente sistemato e considerando tutto quello detto in precedenza si è calcolato per ogni caso di assorbimento ed alimentazione il tempo di ritorno dell'investimento nel caso di adottare lo scambio sul posto e la vendita dell'energia immessa.

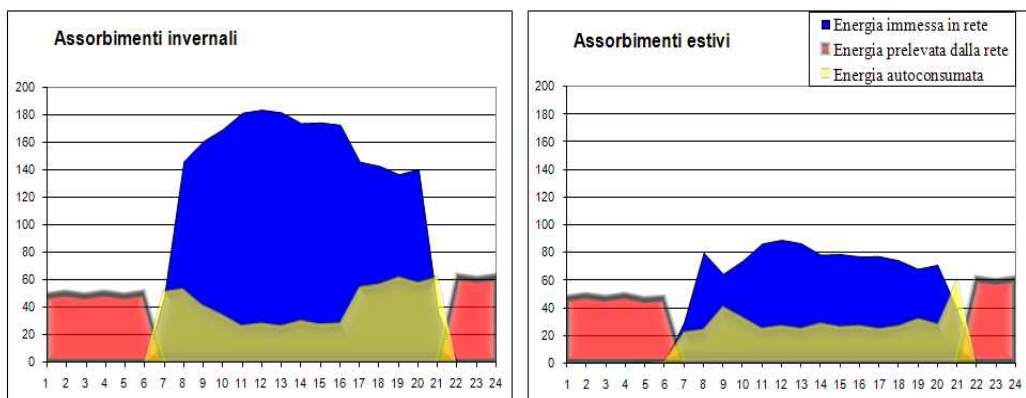
**Tabella VII.7.1 tempi di ritorno per ogni opzione di assorbimento e consumo considerando la vendita e lo scambio sul posto SSP**

	<b>Caso A</b> <i>200kWCHP+20kWFV</i>		<b>Caso B</b> <i>100kWCHP+20kWFV</i>		<b>Caso C</b> <i>20kWFV</i>		<b>Caso D</b> <i>200kWCHP</i>	
	<b>Vendita</b>	<b>SSP</b>	<b>Vendita</b>	<b>SSP</b>	<b>Vendita</b>	<b>SSP</b>	<b>Vendita</b>	<b>SSP</b>
<b>Caso 1</b>	15	Non possibile	12	10	12	12	16	12
<b>Caso 2</b>	9	Non possibile	8	8	12	12	8	8
<b>Caso 3</b>	7	Non possibile	8	8	12	12	6	6

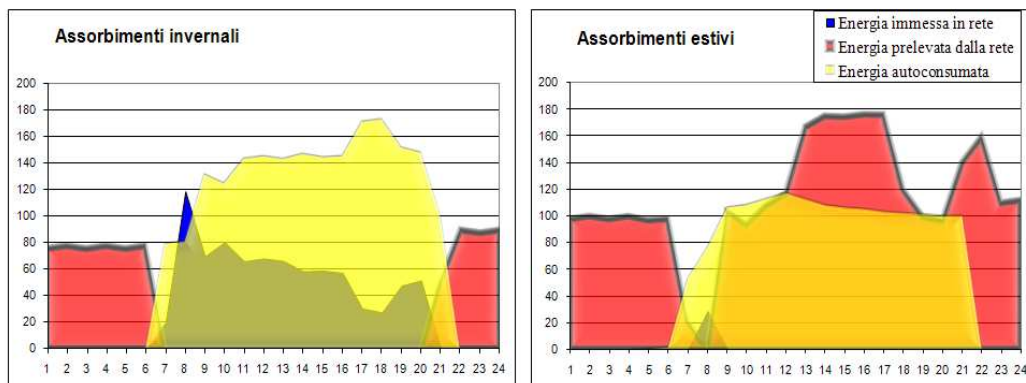


Nella tabella VII.7.1 si presentano i tempi di ritorno degli investimenti per ogni caso. Da notare che, nei casi in cui i tempi di ritorno tra l'opzione di vendita e quella di scambio siano uguali, il servizio più conveniente sarà quello con il maggiore flusso di cassa positivo.

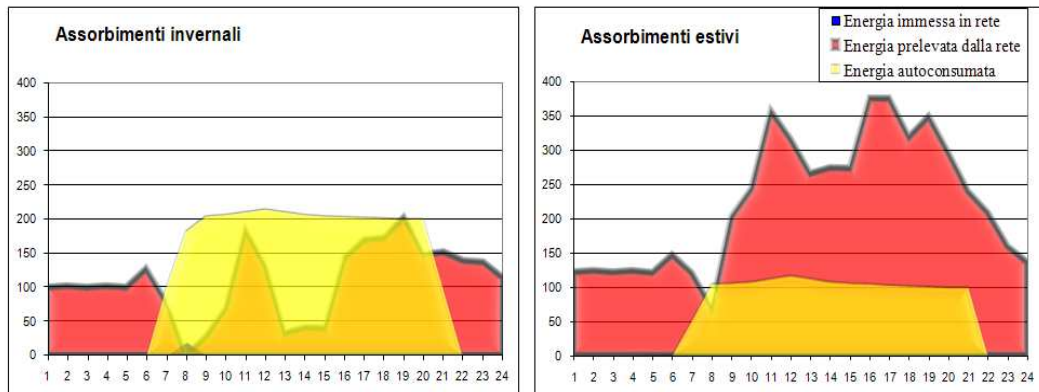
Le seguenti figure illustrano alcuni dei casi di alimentazione ed assorbimento studiati, tenendo conto dell'energia immessa in rete, la prelevata e l'autoconsumata, sia per il periodo invernale che per il periodo estivo.



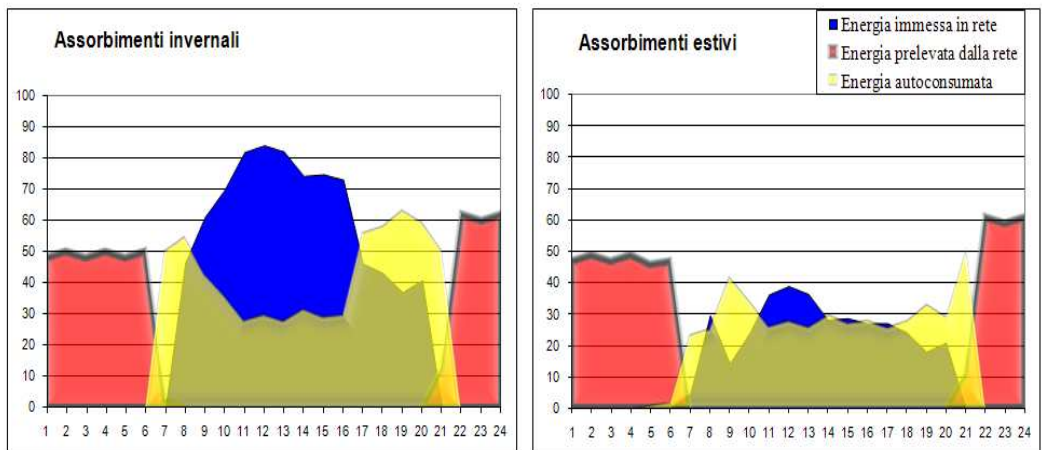
**Figura VII.7.1 caso A1**



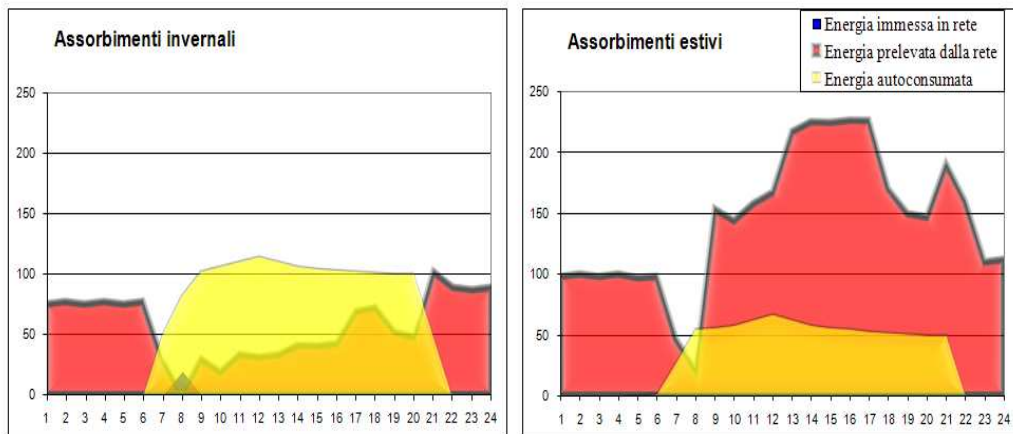
**Figura VII.7.2 caso A2**



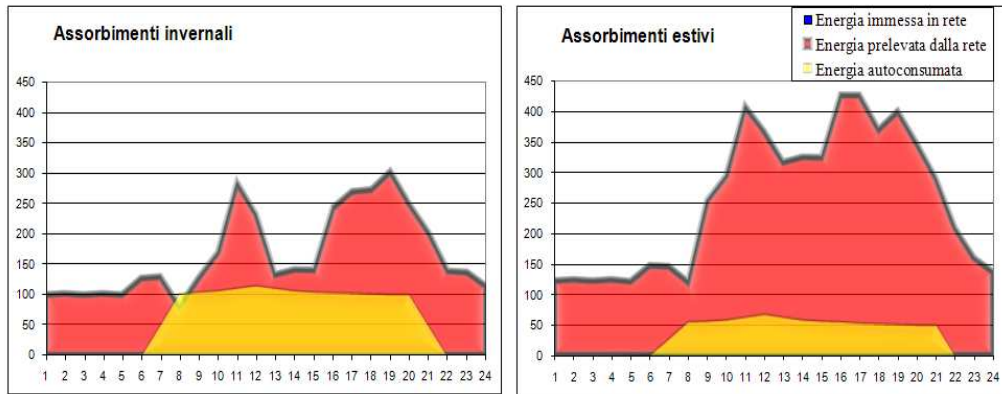
**Figura VII.7.3 caso A3**



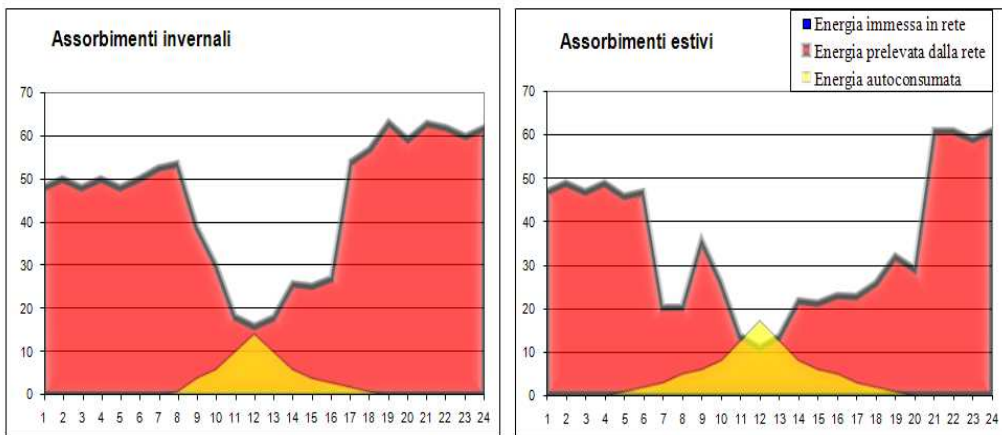
**Figura VII.7.4 caso B1**



**Figura VII.7.5 caso B2**



**Figura VII.7.6 caso B3**



**Figura VII.7.7 caso C1**

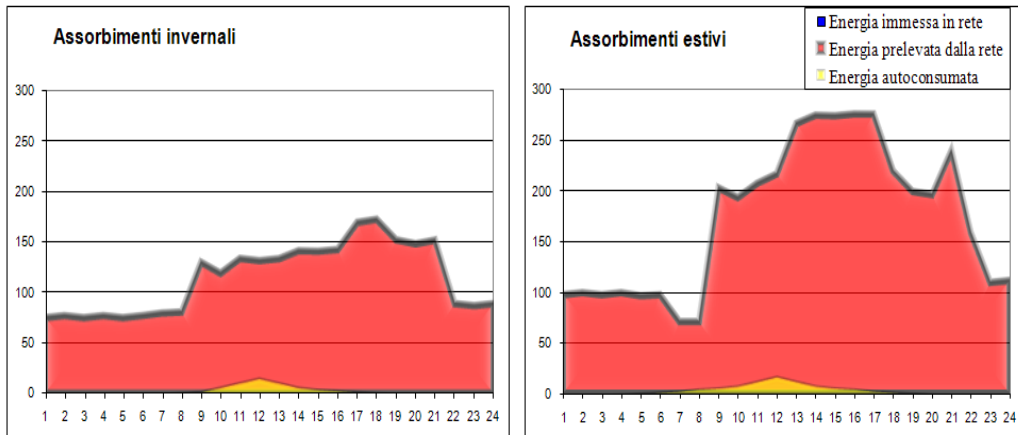


Figura VII.7.8 caso C2

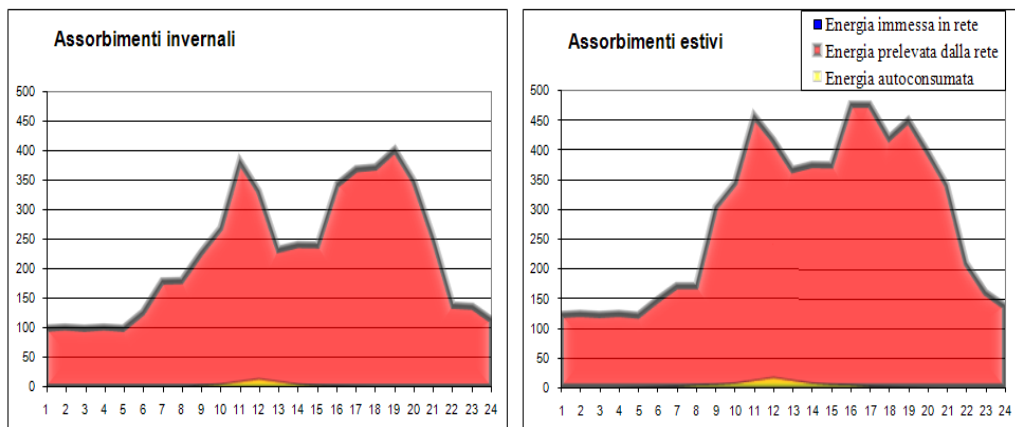
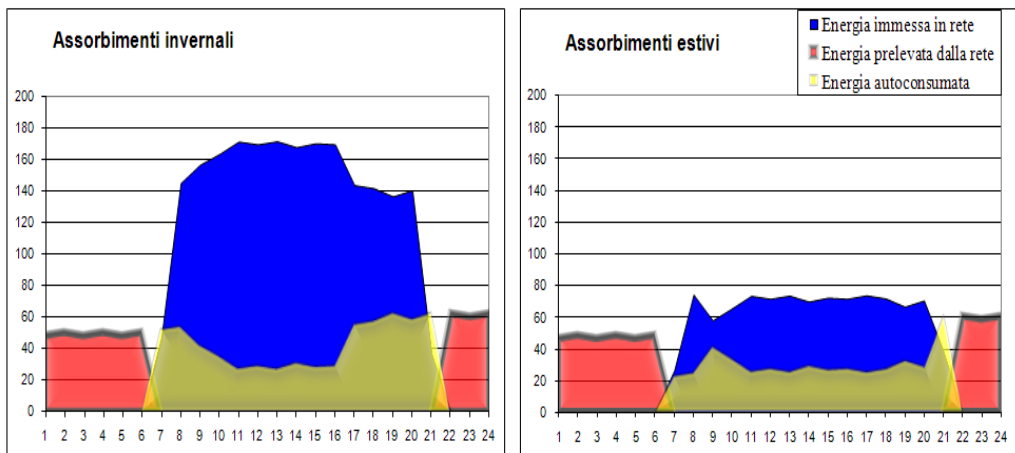
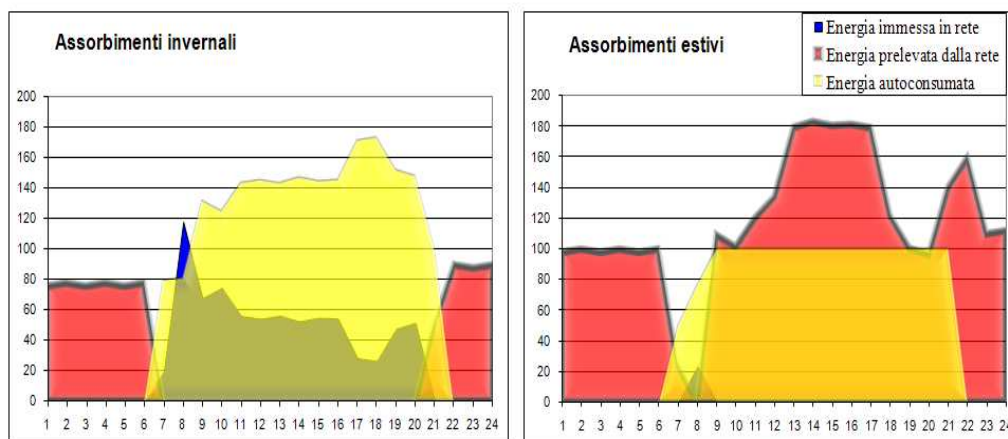


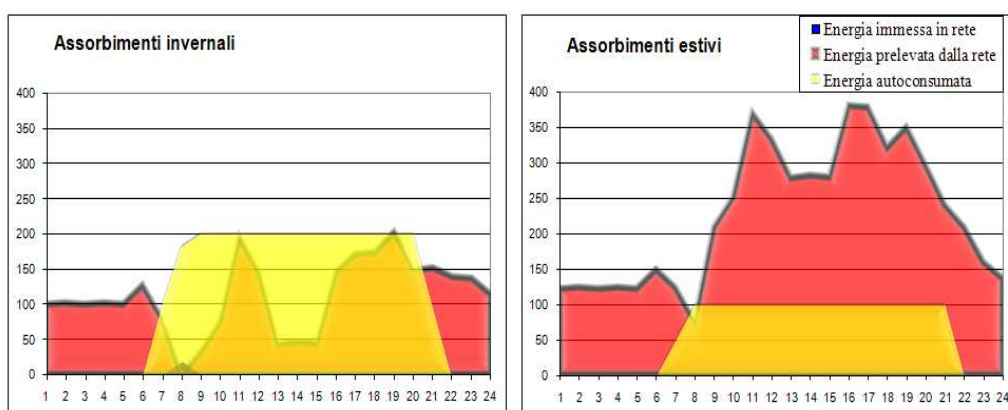
Figura VII.7.9 caso C3



**Figura VII.7.10 caso D1**



**Figura VII.7.11 caso D2**



**Figura VII.7.12 caso D3**

## **VII.8 CONCLUSIONI DALLO STUDIO ECONOMICO**

Nei casi di assorbimento B3, C1, C2, C3; i tempi di ritorno risultano uguali sia per la vendita che per lo scambio. Questo perché nei tre casi tutta l'energia prodotta viene autoconsumata e quindi vengono considerati soltanto i benefici derivanti dalla produzione di energia e quelli relativi agli autoconsumi che sono uguali per i due servizi; mentre quelli legati alla vendita e

al contributo in conto scambio non intervengono. Quindi nel caso C di alimentazione risulta indifferente il tipo di servizio applicato ed il tipo di carichi alimentati.

Nei casi B2 e B3; si hanno tempi di ritorno uguali, la differenza tra l'uno e l'altro è che nel primo una piccola parte dell'energia prodotta (1%) è immessa in rete, mentre nel secondo, tutta quell'energia viene autoconsumata. L'intero autoconsumo provoca un beneficio maggiore e quindi flussi di cassa più importanti. Per questa ragione conviene il caso B3 invece che quello B2, ovvero risulta più conveniente autoconsumare tutta l'energia prodotta invece di immetterla in rete.

Nei casi D2 e D3 i tempi di ritorno sia per la vendita che per lo scambio sono uguali, però risulta più conveniente quest'ultimo perché il contributo in conto scambio è maggiore che il valore associato alla vendita dell'energia.

I maggiori tempi di ritorno corrispondono al caso 1 di assorbimento, cioè l'esclusiva alimentazione dei servizi condominiali. In genere, indipendentemente dal tipo di generazione conviene alimentare sempre il carico maggiore.

I casi A1, A2 e A3 non possono godere dello scambio sul posto perché la potenza complessiva installata è maggiore di 200kW; il che rappresenta il limite oltre al quale non si può legalmente applicare il servizio dello scambio. Quindi, in questi casi di alimentazione l'energia immessa in rete non può che essere venduta.

Dallo studio economico è stato evidenziato che l'opzione di alimentazione ed assorbimento più conveniente è la D3, e cioè, alimentazione di tutto il complesso con una potenza cogenerativa di 200kW ed una potenza fotovoltaica nulla; applicando il servizio dello scambio sul posto. Tuttavia, anche il caso A3 si presenta economicamente vantaggioso.

## **CONCLUSIONI**

L'efficienza di un modulo fotovoltaico determina le sue dimensioni in relazione alla sua potenza, e cioè, un modulo con potenza ed efficienza determinata avrà una superficie di captazione minore rispetto ad un altro della stessa potenza nominale, ma con efficienza

inferiore. Quindi, impiegare moduli a base di silicio monocristallino (efficienza del 15%) consente la costruzione di generatori fotovoltaici di dimensioni più contenute a parità di potenza, questo fatto si rende particolarmente vantaggioso nel caso d'impianti collegati alla rete, in speciale ai tetti fotovoltaici, perché in genere le superfici disponibili per l'installazione sono limitate.

Le continue variazioni di temperatura ed irraggiamento solare spostano il punto di massima potenza incessantemente, quindi per ottenere la massima producibilità dell'impianto risulta indispensabile il circuito inseguitore del punto di massima potenza (MPPT *maximun power point tracker*).

Per ottimizzare la producibilità di un impianto fotovoltaico si devono scegliere elementi con perdite minime, inoltre i moduli fotovoltaici devono essere disposti in maniera tale di ottenere il massimo irraggiamento solare annuale e a questo fine, si deve scegliere opportunamente l'angolo d'inclinazione dei moduli con rispetto al piano orizzontale; l'angolo azimutale o di orientamento e infine la posizione dei moduli rispetto agli ostacoli laterali e frontali.

Allo stato attuale, i costi associati all'installazione di generatori fotovoltaici sono eccessivamente elevati, il che impedisce a questa tecnologia di competere con quelle tradizionali. L'impiego d'incentivi da parte dai Governi tende ad aumentare i benefici generati dall'utilizzo degli impianti fotovoltaici (e delle altre tecnologie basate sulle fonti rinnovabili), in questo modo si fomenta l'uso di queste tecniche alternative e si risparmia la produzione di elementi inquinanti, limitando conseguentemente il ben noto effetto serra.

Per quanto riguarda alle diverse possibilità di produzione ed assorbimento di energia, in genere si può dire che mentre minore sia la potenza immessa in rete (carico elevato e/o produzione ridotta), la soluzione sarà più conveniente dal punto di vista economico.

In un impianto con potenza complessiva installata minore di 200kW in cui l'energia prodotta viene interamente autoconsumata, risulta indifferente applicare il servizio dello scambio sul posto o della vendita. Quando invece una parte di essa viene immessa in rete, conviene applicare lo scambio sul posto.

## **BIBLIOGRAFIA**

### **Riviste e Testi sul settore fotovoltaico**

- Francesco Groppi, Carlo Zuccaro, *Impianti solari fotovoltaici a norme CEI* - Editoriale Delfino, 2008;
- N. Mohan, T. Undeland, W. Robbins, *Elettronica di potenza* - Editoriale Hoepli, 2003;
- A. Luque, S. Hegedus, *Handbook of photovoltaic science and engineering* - 2003;
- A. Falk, C. Dürschner, K. Remmers, *Il fotovoltaico per professionisti* - Editoriale Solarpraxis, 2006;
- R. Messenger, J. Ventre, *Photovoltaic systems engineering* - Editoriale CRC Press, 2004;
- *Energia solare FV fotovoltaici* - n. 6 anno V, novembre - dicembre, 2008;
- Casadei, Grandi, Rossi, Paolone, *Impianto sperimentale per la produzione di energia elettrica fotovoltaica con sistema di accumulo ad idrogeno* - Università di Bologna

### **Normative**

- Legge 186/68 Disposizione concernente la produzione di materiali, apparecchiature, macchinari, installazioni e impianti elettrici ed elettronici.
- DPR 547/55 Norme per la prevenzione degli infortuni sul lavoro.
- Legge 46/90 Norme per la sicurezza degli impianti.
- CEI 0-2 Guida per la definizione della documentazione di progetto per impianti elettrici.
- CEI 11-20 Impianti di produzione di energia elettrica e gruppi di continuità collegati a reti di I e II categoria.
- CEI 64-8 Impianti elettrici utilizzatori a tensione nominale non superiore a 1000V in corrente alternata e a 1500V in corrente continua.
- CEI 82-25 Guida alla realizzazione di sistemi di generazione fotovoltaica collegati alle reti elettriche di media e bassa tensione.
- CEI 0-16 Regola tecnica di riferimento per la connessione di utenti attivi e passivi alle reti AT ed MT delle Imprese distributrici di energia elettrica.



- UNI 10349 Riscaldamento e raffreddamento degli edifici. Dati climatici.
- UNI 8477-1 Valutazione dell'energia raggiante ricevuta.
- ARG/elt 74/08 Testo integrato delle modalità e delle condizioni tecnico-economiche per lo scambio sul posto (TISP).

### **Manuali e Data Sheet**

- Protezione e sezionamento degli impianti fotovoltaici – ABB;
- Technical catalogue S800 PV – ABB;
- Nuovi interruttori magnetotermici e differenziali per impianti in bassa tensione – ABB;
- Scaricatori di sovratensione per impianti fotovoltaici – ABB;
- Il nuovo conto energia – GSE n.2 aprile 2008;
- Guida agli interventi validi ai fini del riconoscimento dell'integrazione architettonica del fotovoltaico – GSE;
- La nuova disciplina dello scambio sul posto – GSE, seminari AEEG, 2008.