

FONTI RINNOVABILI DI ENERGIA

PROF. ING. GIULIANO CAMMARATA



IX CONGRESSO NAZIONALE - CATANIA 17-18 SETTEMBRE 2015

APERTURA DEI LAVORI DEL IX CONGRESSO AIGE

Prof. Ing. Giuliano Cammarata

**Dipartimento di Ingegneria Industriale
Università di Catania**

Il problema dell'Energia in Europa

Da alcuni decenni in Europa e nel mondo si attuano iniziative indirizzate al **risparmio energetico** e all'efficiamento energetico.

L'Europa ha **elevate esigenze energetiche**, ai vertici mondiali, e tuttavia solo in parte possono essere soddisfatte con risorse interne. Il grosso delle fonti energetiche è esterno agli stati europei e questo costituisce una sorta di debolezza industriale e politica. L'approvvigionamento delle fonti energetiche avviene tutt'oggi da area politicamente instabili e con gravi rischi di interruzione dei flussi, come è già avvenuto negli anni *'settanta* a seguito delle guerre arabo – israeliane.

L'inserimento in tempi recenti di grandi nazioni, quali la Cina e l'India, nel contesto industriale internazionale ha accresciuto di molto la domanda di beni energetici con conseguente incremento sia dei prezzi (il petrolio è fino a poco tempo fa schizzato oltre i *120 \$/barile*) sia dei problemi politici.

Negli ultimi due decenni si è assistito a due guerre in Iraq, una guerra in Libia oltre a numerosi conflitti minori (?) in molti stati mediorientali ed africani.

L'Unione Europea ha deciso di **ridurre la dipendenza politico – energetica** con l'emanazione di direttive specifiche che tendono a limitare sia i consumi energetici che a migliorare l'efficienza degli impianti (sia civili che industriali) e a ridurre l'emissione di CO₂.

Riserve di Petrolio nel mondo

Petrolio: principali paesi consumatori e produttori



Il Mercato del Petrolio

Producers	Mt	% of World total
Saudi Arabia	492	12.7
Russia	456	11.7
United States	337	8.7
Islamic Rep. of Iran	203	5.2
Mexico	192	4.9
People's Rep. of China	174	4.5
Venezuela	153	3.9
Norway	151	3.9
Canada	146	3.8
Nigeria	129	3.3
Rest of the World	1 455	37.4
World	3 888	100.0

2004 data

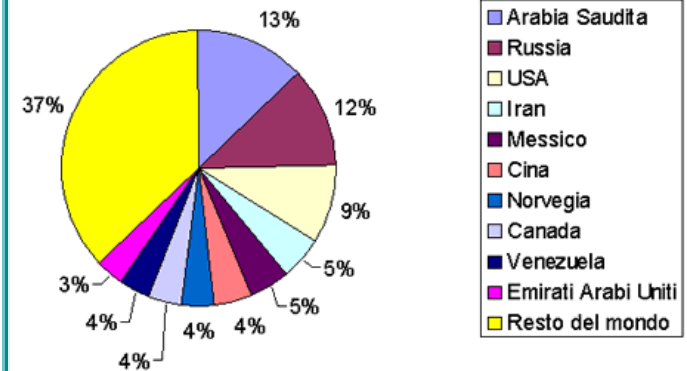
Exporters	Mt
Saudi Arabia	333
Russia	228
Norway	135
Islamic Rep. of Iran	116
Nigeria	112
Mexico	105
Venezuela	90
United Arab Emirates	88
Canada	83
United Kingdom	75
Rest of the World	648
World	2 013

2003 data

Importers	Mt
United States	545
Japan	209
Korea	108
Germany	106
Italy	92
People's Rep. of China	91
India	90
France	85
Spain	58
Netherlands	57
Rest of the World	674
World	2 115

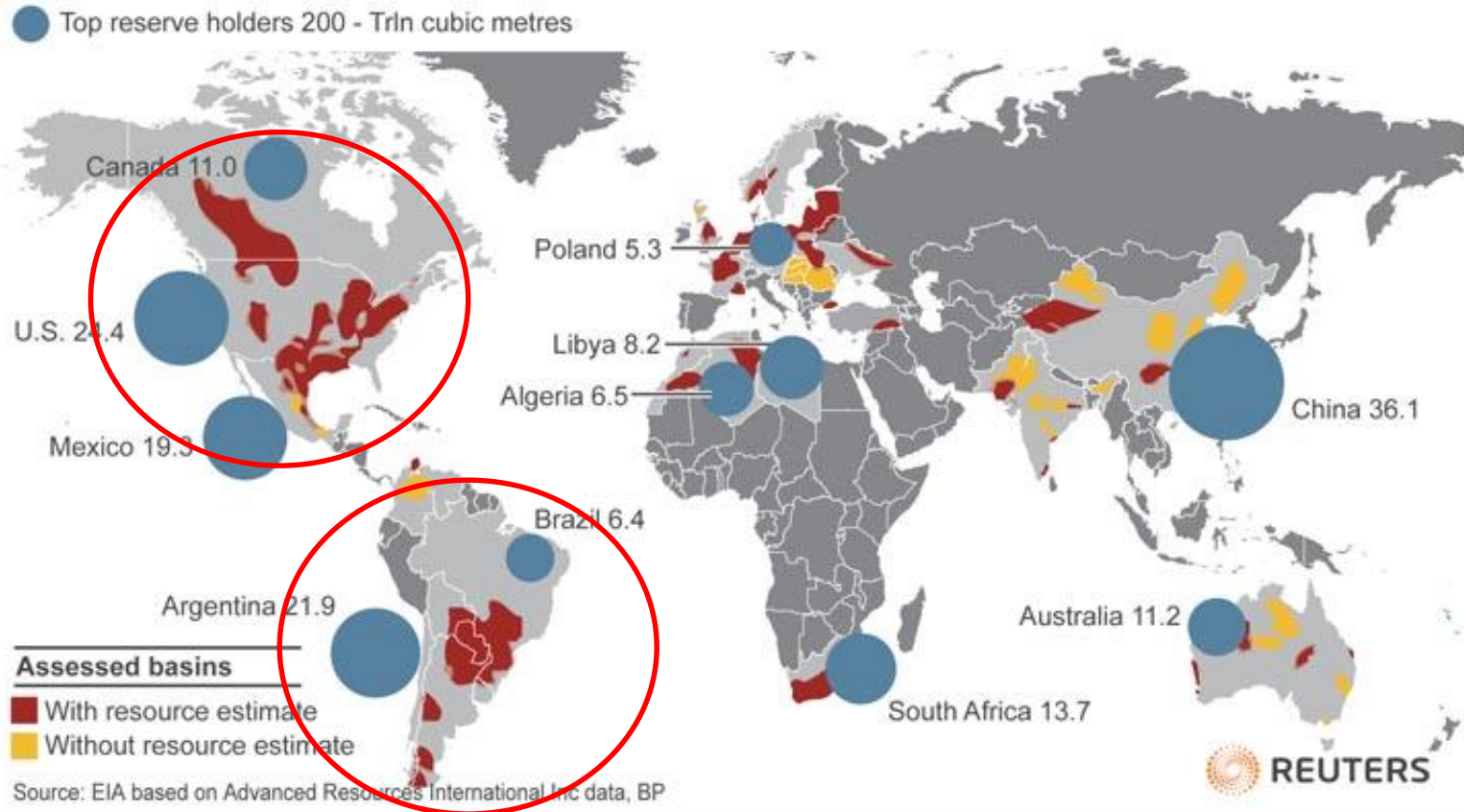
2003 data

Paesi produttori di petrolio



Riserve di shale oil nel mondo

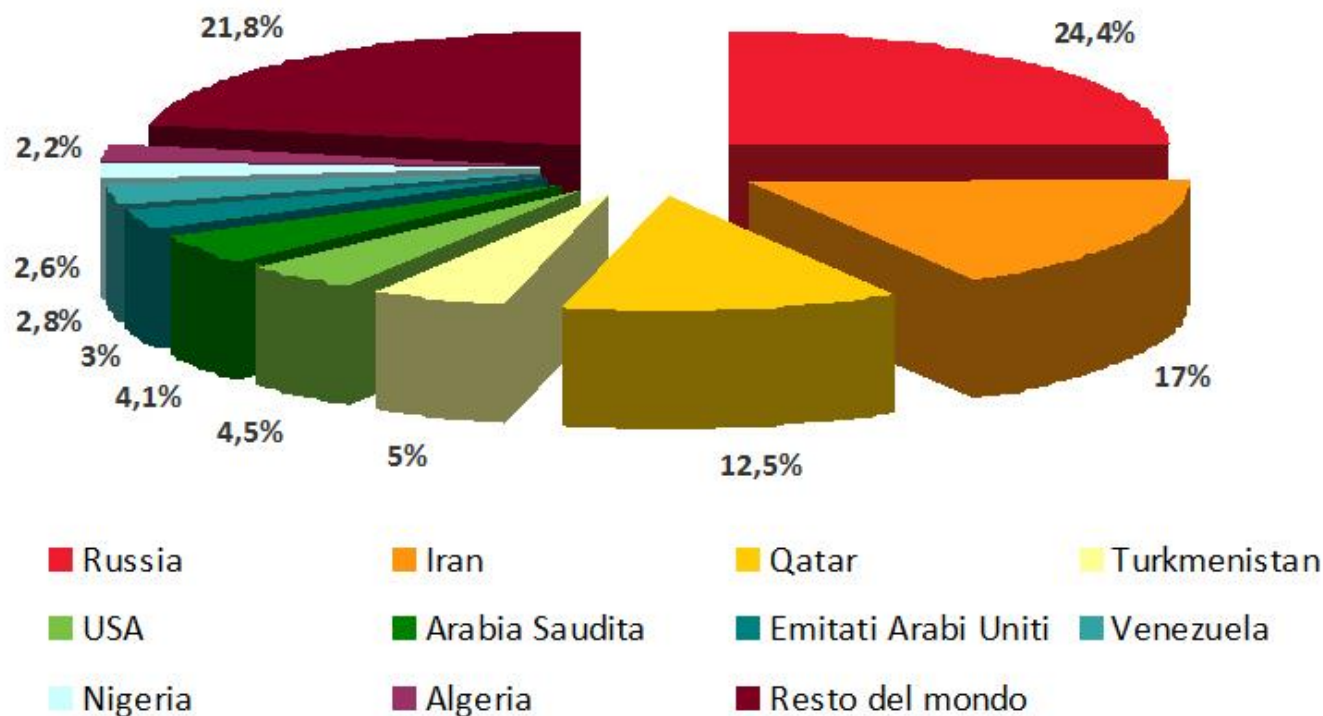
Global shale gas basins, top reserve holders



Reuters graphic/Catherine Trevethan

Riserve di gas nel mondo

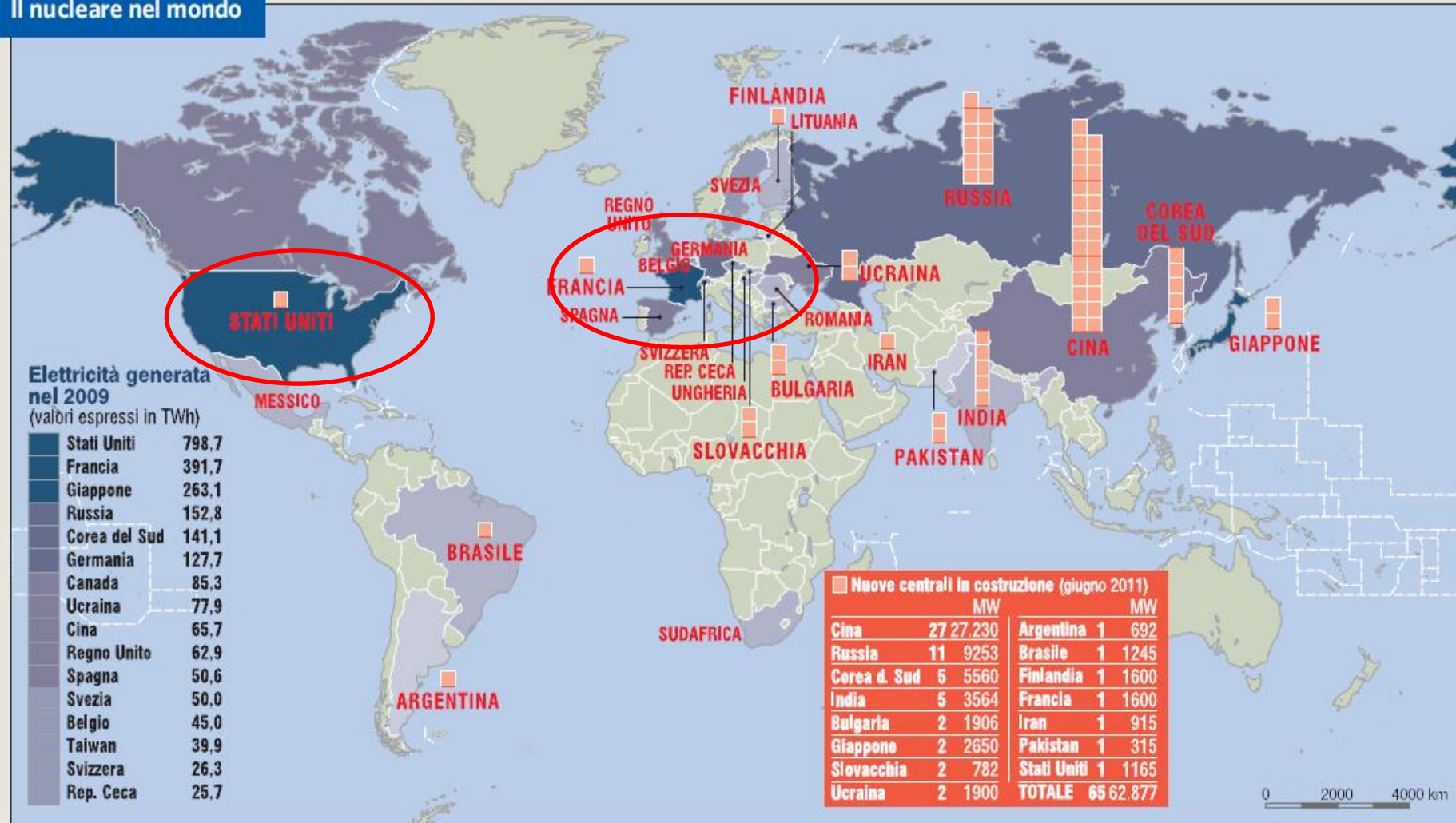
RISERVE MONDIALI DI GAS NATURALE AL 31 DICEMBRE 2012



Di recente si è aggiunto un grosso bacino di gas al largo dell'Egitto

Energia Nucleare nel mondo

Il nucleare nel mondo

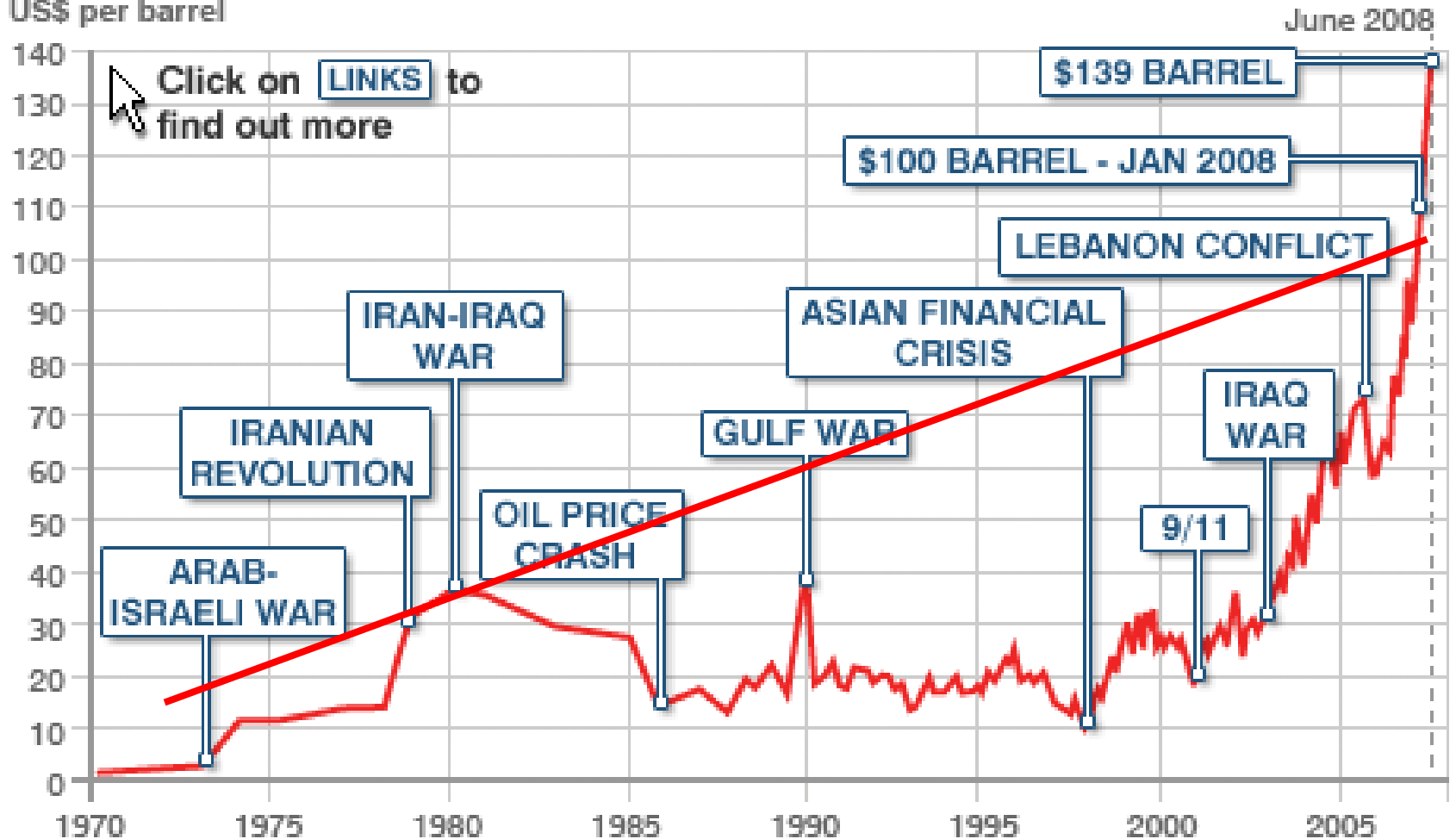


Variazioni di costo del petrolio aggiornate al 2010

Andamento del prezzo del barile di petrolio fino al 2010

CRUDE OIL PRICES 1970-2008

US\$ per barrel



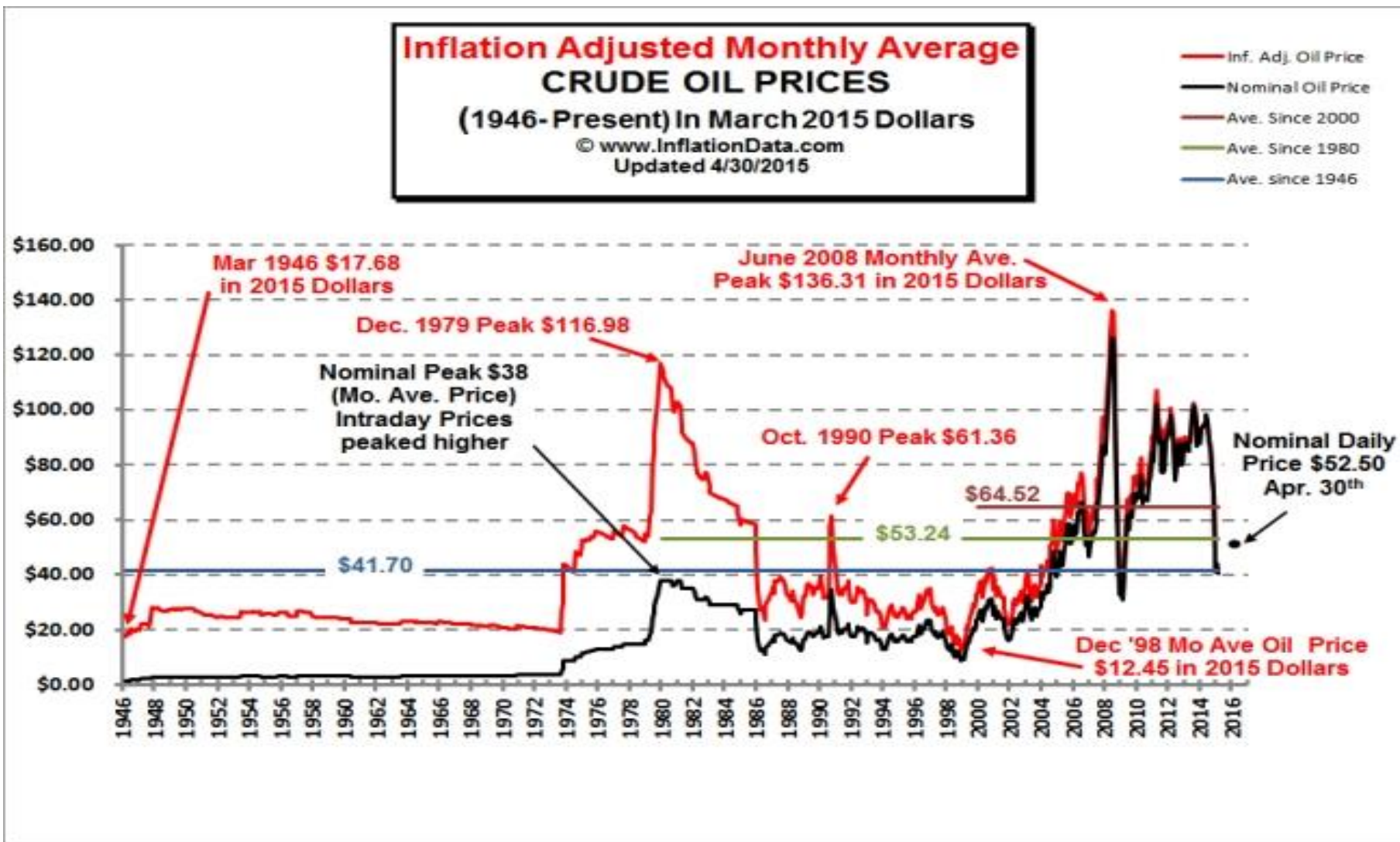
Figures are not inflation adjusted

SOURCE: BP/Bloomberg

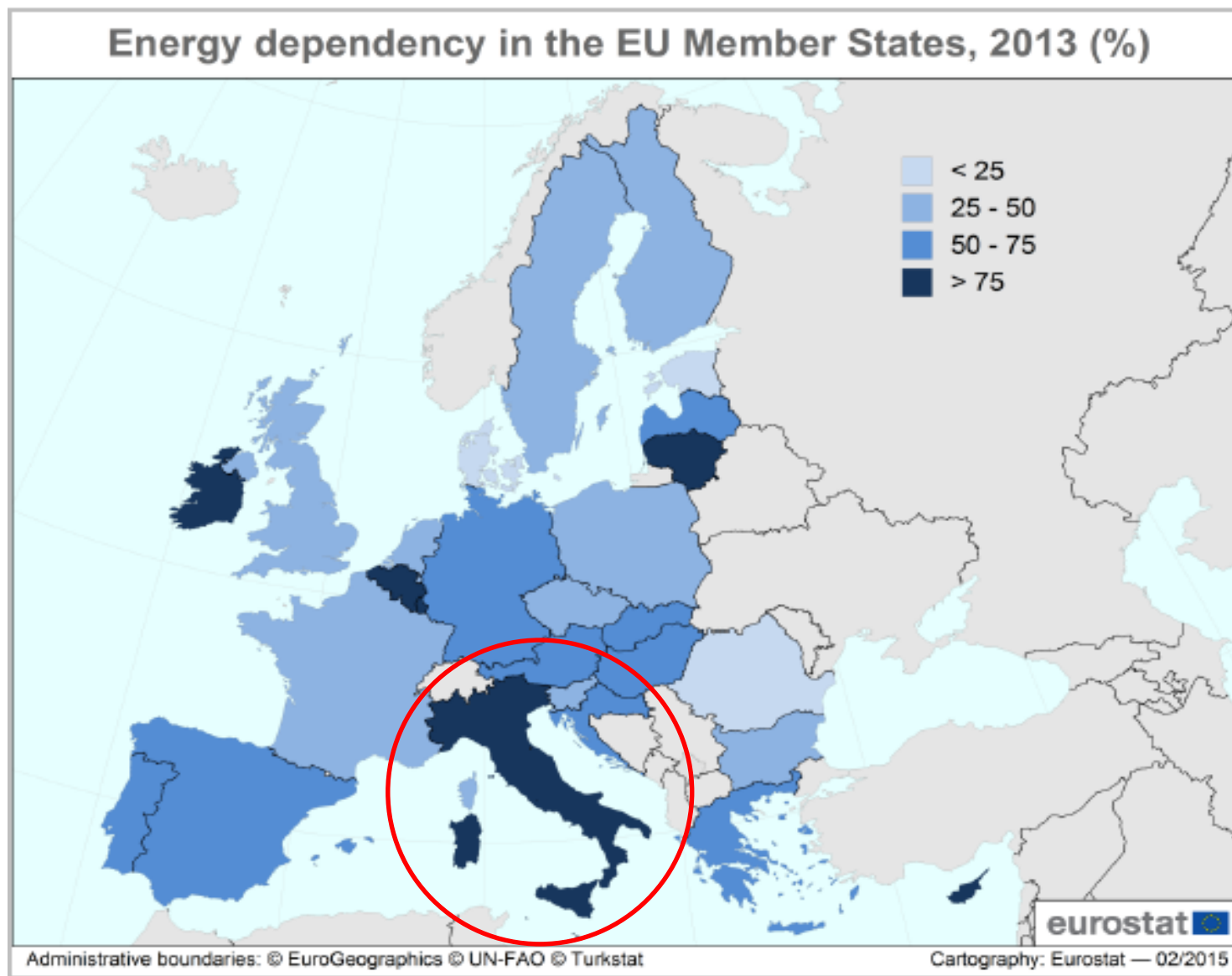
Prezzi del petrolio al 2015

Andamento del prezzo del barile al 2015.

L'abbassamento dei costi è dato dalla concorrenza dello shale oil USA



Dipendenza energetica dei paesi europei



Dipendenza energetica dei paesi europei

- Dipendenza energetica¹ dei paesi UE (%)

	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002
Austria	66,0	68,4	68,5	68,2	65,9	65,7	66,6	67,7
Belgio	77,6	78,3	76,9	77,9	76,5	77,3	77,9	76,8
Finlandia	56,6	58,7	55,1	59,4	54,2	54,7	55,7	57,3
Francia	46,9	48,5	48,0	50,5	49,9	48,9	49,2	48,4
Germania	58,0	59,9	59,6	61,8	59,9	60,4	60,7	59,9
Irlanda	60,7	68,6	76,6	80,7	80,8	83,9	88,2	87,3
Italia	80,9	80,2	80,2	81,6	82,2	83,7	83,6	84,3
Lussemburgo	98,6	98,9	98,7	98,6	98,7	98,5	98,4	98,4
Olanda	11,6	5,1	14,4	18,5	22,4	26,8	24,2	24,8
Portogallo	86,9	84,1	85,3	86,6	89,0	87,2	86,3	89,1
Spagna	69,7	67,9	70,6	71,6	74,2	74,1	73,5	75,5
Danimarca	23,9	23,8	6,5	4,2	-16,4	-39,4	-33,1	-43,0
Grecia	61,3	60,7	62,0	63,2	64,1	63,9	64,0	63,4
Regno Unito	-15,5	-15,7	-18,1	-18,0	-21,4	-16,7	-10,4	-11,3
Svezia	36,2	37,4	34,7	32,8	33,2	35,6	32,9	38,3

¹ Dipendenza energetica = (Importazioni nette / (Produzione + Importazioni nette))*100

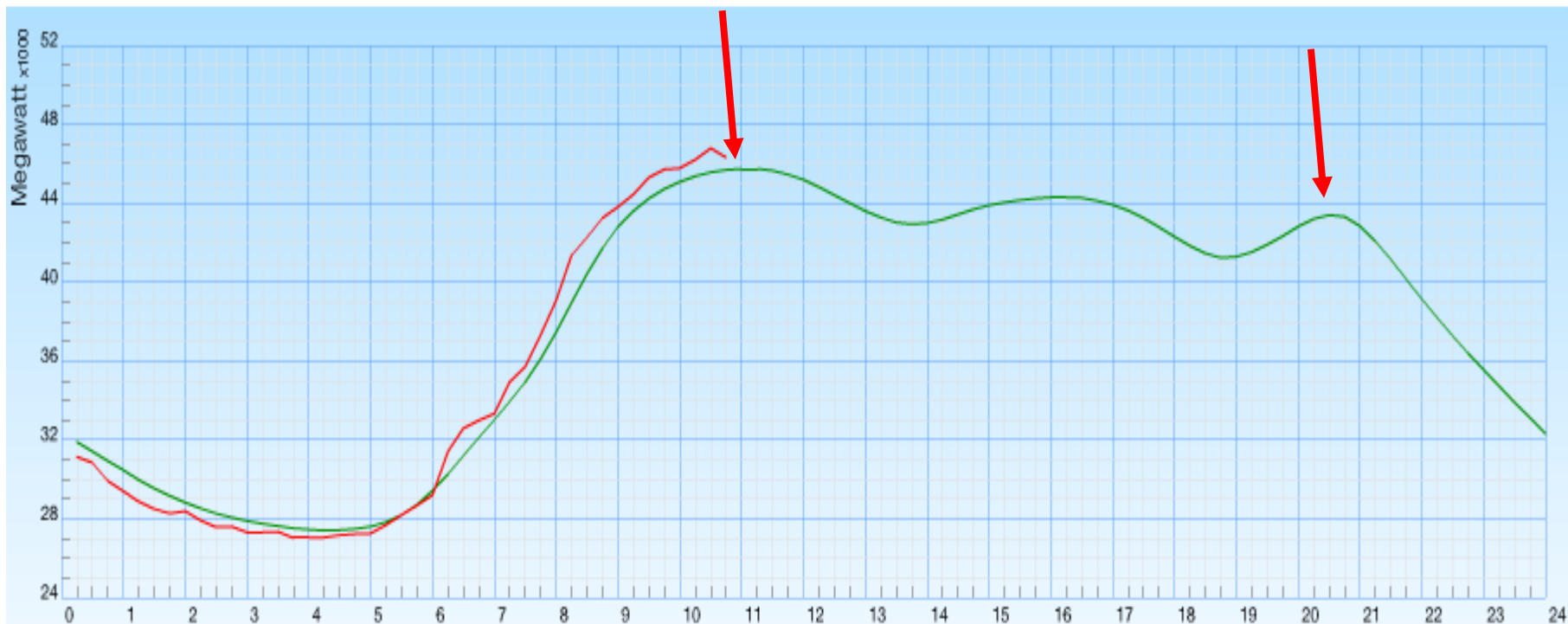
Consumi di Energia Primaria pro capite nel mondo

Consumi di energia primaria pro capite nel mondo nel 2009 (Tep/pro capite)



Curva di Carico Elettrico in Italia – Il Base Load

Giorno 09/06/2015



Previsione MW: 45.692

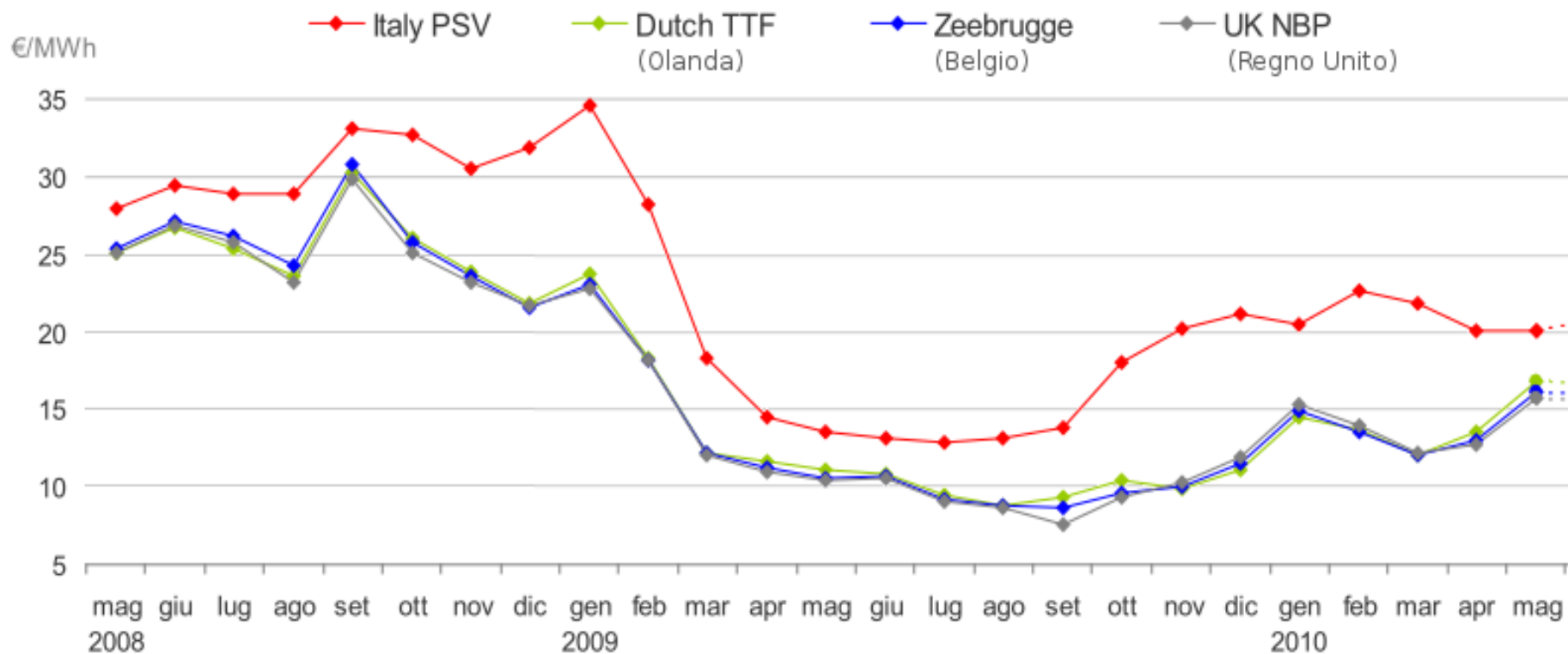
min/max : 27.424/45.753

Consuntivo MW: 46.337

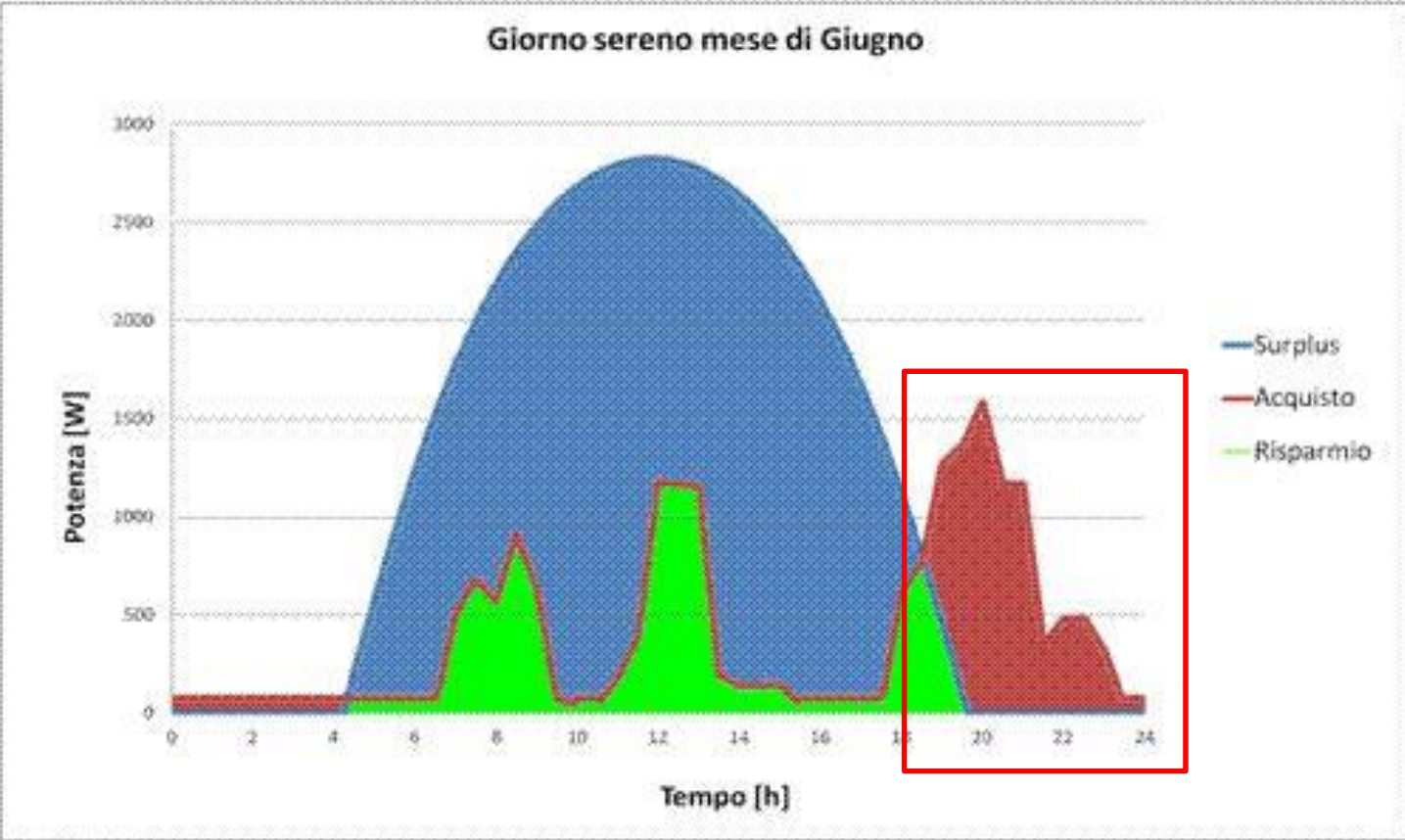
09-09-2015 @ 10:30

Prezzi orari del mercato elettrico 2007- 2013 Europa

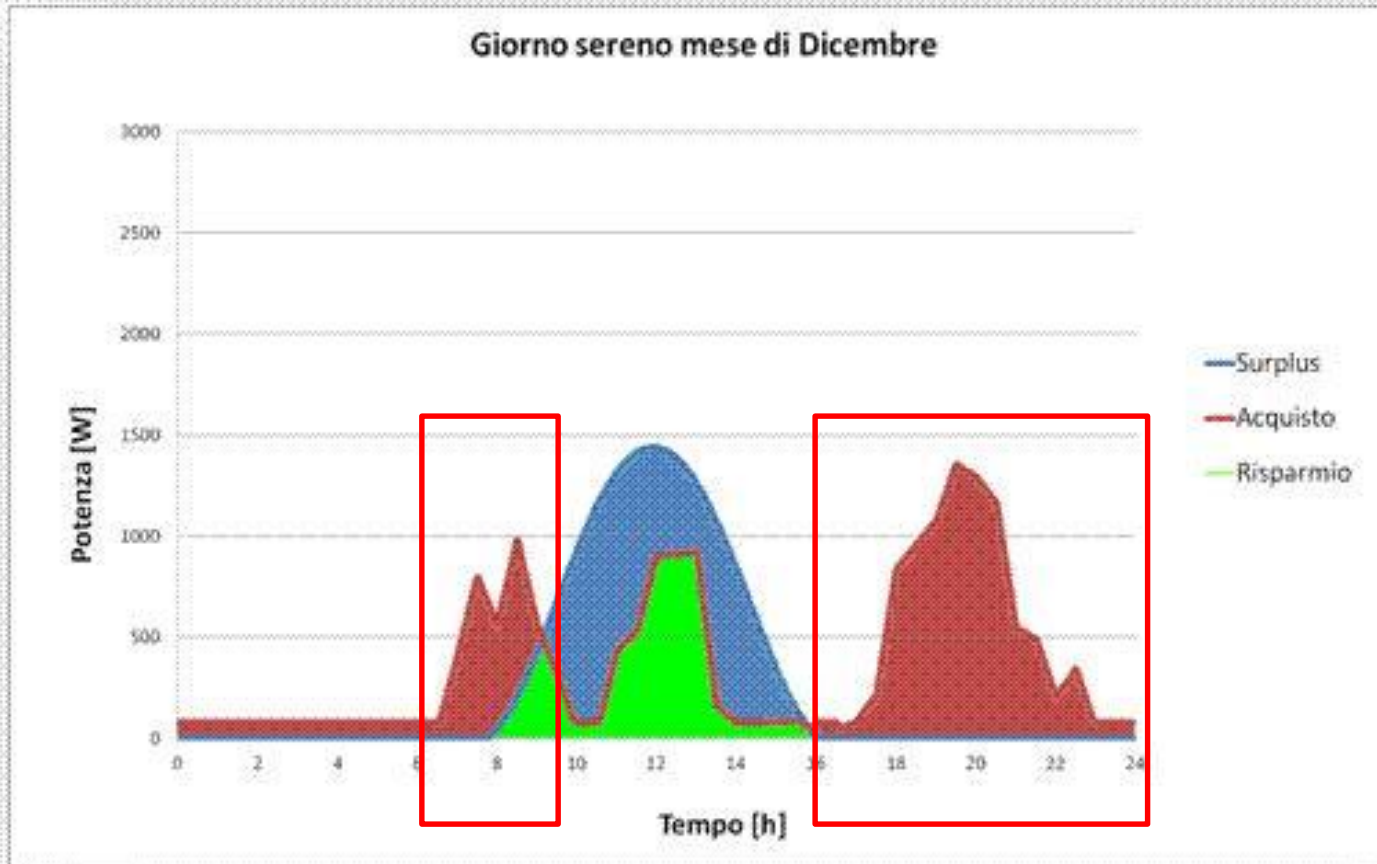
Gas, quotazioni mensili spot



Andamenti energetici in un giorno medio di Giugno



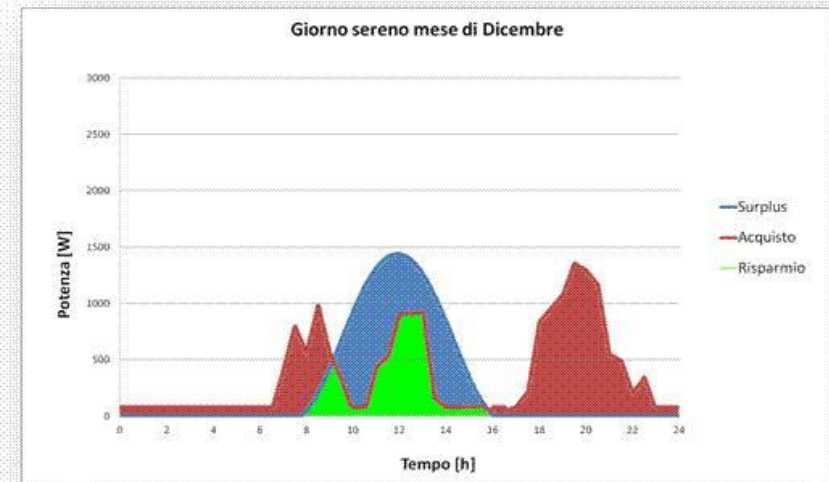
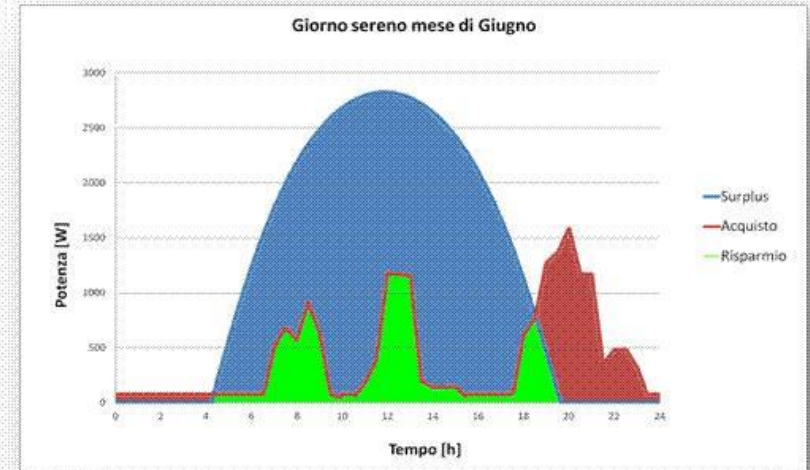
Andamenti energetici in un giorno medio di Dicembre



Considerazioni sugli andamenti energetici

Gli abachi di figura consentono di fare alcune osservazioni:

- L'acquisto di energia dall'estero avviene in **ore serali e notturne**, anche a causa dello spegnimento delle centrali italiane ormai obsolete (*conviene acquistare energia piuttosto che autoprodurla*);
- La quantità di energia importata dipende dai **consumi interni** e pertanto la loro riduzione comporta anche la riduzione dell'import energetico.
- Sono necessarie azioni di **riduzione dei consumi energetici** e di **efficientamento energetico** in tutti i settori.



Come sono riportate le notizie

QUAL **E**NERGIA.it

Redazione

RICERCA E INDUSTRIA ENERGIA

Home Clima Energia **Rinnovabili** Efficienza Fossili Nucleare Mobilità Rifiuti

 **MP** POLITECNICO DI MILANO
GRADUATE SCHOOL OF BUSINESS

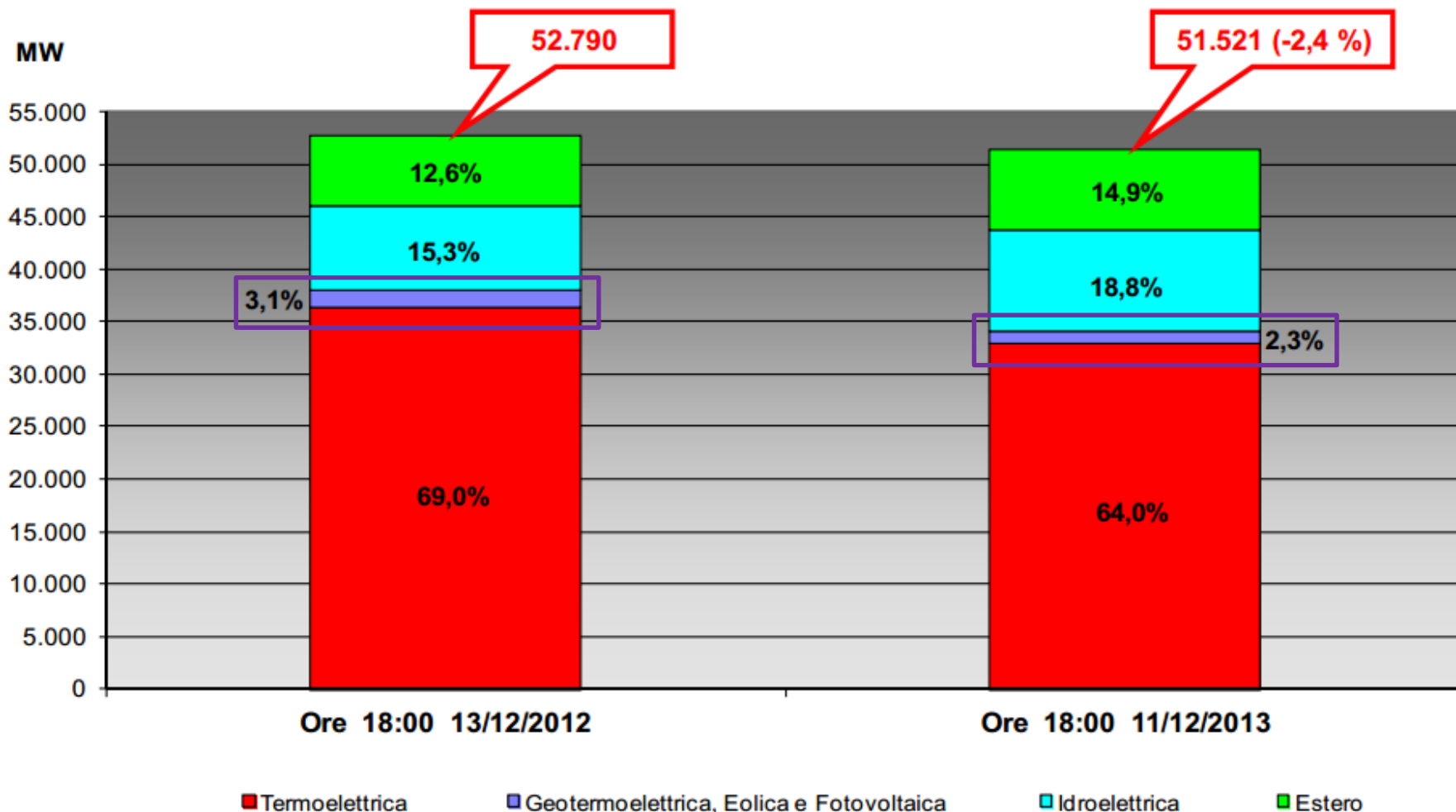
PERCORSO EXECUTIVE IN ENI

Nuova potenza elettrica in UE nel 2014: l'80% è da fonti rinnovabili

Più potenza installata da fotovoltaico che da carbone e gas sommati tra loro; l'eolico ne installa il doppio delle fossili. Su una nuova potenza elettrica di 27 GW, nel 2014 il 43,7% è da eolico e il 29,7% dal fotovoltaico. Secondo i dati EWEA il mercato dell'energia dal vento continua a crescere, ma il 60% è stato realizzato tra Germania e Regno Unito.

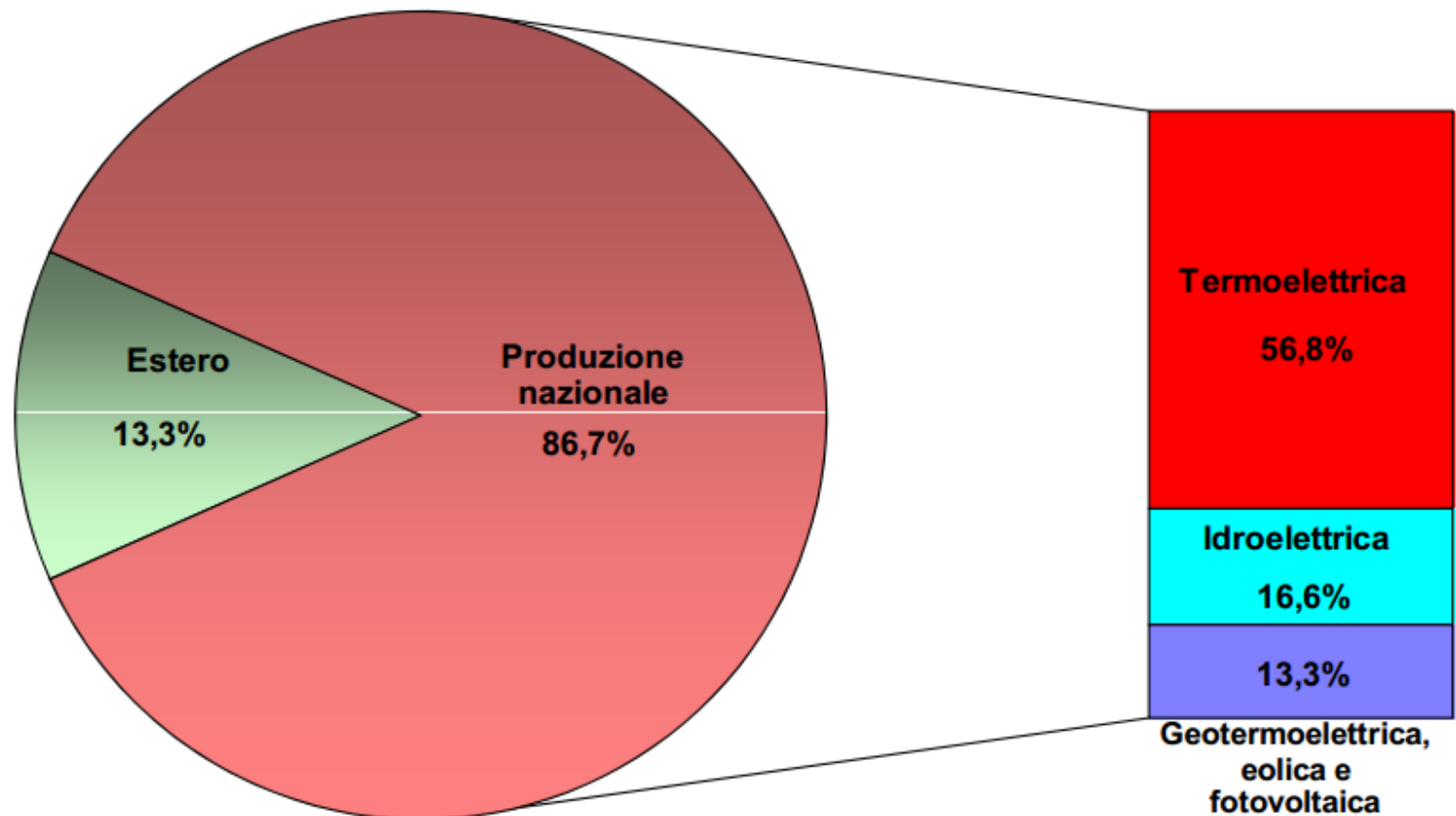
Potenza massima erogata nel giorno di punta

La copertura del **fabbisogno in potenza** nel giorno di punta del mese di dicembre
(Valori assoluti in MW, variazione % e composizione %; anni 2012-2013)



Composizione dell'offerta elettrica in Italia

La composizione % dell'offerta di **energia elettrica** dall'inizio dell'anno*



* Calcolata al netto dei servizi ausiliari delle produzioni e dei consumi per pompaggi

Bilancio Energetico al 2014

Il bilancio energetico

La richiesta di energia elettrica in Italia dall'inizio dell'anno

(GWh = milioni di kWh, valori assoluti e variazioni % rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente)

Per i dati in tabella vedi punto 6.

	1 gennaio - 31 marzo 2014	1 gennaio - 31 marzo 2013	Var. % 2014/2013
Produzione netta			
- <i>Idroelettrica</i>	12.989	9.714	+33,7
- <i>Termoelettrica</i>	42.413	50.047	-15,3
- <i>Geotermoelettrica</i>	1.339	1.273	+5,2
- <i>Eolica</i>	4.680	5.065	-7,6
- <i>Fotovoltaica</i>	4.064	3.493	+16,3
Produzione netta totale	65.485	69.592	-5,9
<i>Importazione</i>	13.667	12.458	+9,7
<i>Esportazione</i>	275	373	-26,3
Saldo estero	13.392	12.085	+10,8
Consumo pompaggi	736	511	+44,0
RICHIESTA DI ENERGIA ELETTRICA	78.141	81.166	-3,7

Caratteristiche aleatorie e problematiche delle FER

Le fonti energetiche solari ed eoliche hanno, come già visto, come caratteristica peculiare l'**aleatorietà** della disponibilità sia giornaliera che stagionale.

Di fatto ogni impianto, solare e/o fotovoltaico, raccoglie energia in funzione del **luogo, del clima e della stagione**.

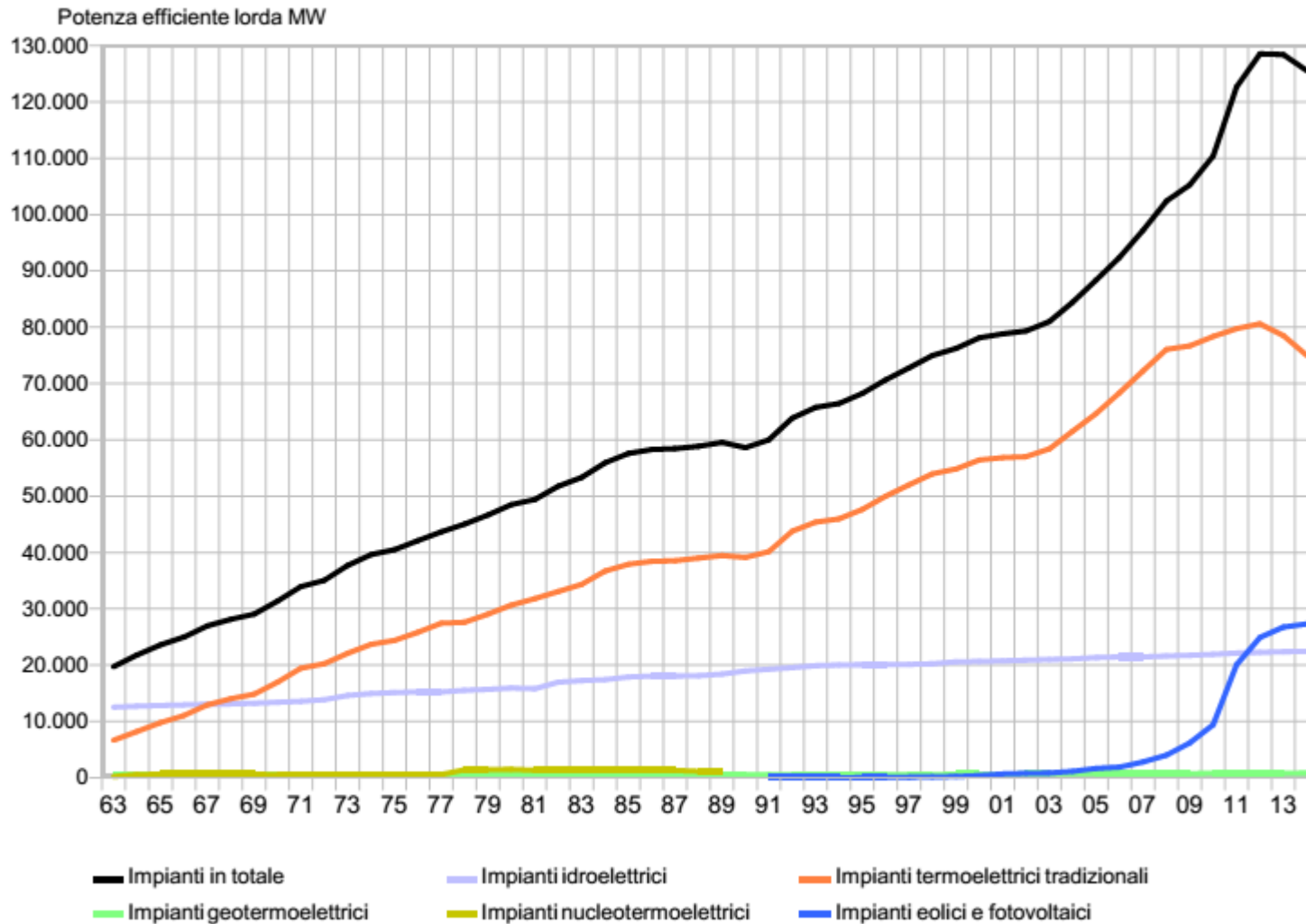
Nella tabella sottostante si ha un riepilogo (*fonte TERNA*) del numero **ore medie di utilizzo** degli impianti ad energia rinnovabili. Da questa tabella appare evidente un sotto utilizzo delle fonti solari ed eoliche (**1312** e **1855** ore/anno rispettivamente) rispetto alla produttività degli impianti termici tradizionali (8200-8000 ore/anno).

Questo significa che la **potenza nominale installata per le fonti eoliche e fotovoltaiche non corrisponde alla reale potenza fruibile**, pur avendo un costo di installazione riferito alla potenza nominale di questi impianti.

	Ore di utilizzazione			
	2009	2010	2011	2012
Idraulica	2.774	2.862	2.531	2.322
Eolica	1.573	1.748	1.563	1.855
Solare	1.163	1.195	1.325	1.312
Geotermica	7.355	7.110	7.324	7.243
Bioenergie*	3.831	3.991	3.799	3.817

Potenze nominali installate nel 2014

Fonte TERNA



Potenze nominali installate nel 2014

	Lorda			Netta			
	Produttori	Autoproduttori	Totale	Produttori	Autoproduttori	Totale	
MW							2014
idroelettrici	22.311,7	122,8	22.434,5	21.978,9	118,8	22.097,7	
termoelettrici	71.653,5	4.133,0	75.786,5	68.417,2	3.954,8	72.372,0	
<i>tradizionali</i>	70.832,5	4.133,0	74.965,5	67.649,2	3.954,8	71.604,0	
<i>geotermoelettrici</i>	821,0	-	821,0	768,0	-	768,0	
eolici	8.703,1	..	8.703,1	8.682,8	..	8.682,8	
fotovoltaici	18.609,4	-	18.609,4	18.609,4	-	18.609,4	
totale	121.277,6	4.255,8	125.533,5	117.688,2	4.073,6	121.761,8	

Potenze elettriche equivalenti medie

Impianti Fotovoltaici:

$$P_{FV} = 18609 \cdot \frac{1312}{8600} = 2838 \text{ MW}_{\text{equivalenti}}$$

Impianti Eolici:

$$P_E = 8682 \cdot \frac{1855}{8600} = 1872 \text{ MW}_{\text{equivalenti}}$$

Totale potenza equivalente:

$$P_{Totale} = 2838 + 1872 = 4711 \text{ MW}_{\text{equivalenti}}$$

Costi di impianto

Impianti Fotovoltaici:

$$P_{FV} = 18.609 \cdot 3000000 \frac{\text{€}}{\text{MW}} = 55.83 \text{ G€}$$

I pannelli FV sono per la maggior parte importati e quindi almeno il 70% di questa spesa è stata fatta all'estero. I costi iniziali erano circa doppi rispetto al valore indicato. Si tenga presente che circa **0,75 €/W_p** sono i **costi di produzione** delle celle fotovoltaiche.

Impianti Eolici:

$$P_E = 8.682 \cdot 1200000 \frac{\text{€}}{\text{MW}} = 10.42 \text{ G€}$$

L'80% di queste somme sono state spese per importare le turbine eoliche da produttori esteri. I costi iniziali erano più elevati di quanto sopra indicato

Totale costi Fotovoltaici + Eolici:

$$P_{E+FV} = 55.83 + 10.42 \approx 55.84 \text{ G€}$$

Il costo è stimato **per difetto** non avendo dati storici dei costi specifici iniziali di impianto.

Impianti Termici di pari potenza:

$$P_{TE} = 4.711 \cdot 350000 \frac{\text{€}}{\text{MW}} \approx 1.65 \text{ G€}$$

Confronto fra i costi medi degli impianti

Costi medi degli impianti:

- Impianti termoelettrici: **0.3 G€/GW**
- Impianti fotovoltaici: **1.5 G€/GW**
- Impianti eolici: **1,2 G€/GW**

Tempi medi di utilizzo:

- Impianti termoelettrici: **7800 ore/anno**
- Impianti fotovoltaici: **1400 ore/anno**
- Impianti eolici: **1600 ore/anno**

Percentuale media di produttività:

- Impianti termoelettrici: **89.1 %**
- Impianti fotovoltaici: **15.9 %**
- Impianti eolici: **18.3 %**

Valore equivalente medio per MW installato:

- Impianti termoelettrici: **0,34 G€/GW**
- Impianti fotovoltaici: **7,55 G€/GW (22.20 volte)**
- Impianti eolici: **6,55 G€/GW (19.26 volte)**

Costi di produzione dell'Energia elettrica

Il costo di produzione dell'energia elettrica dipende dal sistema di produzione.

Impianti Termoelettrici:

- **Gli impianti termoelettrici richiedono l'alimentazione del combustibile con un costo oggi basso a causa del basso costo del barile di petrolio;**
- **Gli impianti eolici e fotovoltaici non hanno costi di produzione essendo la fonte energetica (eolica e solare) gratuita.**

Tuttavia per incentivare l'installazione degli impianti eolici e fotovoltaici (che producono circa il 12% del fabbisogno energetico) sono stati elargiti incentivi economici (vedi Conto Energia) con costo globale di circa **9.8 miliardi di euro. Questi incentivi sono pagati dai cittadini mediante accise che incidono per circa il 23% del costo del kWh.**

Il costo del combustibile per le centrali termoelettriche (che producono circa il 55% dell'energia totale) è di circa **11 miliardi di euro. Occorre tenere conto che gran parte delle centrali termoelettriche italiane sono basate sul ciclo Hirn con spillamenti con rendimenti bassi (40-42%).**

Le nuove centrali basate su cicli combinati hanno rendimento notevolmente più elevati (55-60%). Un piano di aggiornamento delle attuali centrali obsolete porterebbe ad avere un rendimento di impianto superiore del 40-60% rispetto agli attuali valori con notevole riduzione, a parità di potenza installata, dei consumi di combustibili.

Qualche confronto utile

Se consideriamo le **batterie** AA di normale uso si ha la situazione di tabella riguardo l'energia resa. Se facciamo riferimento ad una resa di **1 Wh** con un costo medio di **0,5 €** si ha un costo complessivo di **500 €/kWh** (confrontato al costo di **0.33 €/kWh** di rete si ha un costo **1515 volte superiore**), cioè si ha un costo al di fuori di qualunque raffronto possibile con i costi dell'energia elettrica acquistata dalla rete.

Eppure tutti noi utilizziamo le batterie per vari utilizzi (radio portatili, apparecchi elettronici per computer, ...) , quasi sempre perché non sono disponibile altre fonti energetiche.

Possiamo dire allora che **se non abbiamo alternative** anche l'utilizzo di costosissime batterie è giustificato.

Tipo di batteria	Tensione media nella scarica (V)	milli-Amp ora (mAh)	Watt-ore Wh	Joules J
Alcaline	1.225	1150	1.41	5071
Carbone-zinco	1.1	320	0.35	1268
Nickel-Cadmio	1.2	300	0.36	1296
NiMH	1.2	800	0.96	3456

Fonti energetiche in località non servite dalla rete

Se siamo in un'isola o in una qualsivoglia località non servita dalla rete elettrica (*in figura Vulcano, impianti da 750 kWp*) allora un **impianto ad energia solare** con pannelli fotovoltaici risolve il problema della fornitura di energia elettrica alla comunità, pur se con costi elevati.



IMPIANTI SOLARI TERMICI CALCOLO DELLA RADIAZIONE

PROF. ING. GIULIANO CAMMARATA

L'energia solare

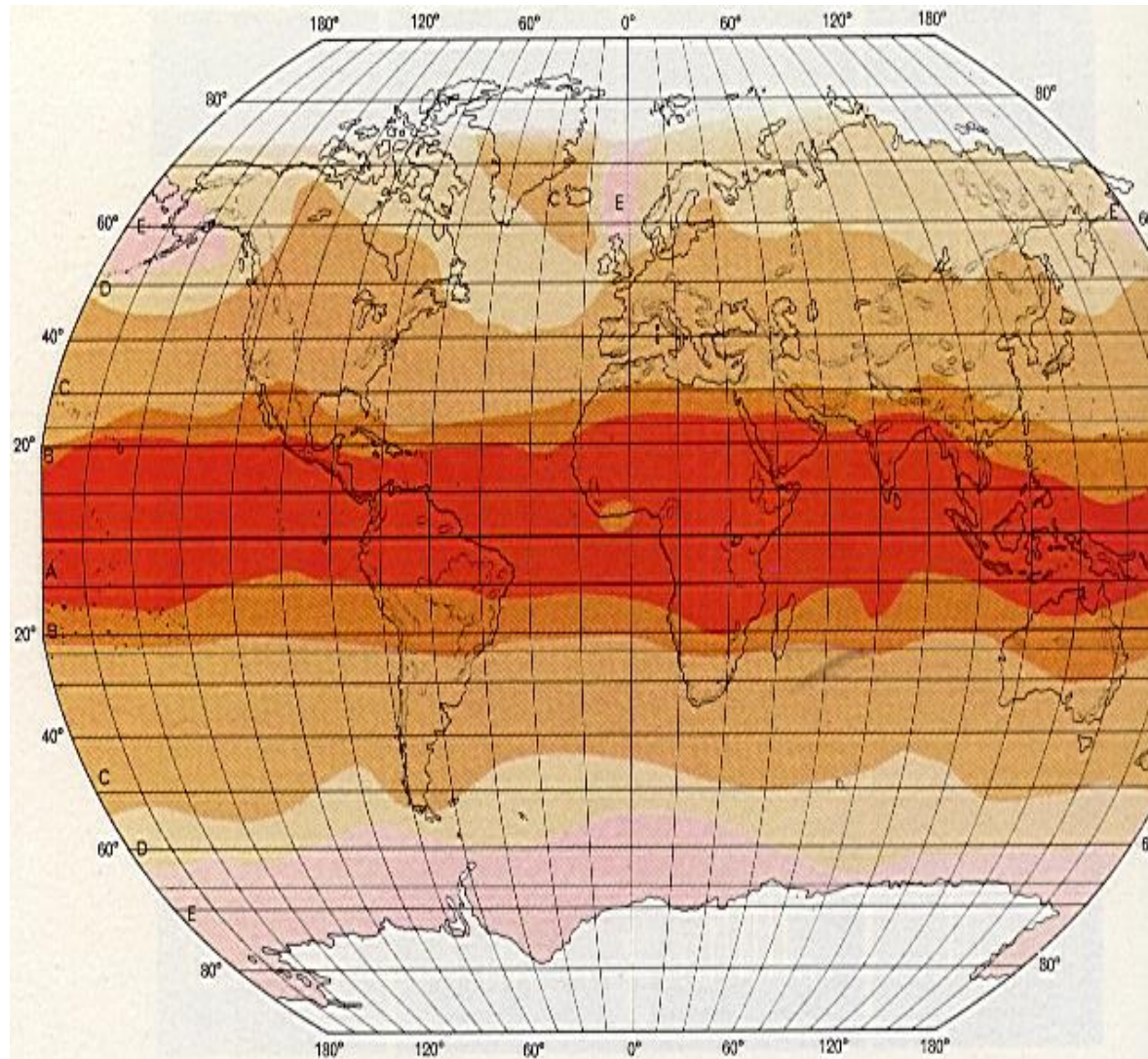
Principali vantaggi

- fonte primaria per la vita sulla terra
- è disponibile in quantità superiore al fabbisogno terrestre
- è gratuita
- diffusa ampiamente nel pianeta
- inesauribile
- basso impatto ambientale

Principali svantaggi

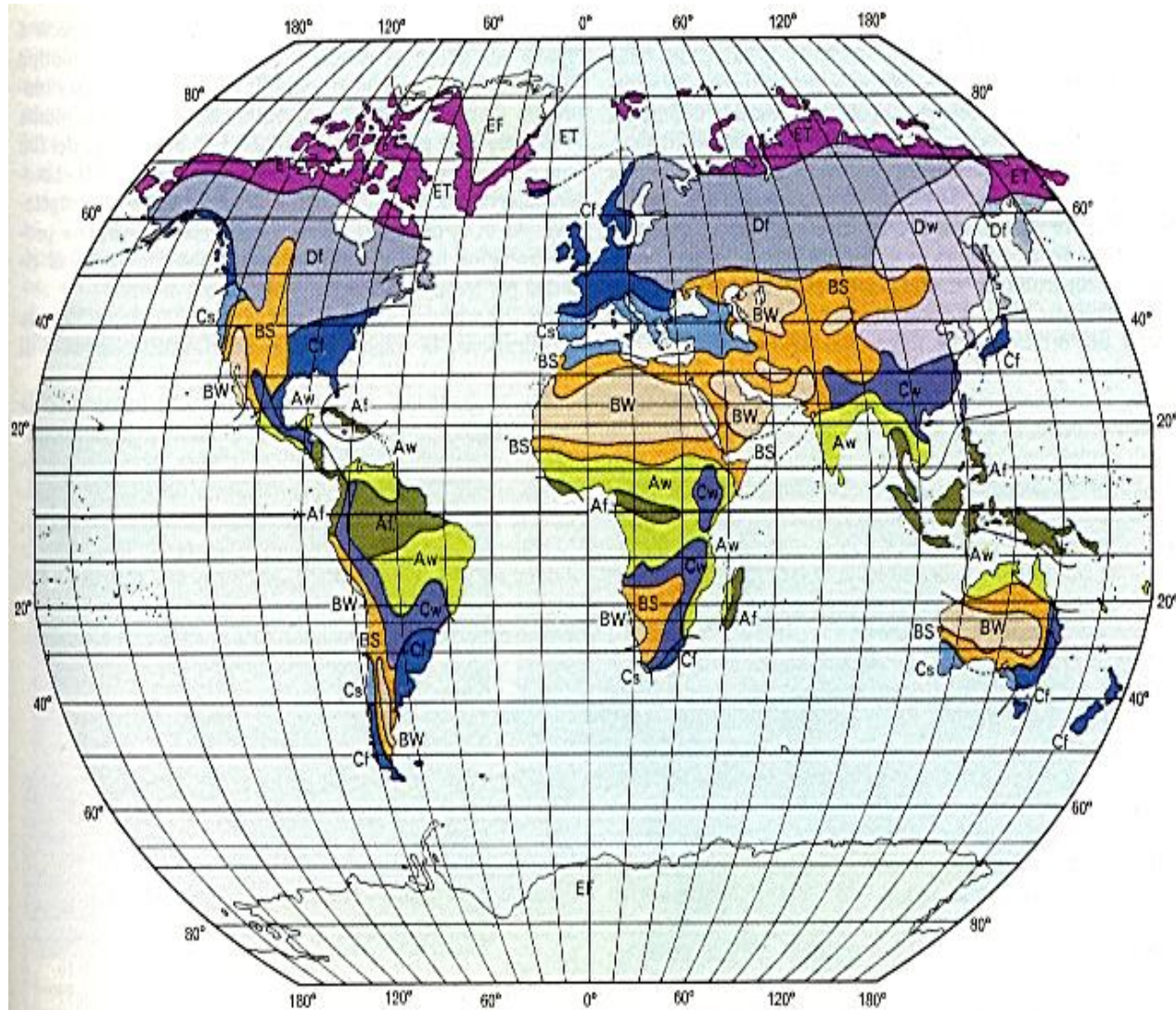
- disponibilità variabile in modo aleatorio
- generalmente non in fase con i fabbisogni
- bassa densità di potenza (in termini di W/m^2)
- lo sfruttamento richiede tecnologie costose
- la progettazione degli impianti non è standard e dipende dalle condizioni locali

Guadagni solari netti sulla Terra



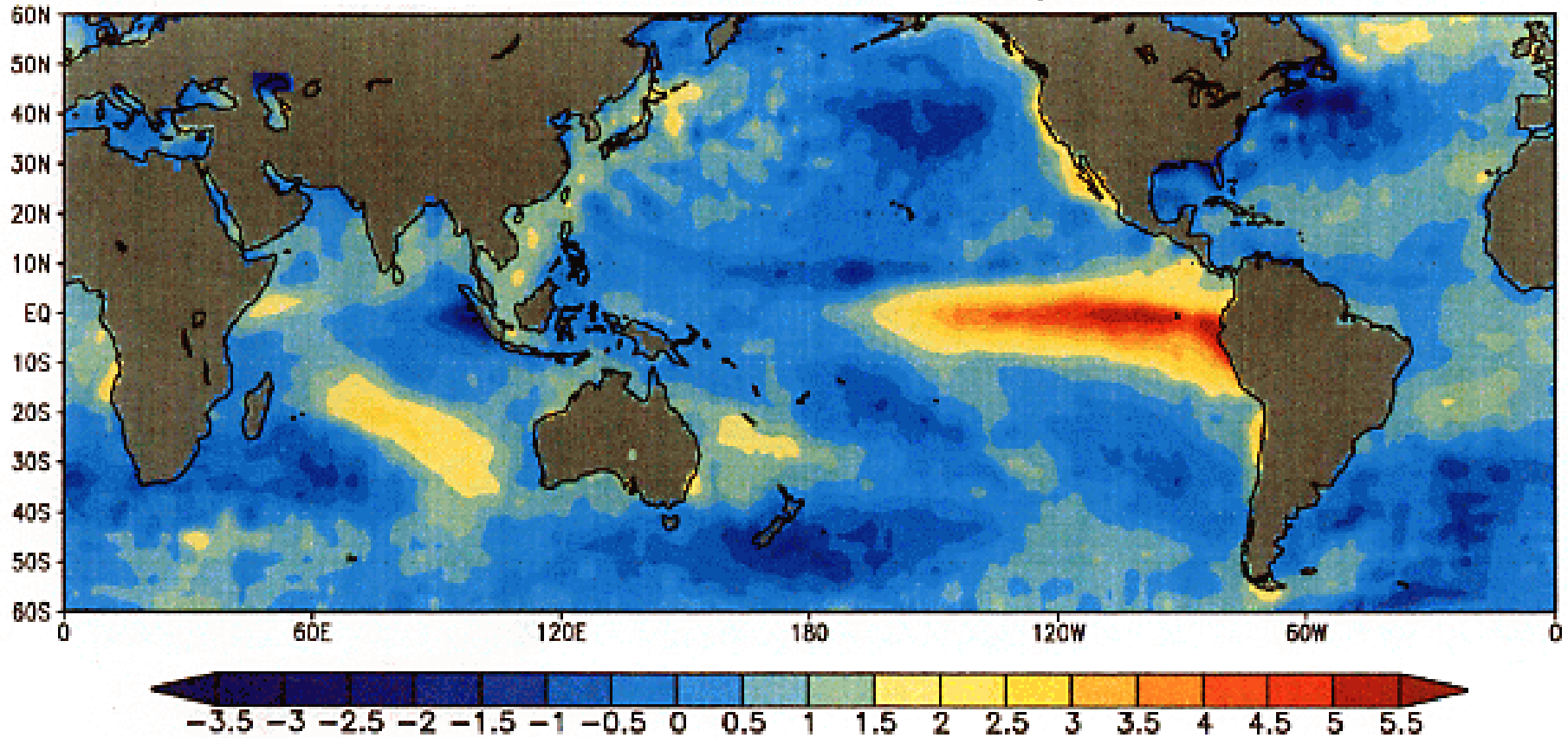
Distribuzione mondiale della radiazione netta: A, guadagno netto in tutti i mesi; B, guadagno netto nella maggior parte dei mesi, perdita non superiore a $5 \text{ cal/cm}^2 \text{ min}$; C, ampie variazioni con guadagni e perdite superiori a $5 \text{ cal/cm}^2 \text{ min}$; D, perdita netta nella maggior parte dei mesi, guadagno non superiore a $5 \text{ cal/cm}^2 \text{ min}$; E, perdita netta in tutti i mesi dell'anno (da G. C. Simpson, *ma*

Le regioni climatiche



Regioni climatiche secondo la classificazione di Köppen. Climi umidi tropicali: Af, della foresta pluviale; Aw, della savana. Climi aridi: BS, steppico; BW, desertico. Climi umidi temperati caldi: Cf, temperato umido; Cw, caldo con inverno secco; Cs, caldo con estate secca. Climi boreali: Df, freddo con inverno umido; Dw, freddo con inverno secco. Climi nivali: ET, della tundra; EF, del gelo perenne.

El Niño



Calcolo della radiazione solare

Se si considera la Terra come una grande sfera nello spazio in movimento attorno al sole e si applicano le regole della geografia astronomica allora si può calcolare con grande precisione l'irraggiamento solare che risulta dato da:

$$I_o = I_{cs} r \cos \theta$$

ove si ha:

- I_{cs} costante solare pari a **1353** W/m²;
- R correzione per variazione della distanza terra-sole;
- $\cos \theta$ angolo di inclinazione rispetto alla normale alla superficie terrestre.

La correzione per distanza terra-sole è data da:

$$r = 1 + 0.033 \cos \left(\frac{360n}{365} \right)$$

essendo n il giorno giuliano.

Si definisce *angolo solare* ω l'angolo corrispondente allo spostamento relativo del sole nelle 24 ore per cui si ha $\omega = 15$ °/ora. L'irraggiamento extraterrestre varia da un minimo di 1325 W/m² a 1415 W/m² durante l'anno. L'intensità giornaliera extra-atmosferica della irradiazione solare è data dall'integrale della prima relazione estesa dall'alba al tramonto e quindi da:

$$H_o = \int_{-\omega_s}^{\omega_s} I_o d \left(\frac{24}{2\pi} \omega \right)$$

Calcolo della radiazione solare

In geografia astronomica, nota la latitudine φ di un sito, si definisce **declinazione solare** l'angolo rispetto al piano orizzontale corrispondente all'altezza massima del sole e si indica con δ ed è dato, indicando con n il giorno giuliano, dalla relazione:

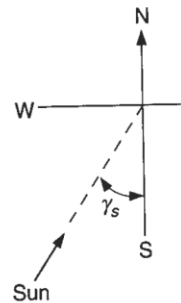
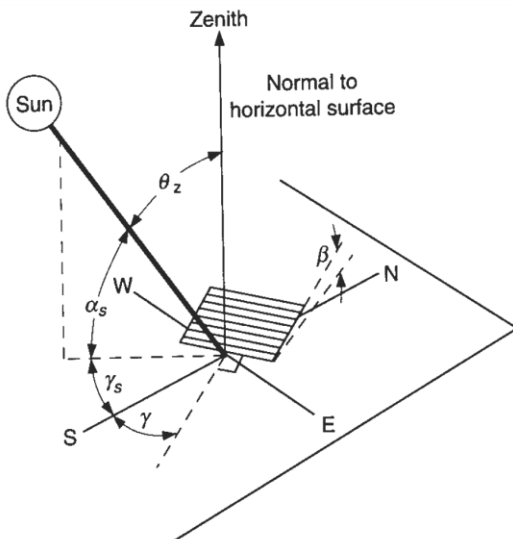
$$\delta = 23.45 \sin\left(360 \frac{284+n}{365}\right)$$

Pertanto si dimostra che la radiazione media giornaliera extra - atmosferica è data dalla relazione:

$$H_o = \frac{24}{2\pi} rI_{cs} \int_{-\omega_s}^{\omega_s} (\cos \varphi \cos \delta \cos \omega + \sin \varphi \sin \delta) d\omega = \frac{24}{2\pi} rI_{cs} \left(\cos \varphi \cos \delta \sin \omega_s + \frac{\pi}{180} \omega_s \sin \varphi \sin \delta \right)$$

Per una superficie generica è necessario calcolare l'angolo di inclinazione solare θ che, mediante considerazioni di trigonometria sferica, dati la latitudine φ la declinazione δ e l'angolo solare ω , è dato dalla relazione:

$$\cos \theta = \cos \varphi \cos \beta \cos \omega + \sin \varphi \sin \beta \cos \gamma \cos \delta \cos \omega + \sin \beta \sin \gamma \cos \delta \sin \omega + \sin \varphi \cos \beta \sin \delta - \cos \varphi \sin \beta \cos \gamma \sin \delta$$



β **angolo di inclinazione** della superficie rispetto al piano orizzontale, ; $\beta > 90^\circ$ significa superficie rivolta verso il basso;

γ **angolo azimutale** dato dalla deviazione rispetto al meridiano locale della proiezione sul piano orizzontale della normale alla superficie: *azimut 0* significa superficie rivolta a sud, per superficie rivolta ad est si hanno valori negativi e positivi se rivolte ad ovest, pertanto è ;

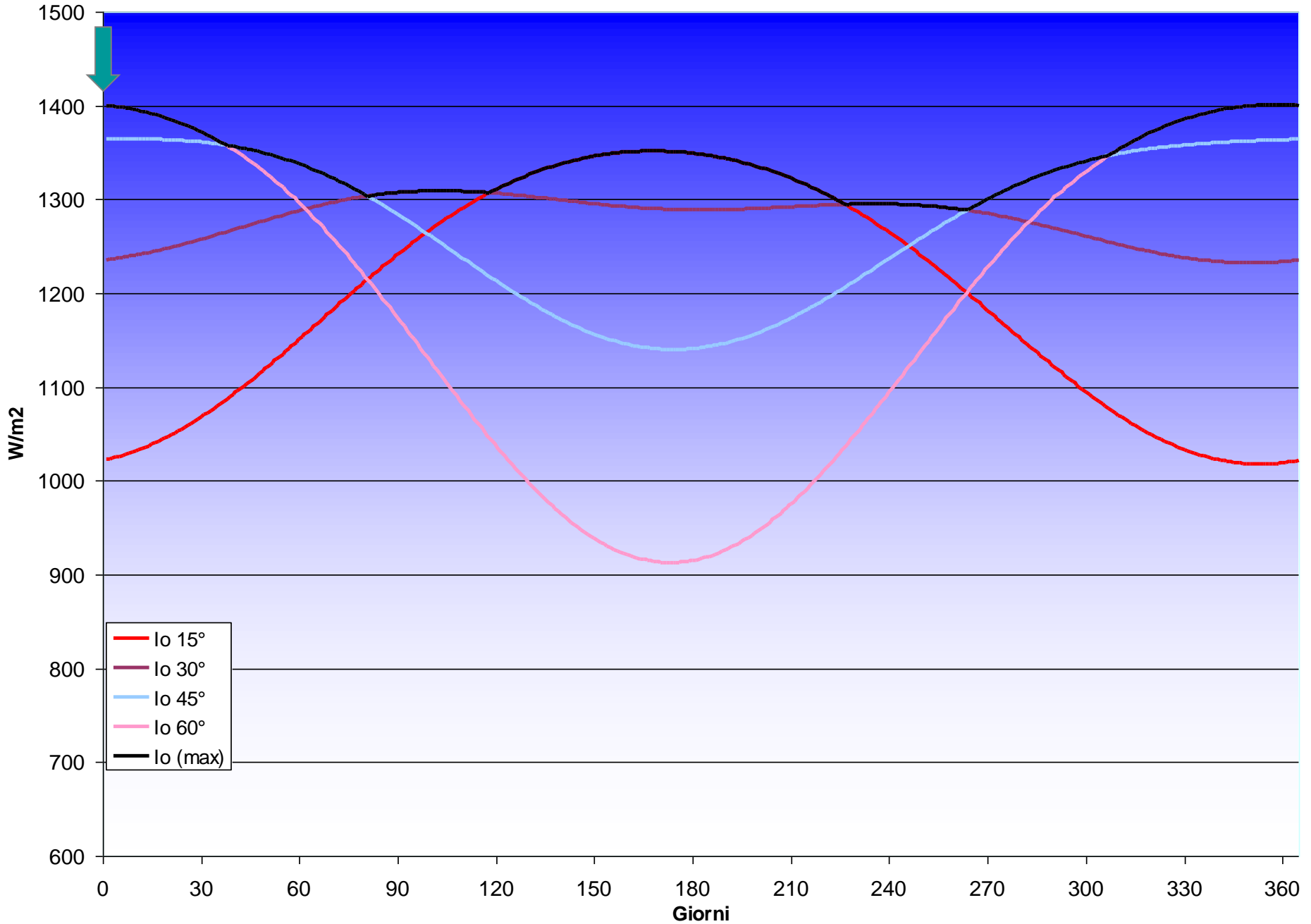
ω **angolo solare**, 15° per ogni ora di spostamento apparente del sole verso est o verso ovest;

δ **angolo di declinazione** dato dalla posizione del sole a mezzogiorno rispetto al piano dell'equatore, considerato positivo verso nord e variabile fra ;

θ **angolo di incidenza** fra la radiazione solare sulla superficie e la normale alla stessa superficie;

φ **latitudine** cioè la posizione angolare a nord (positiva) o a sud (negativa) dell'equatore e variabile fra ;

Valori Irraggiamento Solare Extra-Atmosferici



Calcolo della radiazione solare

L'irradiazione su superficie inclinata β è data dalla relazione:

$$H_{o\beta} = \frac{24}{\pi} rI_{cs} \left[\cos(\varphi - \beta) \cos \delta \sin \omega'_s + \frac{\pi}{180} \sin(\varphi - \beta) \sin \delta \right]$$

Viene definito il rapporto fra i valori medi giornalieri delle due irradiazioni (su piano inclinato e su piano orizzontale):

$$R_b = \frac{\cos(\varphi - \beta) \cos \delta \sin \omega'_s + \frac{\pi}{180} \sin(\varphi - \beta) \sin \delta}{\cos \varphi \cos \delta \sin \omega_s + \frac{\pi}{180} \omega_s \sin \varphi \sin \delta}$$

Con \bar{R}_b si indica il valore medio mensile. Su una superficie inclinata arriva, oltre alla radiazione diretta, anche la radiazione diffusa dal cielo e quella riflessa. Ciascuna di queste due ultime componenti risulta in genere di difficile valutazione.

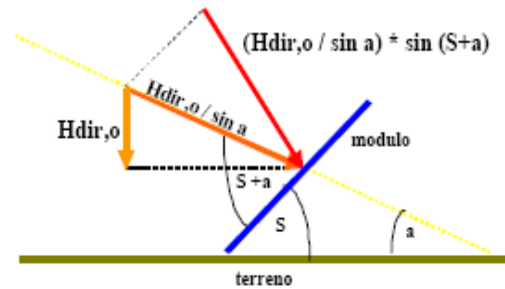
Possiamo, però, supporre che il cielo abbia un comportamento isotropico e pertanto queste valutazioni risultano semplificate. In particolare la radiazione riflessa non ha una formulazione unica potendo questa variare, ad esempio, per effetto di edifici o corpi riflettenti vicini alla superficie considerata. Possiamo in genere scrivere la relazione:

$$A_c I_T = I_b R_b A_c + I_{d, isotropica} A_s F_{s-c} + \sum_i I_i \rho_i A_i F_{i-c}$$

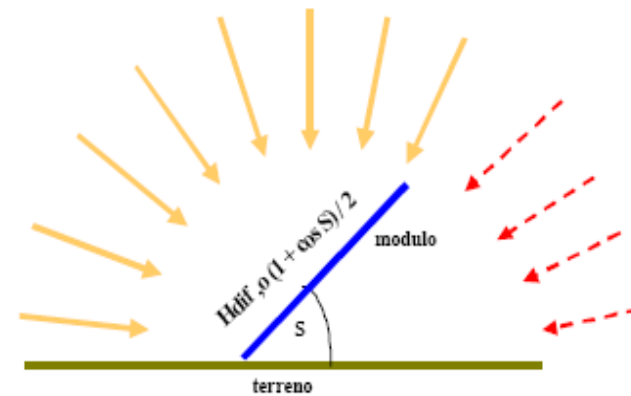
ove il primo termine a secondo membro rappresenta la radiazione diretta sulla superficie A_c , il secondo termine la radiazione diffusa isotropica e l'ultimo termine la radiazione diffusa dalle superfici circostanti a quella considerata.

Le componenti della radiazione solare

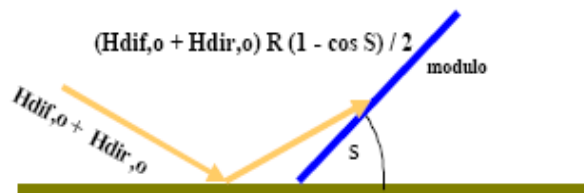
LA COMPONENTE DIRETTA



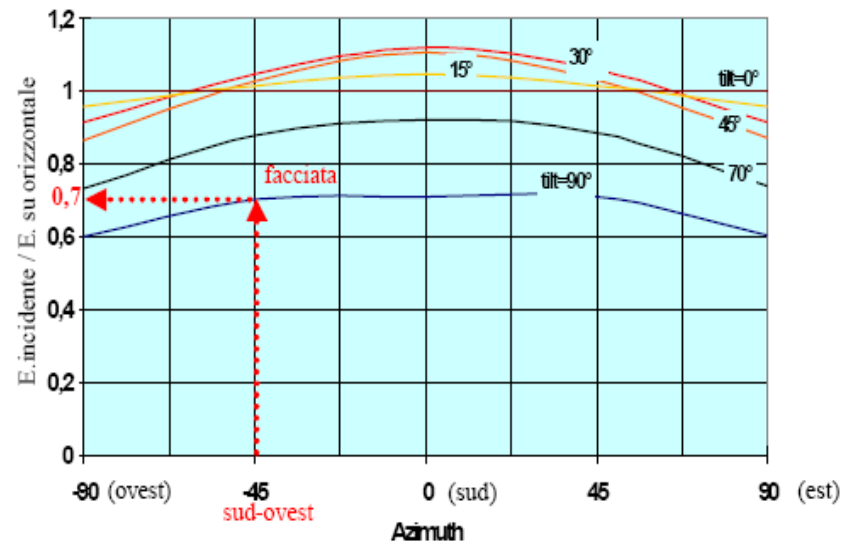
LA COMPONENTE DIFFUSA



LA COMPONENTE RIFLESSA



Superficie	Riflettanza (R)
Terra	0,15
Neve	0,75
Erba	0,25
Catrame	0,13
Ghiaia	0,60



Calcolo della radiazione solare

Con F_{s-c} e F_{i-c} si sono indicati i fattori di forma superficie-cielo e superficie-corpi vicini. Il modello di radiazione diffusa isotropica è stato proposto da *Liu e Jordan (1963)*: la radiazione totale su una superficie inclinata è composta ancora da tre termini: diretta, diffusa isotropica e diffusa dal terreno. Il termine relativo alla riflessione va calcolato caso per caso in funzione delle geometrie di scambio radiativo con le superfici vicine utilizzando i fattori di forma visti in precedenza. Per una superficie inclinata β il fattore di forma F_{s-c} è facilmente calcolabile e risulta pari a:

$$F_{c-s} = \frac{1 + \cos \beta}{2}$$

e, nell'ipotesi di cielo isotropo, si può anche dire che esso è anche il rapporto R_d fra la radiazione

diffusa sul piano inclinato e quella sul piano orizzontale. Il fattore di vista superficie-terreno è pari a:

$$F_{s-t} = \frac{1 - \cos \beta}{2}$$

La radiazione totale sulla superficie inclinata β risulta data dalla relazione:

$$I_T = I_b R_b + I_d R_d + I_t R_t = I_b R_b + I_d \frac{1 + \cos \beta}{2} + I_t \rho_t \frac{1 - \cos \beta}{2}$$

ove si è definito, analogamente a quanto fatto per R_d il rapporto R_t fra la radiazione diffusa dal terreno sulla superficie inclinata rispetto a quella sul piano orizzontale e pari a F_{s-t} . Ancora in analogia alle precedenti definizioni, possiamo indicare con R il rapporto fra la radiazione totale sulla superficie inclinata β rispetto a quella sul piano orizzontale che risulta data da:

$$R = \frac{I_b}{I} R_b + \frac{I_d}{I} \frac{1 + \cos \beta}{2} + \rho_t \frac{1 - \cos \beta}{2}$$

Calcolo della radiazione solare

Ai fini del calcolo degli impianti solari occorre calcolare la radiazione solare media giornaliera mensile H_T . Pertanto possiamo parafrasare quanto detto sopra per il calcolo di I_T sommando i contributi della radiazione diretta e di quella diffusa dal cielo e dal terreno. Le equazioni divengono le seguenti:

$$\bar{H}_T = \bar{H} \left(1 - \frac{\bar{H}_d}{\bar{H}} \right) R_b + \bar{H}_d \frac{1 + \cos \beta}{2} + \bar{H} \rho_t \frac{1 - \cos \beta}{2}$$

e per il rapporto R medio la relazione:

$$\bar{R} = \frac{\bar{H}_T}{\bar{H}} = \left(1 - \frac{\bar{H}_d}{\bar{H}} \right) R_b + \frac{\bar{H}_d}{\bar{H}} \frac{1 + \cos \beta}{2} + \rho_t \frac{1 - \cos \beta}{2}$$

Il rapporto fra la radiazione media diretta sulla superficie inclinata e quella su superficie orizzontale è indicato con $\bar{R}_b = \frac{\bar{H}_{bT}}{\bar{H}_h}$ ed è funzione della trasparenza atmosferica. Liu e Jordan propongono di calcolare questo rapporto supponendo che l'atmosfera sia assente e pertanto, per una superficie nell'emisfero boreale e rivolta verso l'equatore, cioè con $\gamma=0^\circ$ si ha:

$$\bar{R}_b = \frac{\cos(\varphi - \beta) \cos \delta \sin \omega'_s + \frac{\pi}{180} \sin(\varphi - \beta) \sin \delta}{\cos \varphi \cos \delta \sin \omega_s + \frac{\pi}{180} \omega_s \sin \varphi \sin \delta}$$

ove ω' è l'angolo solare per l'alba e il tramonto calcolato nel giorno medio del mese e dato dalla relazione:

$$\omega'_s = \min \left[\begin{array}{l} \cos^{-1}(-\tan \phi \tan \delta) \\ \cos^{-1}(-\tan(\phi - \beta) \tan \delta) \end{array} \right]$$

Ove con *min* si intende il minore dei due valori in parentesi quadra.

Calcolo della radiazione

Il rapporto può essere calcolato nota che sia la *trasparenza atmosferica* data da:

$$\bar{K}_T = \frac{H}{H_o}$$

La *trasparenza* dipende dal sito, dalla torbidità atmosferica (presenza di industrie, smog, ...), presenza di vapore (per nebbia, per presenza di laghi o del mare) e pertanto non si può fornire una correlazione universale per il suo calcolo. Hottel (1976) ha presentato un metodo semplificato per il calcolo della radiazione solare diretta trasmessa attraverso un'atmosfera chiara e che prende in esame l'angolo zenitale, l'altitudine e tipologie climatiche. La trasmittanza solare diretta atmosferica è definita dalla relazione:

$$\tau_b = \frac{H_d}{H_o} = a_o + a_1 e^{-k/\cos \vartheta_z}$$

ove le costanti a_o , a_1 , k per atmosfera standard (con 23 km di visibilità) sono determinate dalla costanti (valide per altitudini inferiori a 2500 m s.l.m.):

$$a_o^* = 0.4237 - 0.00821(1 - A)^2$$

$$a_1^* = 0.5055 + 0.00595(6.5 - A)^2$$

$$k^* = 0.2711 + 0.01858(2.5 - A)^2$$

con A altitudine (in km) dell'osservatore.

Calcolo della radiazione

Partendo dai valori delle costanti asteriscate si applicano opportuni fattori correttivi per tenere conto delle tipologie climatiche dati in tabella:

Tipo di Clima	$r_o = a_o/a_o^*$	$r_1 = a_1/a_1^*$	$r_k = k/k^*$
Tropicale	0.95	0.98	1.02
Estivo di mezza latitudine	0.97	0.99	1.02
Estivo subartico	0.99	0.99	1.01
Invernale di mezza latitudine	1.03	1.01	1.00

Pertanto, la radiazione diretta per cielo pulito è data dalla relazione:

$$I_{cd} = I_o \tau_d \cos \vartheta_z$$

con I_o dato dalla relazione vista in precedenza. Analoghe relazioni valgono per gli irraggiamenti orari o giornalieri o medi mensili. Liu e Jordan hanno presentato una teoria secondo la quale la trasparenza oraria $k_T = I/I_o$ o giornaliera $K_T = H/H_o$ dell'atmosfera presenta andamenti statistici simili per luoghi aventi la stessa trasparenza media mensile

$$\bar{K}_T = \bar{H}/\bar{H}_o$$

In particolare definite la trasparenze dirette e diffuse come:

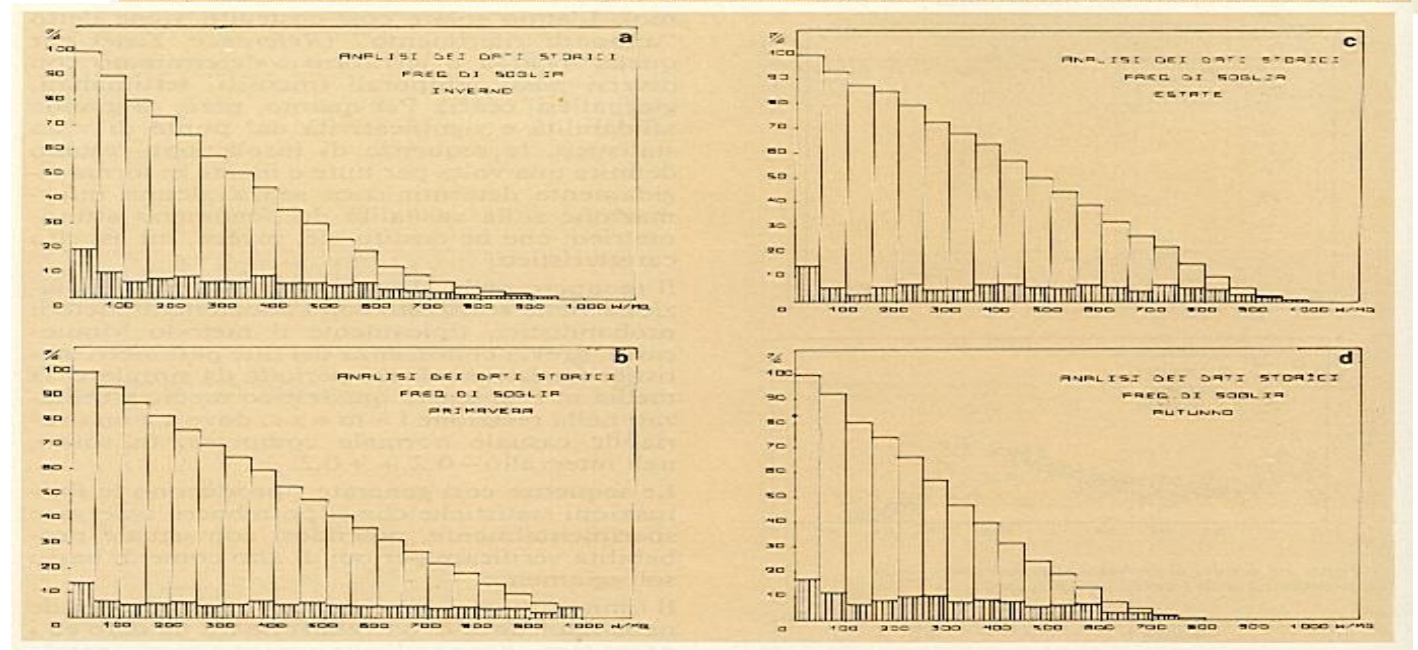
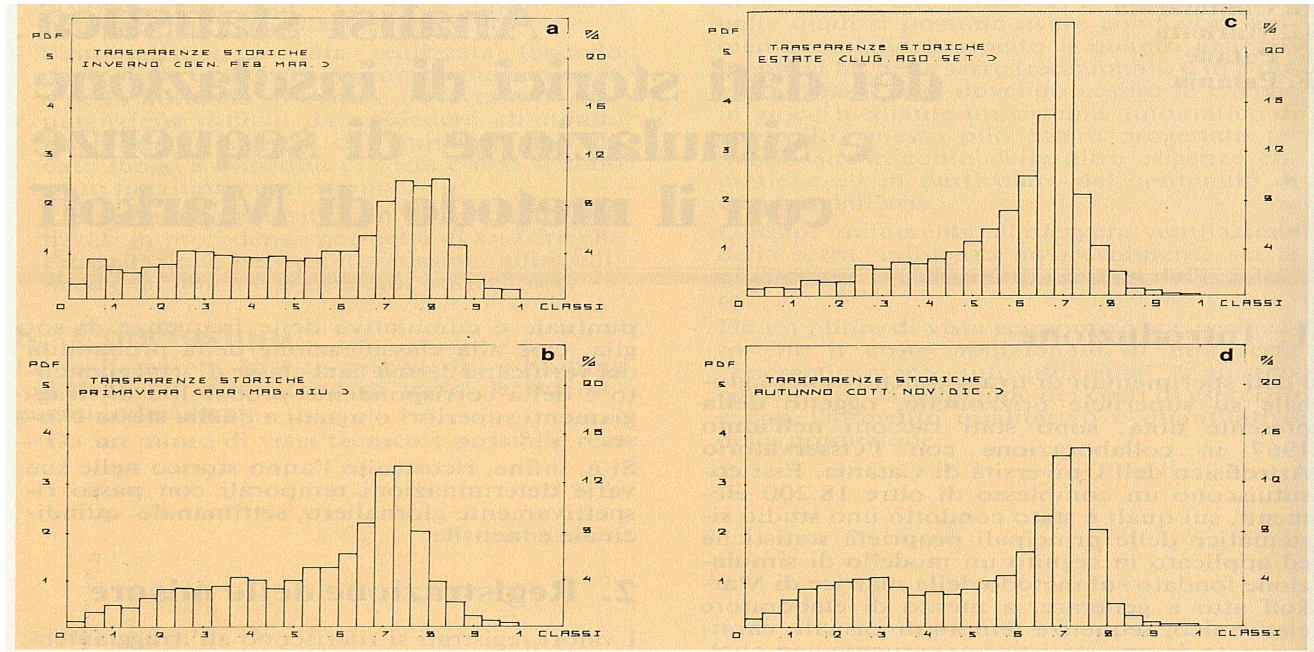
$$K_D = \frac{D_o}{H_{eo}} \quad K_T = \frac{H_o}{H_{eo}}$$

ove D e H_o sono le radiazioni diffuse e totali sul piano orizzontali nell'atmosfera e H_{eo} la radiazione totale giornaliera sul piano orizzontale extra atmosferica. Liu e Jordan propongono la relazione:

$$K_D = 0.124 + 0.677K_T - 3.256K_T^2 + 6.881K_T^3 - 4.917K_T^4 - 0.427K_T^5$$

Trasparenza nella zona di Catania

Valori sperimentali



Fenomeni che modificano la Trasparenza

La radiazione solare extraterrestre non è tutta disponibile sulla superficie terrestre poiché l'atmosfera modifica, spesso anche fortemente, la radiazione solare attenuandola per effetto degli assorbimenti dei gas che la compongono. Viene indicata *massa d'aria* il rapporto fra la massa dell'atmosfera attraversata dalle radiazioni solari e la massa corrispondente alla posizione dello Zenith del sole (cioè perpendicolare, ove possibile). A livello del mare $m=1$ quando il sole è allo Zenith ed $m=2$ per un angolo di 60° . Per un angolo zenitale variabile fra 0 e 70° si ha, con buona approssimazione, la relazione:

$$m = \frac{1}{\cos \theta_z}$$

L'atmosfera modifica la radiazione solare mediante due meccanismi.

Scattering (Diffusione) atmosferico

Quando la radiazione solare attraversa l'atmosfera interagisce con le molecole dell'aria (principalmente del vapore d'acqua e gocce varie) e con la polvere determinando il fenomeno dello *scattering* cioè della diffusione dei raggi solari. Questo fenomeno dipende dal numero di particelle con le quali la radiazione viene a contatto e le dimensioni di queste particelle rispetto alla lunghezza d'onda λ delle stesse radiazioni. La lunghezza del cammino della radiazione attraverso le molecole dell'aria è descritto dalla *massa d'aria* mentre le particelle di aria e di polvere dipendono anche dalle condizioni locali e temporali dell'atmosfera. Il risultato dello *scattering* è la perdita di coerenza direzionale dei raggi solari che, invece, provengono da tutte le direzioni dello spazio.

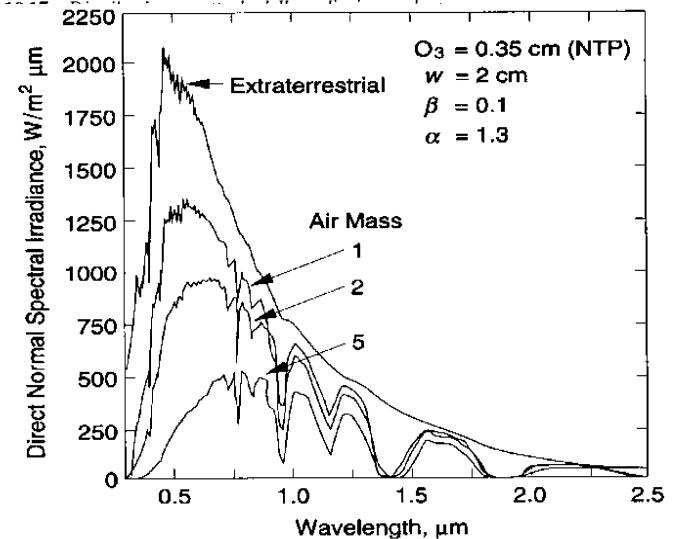
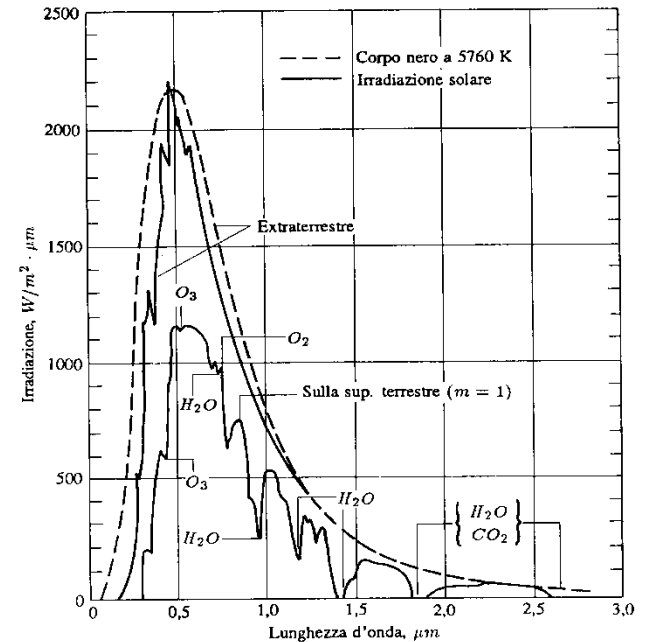
Fenomeni che modificano la Trasparenza

Assorbimento atmosferico

La radiazione solare subisce diversi fenomeni di assorbimento nell'attraversare l'atmosfera (vedi figura) a causa delle interazioni con i gas presenti. L'assorbimento è dovuto in modo preponderante all'ozono nel campo dell'ultravioletto ($\lambda < 0,38 \mu\text{m}$) e al vapore d'acqua e il biossido di carbonio nell'infrarosso ($\lambda > 0,78 \mu\text{m}$). In particolare l'ozono assorbe quasi del tutto la radiazione per $\lambda < 0,29 \mu\text{m}$

Influenza della *massa d'aria*

Al crescere della massa d'aria da 0 (radiazione extraterrestre) fino al valore 5 (atmosfera con bassa *turbidità*) si ha una progressiva attenuazione della radiazione al suolo. Si osservi anche il progressivo spostamento verso lunghezze d'onda maggiore, ciò che provoca il caratteristico colore rossastro all'alba e al tramonto.

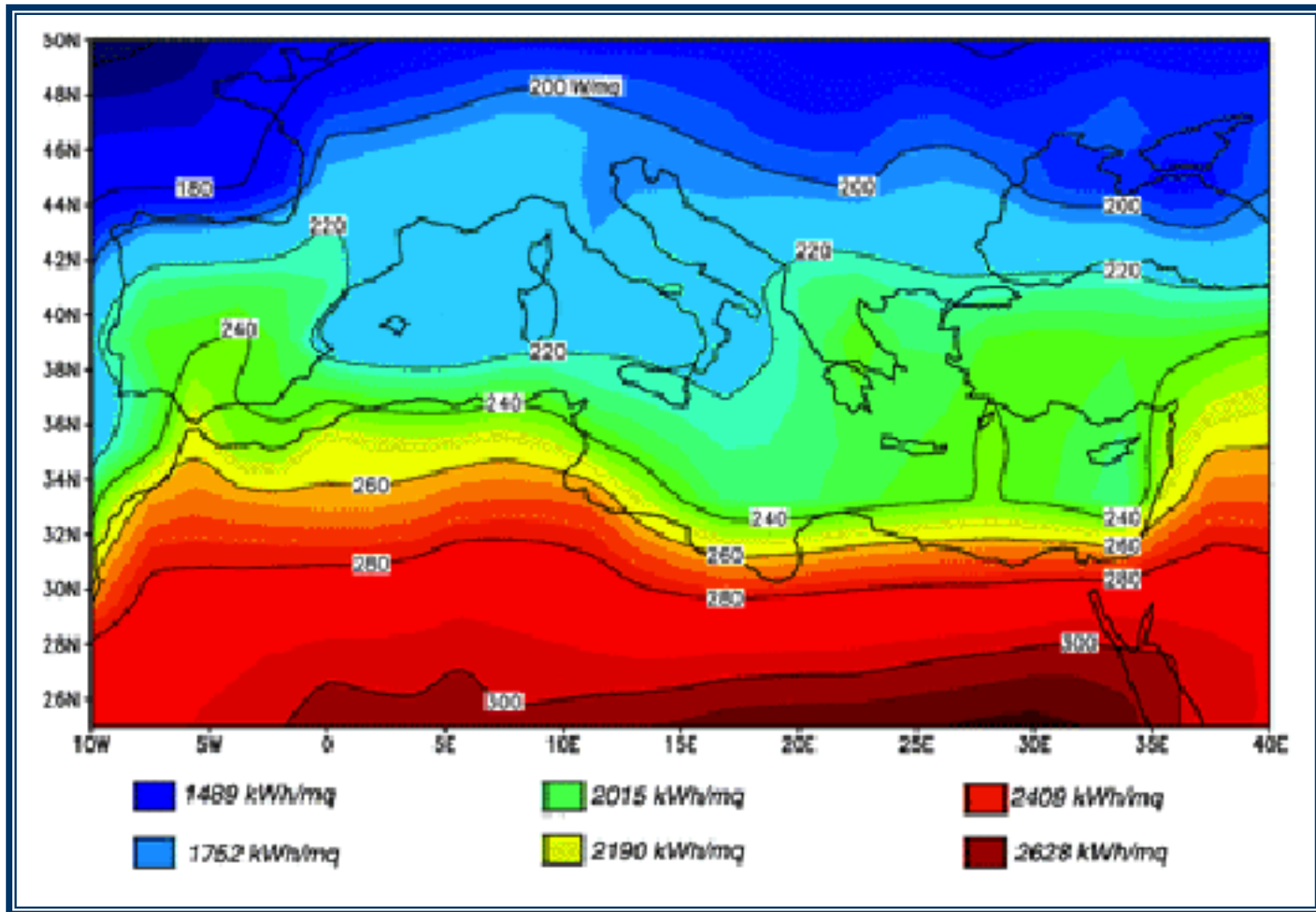


Radiazione in Italia

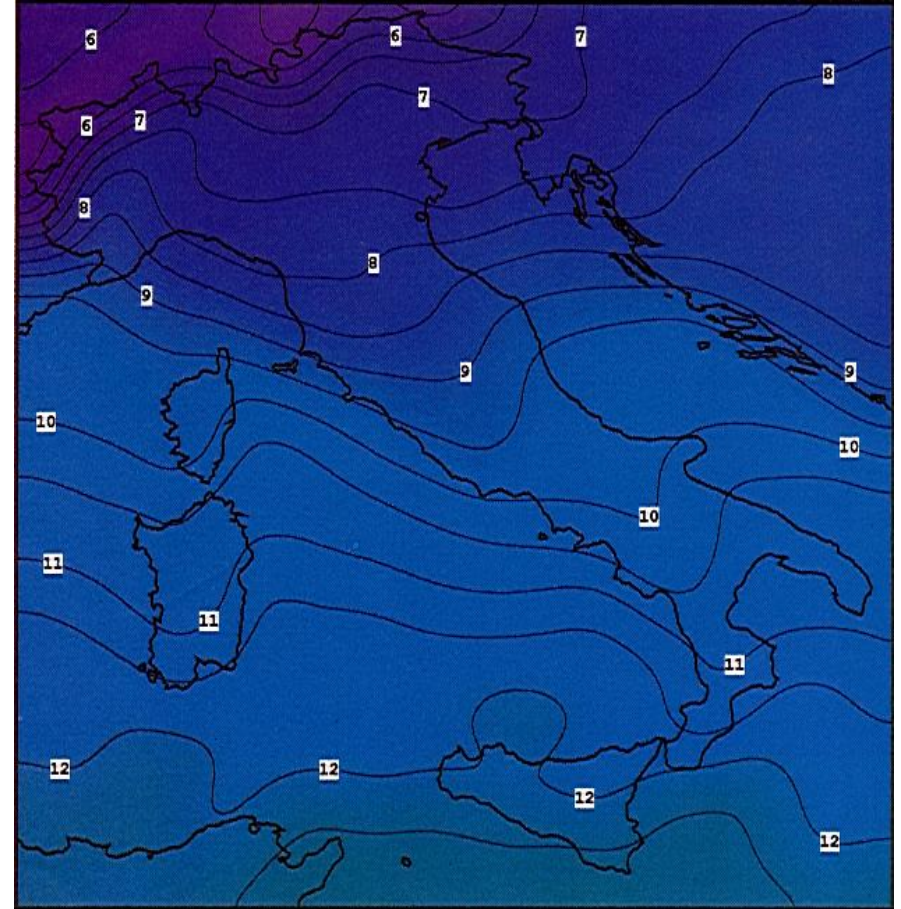
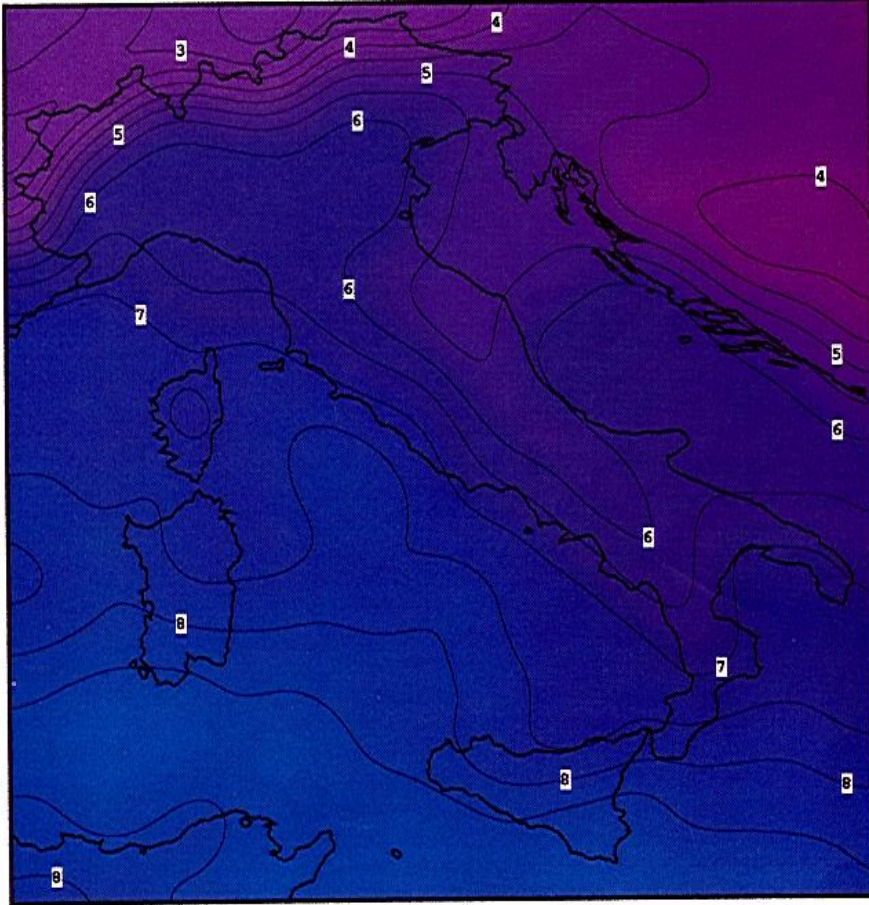
RADIAZIONE GIORNALIERA MEDIA MENSILE SULL' ITALIA NEL 1995 (MJ/m²giorno)

latitud	longitud	altit	prov	Comune	Gen	Feb	Mar	Apr	Mag	Giu	Lug	Ago	Set	Ott	Nov	Dic
38 05	13 17	310	PA	Monreale	7.8	12.1	14.8	18.9	22.6	23.8	24.1	21.2	17.0	13.3	8.2	7.5
38 07	13 22	14	PA	Palermo	7.8	12.1	14.8	18.9	22.6	23.8	24.1	21.1	16.9	13.3	8.2	7.5
38 03	13 07	175	PA	Partinico	7.9	12.0	14.9	19.0	22.6	23.7	24.2	21.2	17.0	13.3	8.3	7.6
38 00	13 17	720	PA	Piana degli Albanesi	7.8	12.0	14.8	18.9	22.6	23.8	24.1	21.2	16.9	13.2	8.3	7.5
37 43	13 26	966	PA	Prizzi	7.9	12.1	14.9	18.9	22.8	23.9	24.1	21.2	16.9	13.2	8.4	7.5
37 58	13 11	467	PA	San Giuseppe Jato	7.9	12.0	14.9	18.9	22.6	23.8	24.2	21.2	17.0	13.3	8.3	7.6
37 59	13 42	77	PA	Termini Imerese	7.7	12.0	14.6	18.7	22.6	23.9	24.0	21.0	16.8	13.2	8.2	7.4
38 09	13 05	33	PA	Terrasini	7.9	12.0	14.9	19.0	22.6	23.7	24.2	21.2	17.0	13.3	8.3	7.6
38 05	13 27	47	PA	Villabate	7.7	12.1	14.8	18.8	22.6	23.8	24.1	21.1	16.9	13.2	8.2	7.5
37 02	14 30	199	RG	Acate	8.7	12.4	15.4	18.9	23.0	24.2	24.1	21.4	16.8	13.4	9.3	7.8
37 02	14 42	668	RG	Chiaramonte Gulfi	8.8	12.4	15.3	18.9	22.9	24.2	24.1	21.4	16.7	13.4	9.3	7.8
36 57	14 36	209	RG	Comiso	8.8	12.5	15.4	19.0	23.0	24.2	24.1	21.4	16.8	13.4	9.4	7.9
36 47	14 55	170	RG	Ispica	8.9	12.6	15.6	19.1	23.1	24.3	24.2	21.5	16.7	13.5	9.7	8.0
36 52	14 46	296	RG	Modica	8.9	12.5	15.5	19.0	23.0	24.3	24.2	21.5	16.8	13.5	9.6	8.0
36 44	14 51	20	RG	Pozzallo	8.9	12.6	15.6	19.1	23.1	24.3	24.2	21.6	16.8	13.5	9.8	8.1
36 56	14 44	502	RG	Ragusa	8.8	12.5	15.4	19.0	23.0	24.3	24.1	21.4	16.8	13.5	9.5	7.9
36 50	14 31	87	RG	Santa Croce Camerina	8.9	12.6	15.6	19.1	23.1	24.3	24.2	21.5	16.9	13.5	9.6	8.0
36 48	14 42	106	RG	Scicli	8.9	12.6	15.6	19.1	23.1	24.3	24.2	21.5	16.8	13.5	9.6	8.0
36 57	14 32	168	RG	Vittoria	8.8	12.5	15.4	19.0	23.1	24.2	24.1	21.4	16.8	13.4	9.4	7.9
37 14	15 13	15	SR	Augusta	8.7	12.4	15.2	18.6	22.7	24.2	24.1	21.2	16.3	13.5	9.3	7.9
36 55	15 08	40	SR	Avola	8.9	12.5	15.5	18.9	23.0	24.3	24.2	21.5	16.5	13.5	9.6	8.0
37 02	15 04	362	SR	Canicattini Bagni	8.8	12.4	15.3	18.8	22.9	24.2	24.1	21.4	16.5	13.5	9.5	7.9
37 17	15 01	200	SR	Carlentini	8.7	12.3	15.1	18.6	22.7	24.2	24.0	21.1	16.4	13.4	9.1	7.8
37 05	15 09	111	SR	Florida	8.8	12.4	15.3	18.8	22.8	24.2	24.1	21.4	16.5	13.5	9.4	7.9
37 14	14 53	281	SR	Francofonte	8.7	12.3	15.1	18.7	22.7	24.2	24.0	21.1	16.4	13.4	9.1	7.7
37 17	15 00	53	SR	Lentini	8.6	12.3	15.1	18.6	22.7	24.2	24.0	21.1	16.4	13.4	9.1	7.8
37 11	15 08	310	SR	Melilli	8.7	12.4	15.2	18.7	22.7	24.2	24.0	21.3	16.4	13.4	9.3	7.9
36 54	15 04	152	SR	Noto	8.9	12.5	15.5	19.0	23.0	24.3	24.2	21.5	16.6	13.5	9.6	8.0
36 43	15 05	65	SR	Pachino	8.9	12.6	15.6	19.1	23.1	24.3	24.2	21.6	16.7	13.5	9.9	8.1
37 04	14 54	670	SR	Palazzolo Acreide	8.8	12.4	15.3	18.8	22.8	24.2	24.1	21.3	16.6	13.4	9.3	7.9
37 10	15 11	30	SR	Priolo Gargallo	8.8	12.4	15.2	18.7	22.7	24.2	24.1	21.3	16.4	13.5	9.3	7.9
36 49	14 57	154	SR	Rosolini	8.9	12.6	15.5	19.0	23.0	24.3	24.2	21.5	16.7	13.5	9.7	8.0
37 04	15 18	17	SR	Siracusa	8.8	12.5	15.4	18.8	22.8	24.3	24.1	21.4	16.4	13.5	9.5	8.0
37 10	15 02	438	SR	Sortino	8.7	12.3	15.2	18.7	22.7	24.2	24.0	21.2	16.5	13.4	9.2	7.8
37 59	12 58	258	TP	Alcamo	8.0	12.0	15.0	19.0	22.6	23.7	24.2	21.3	17.0	13.3	8.4	7.7
37 55	12 52	338	TP	Calatafimi	8.1	12.0	15.1	19.1	22.7	23.7	24.3	21.4	17.0	13.3	8.6	7.8

Mappa Irraggiamento Solare

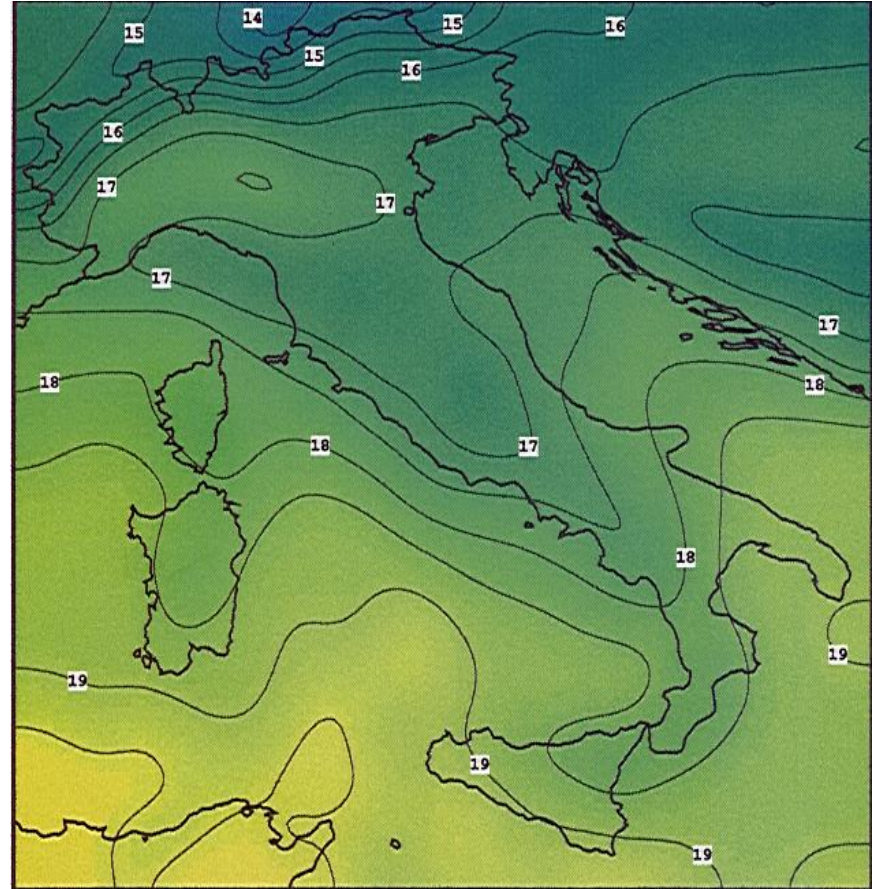
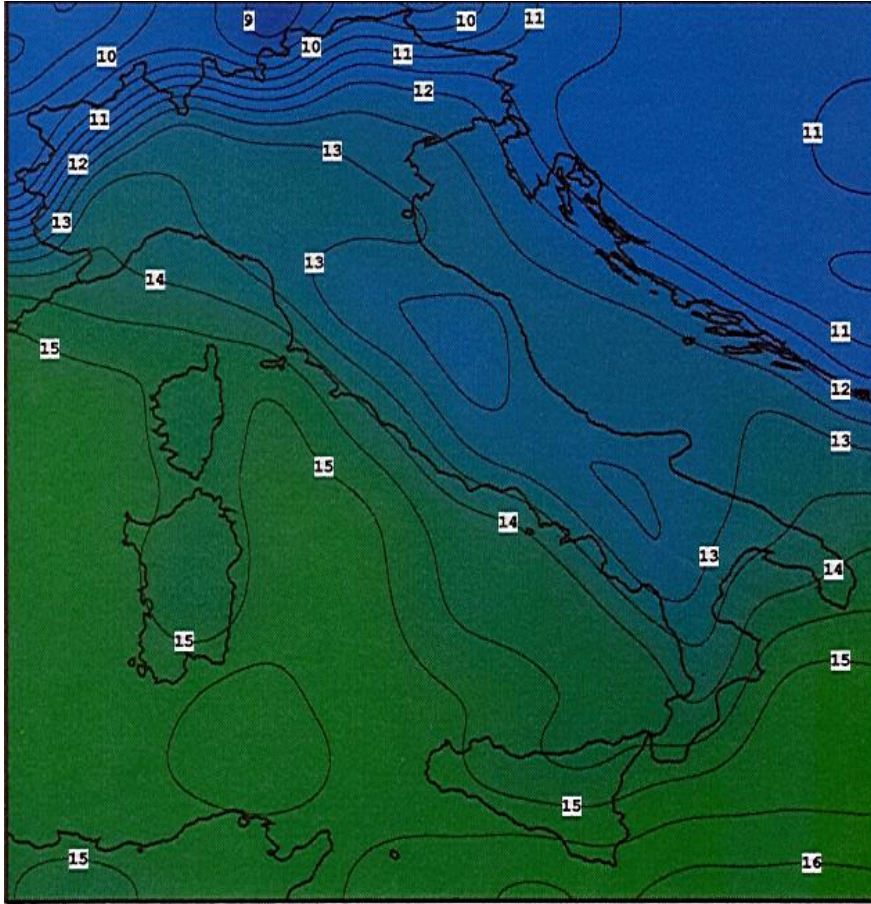


Livelli di radiazione a gennaio e febbraio



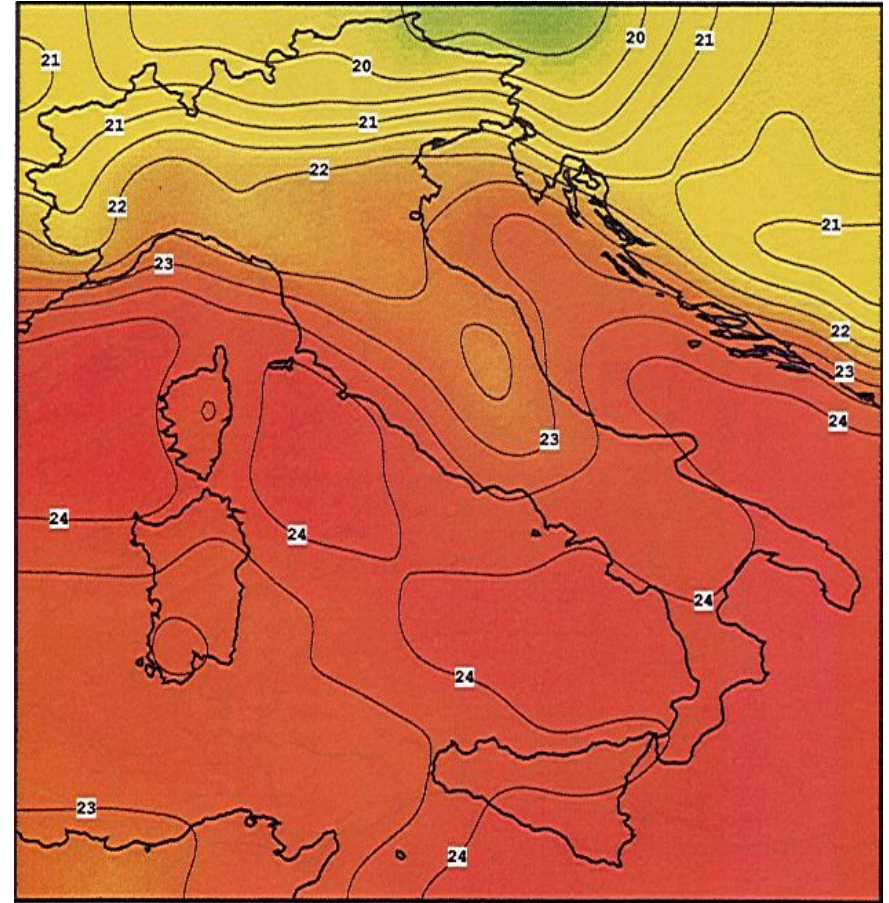
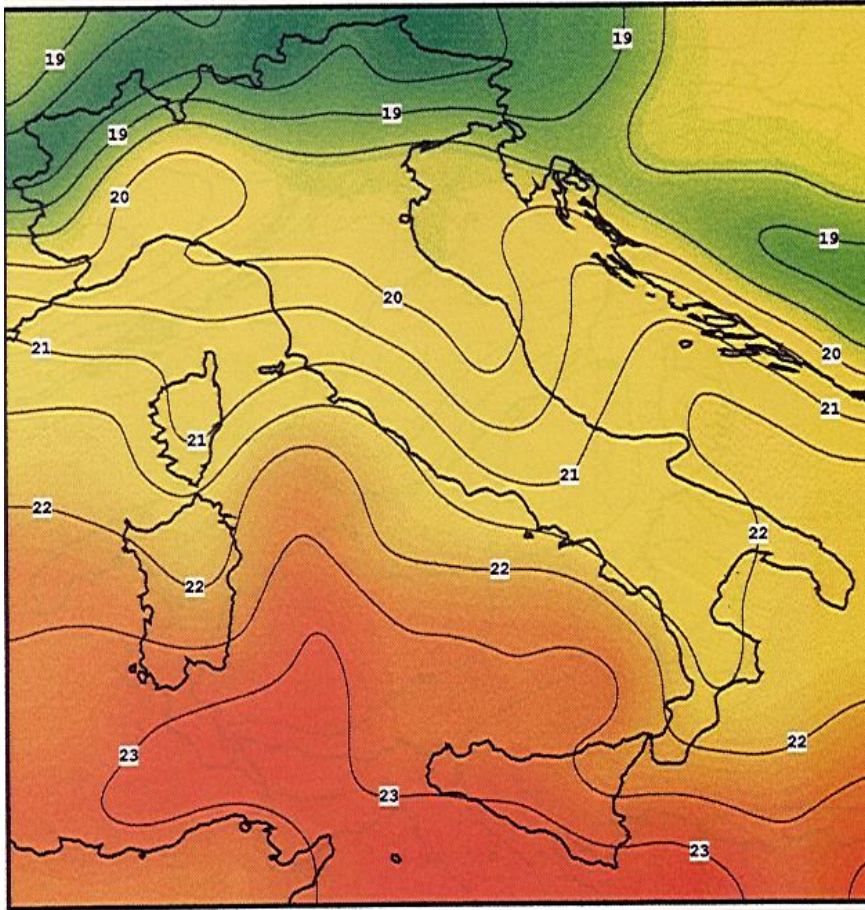
Irradiazione giornaliera media mensile (MJ/m²/giorno)

Livelli di radiazione a marzo e aprile



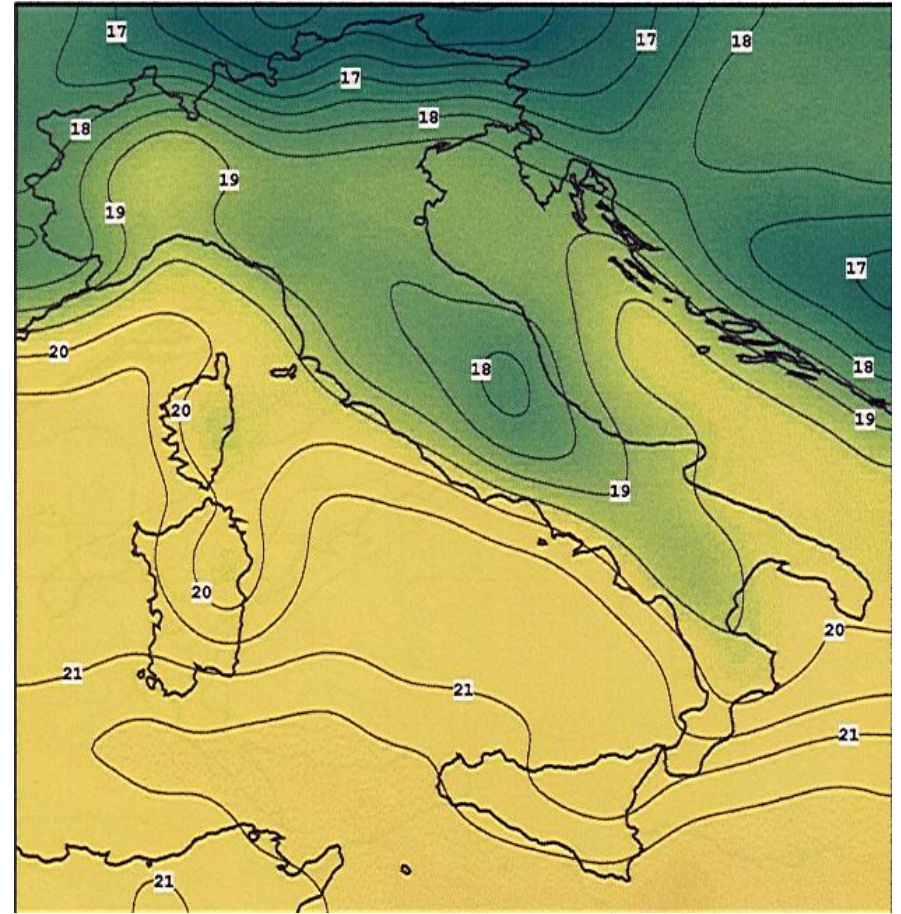
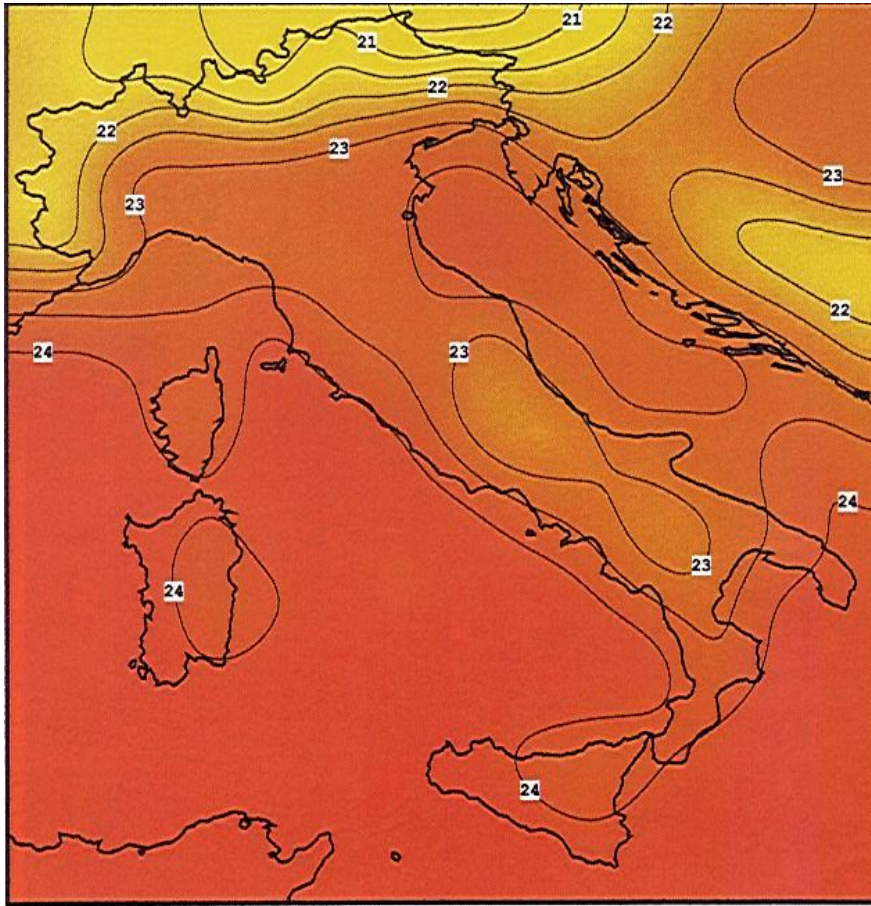
Irradiazione giornaliera media mensile (MJ/m²/giorno)

Livelli di radiazione a maggio e giugno



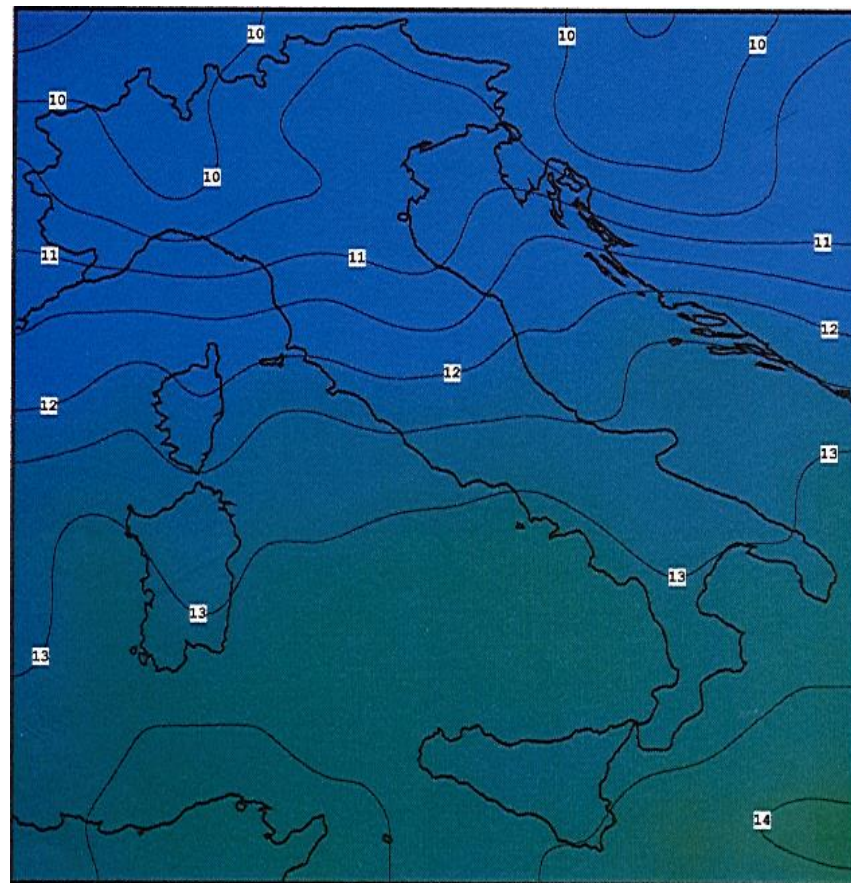
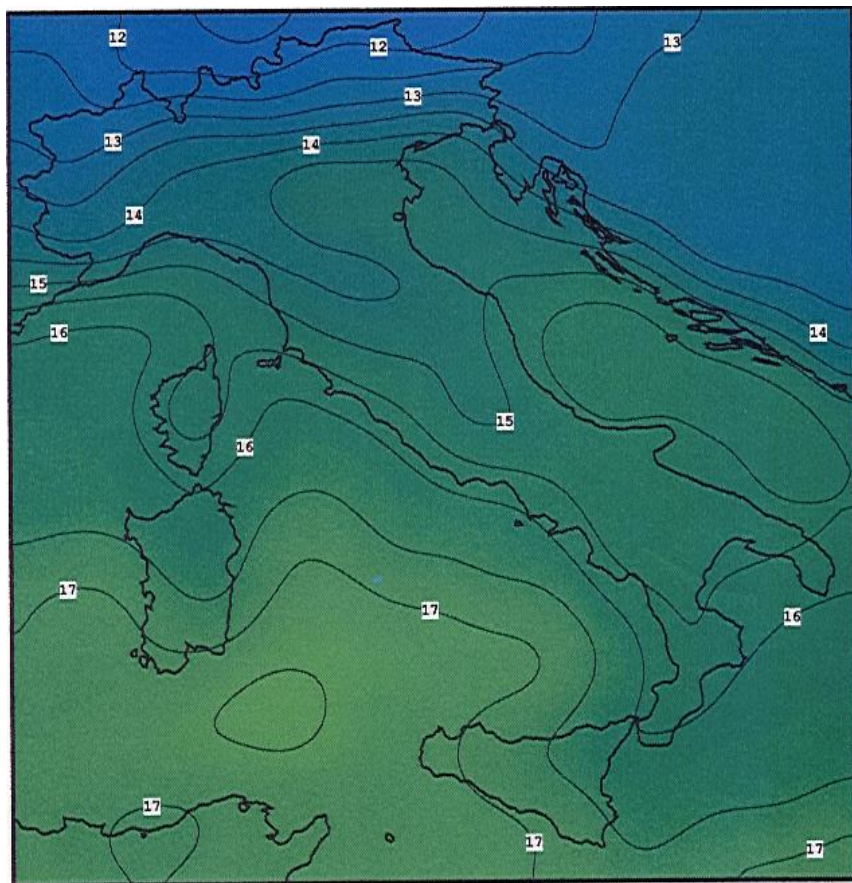
Irradiazione giornaliera media mensile ($\text{MJ}/\text{m}^2/\text{giorno}$)

Livelli di radiazione a luglio e agosto



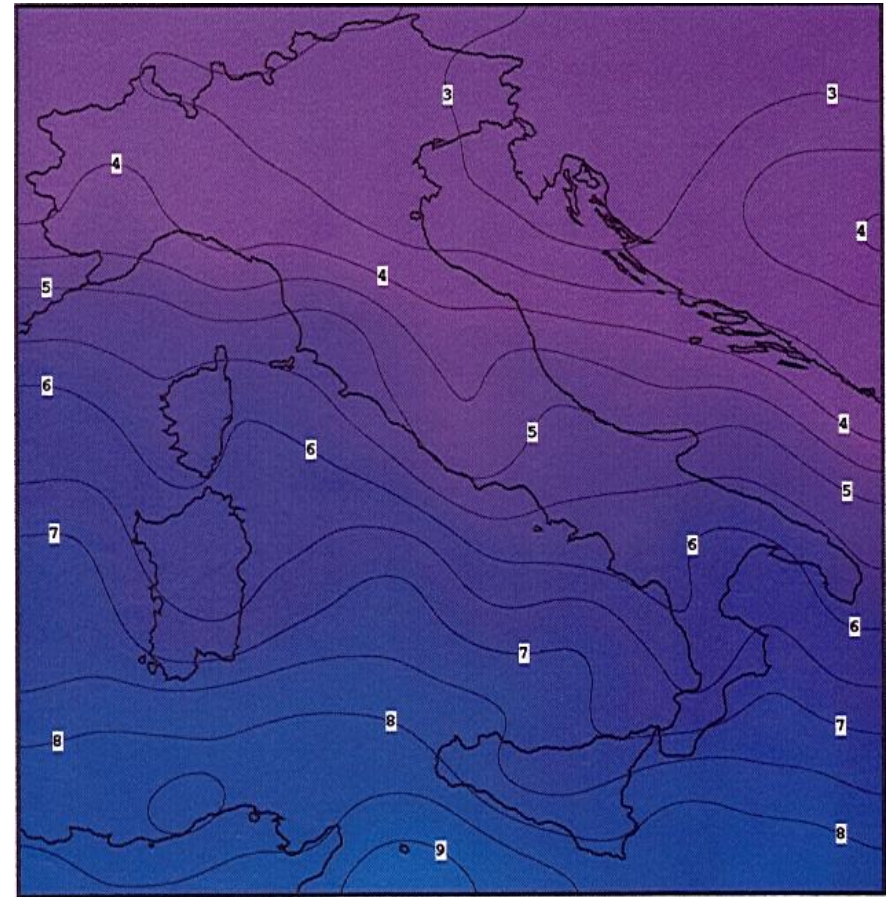
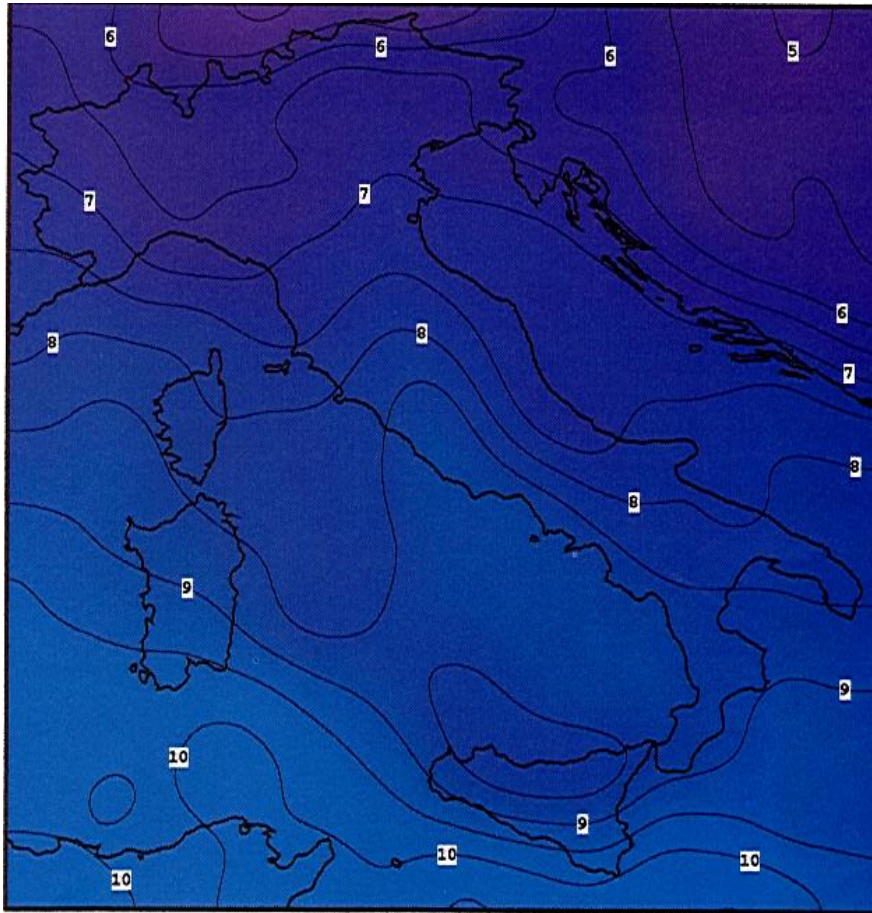
Irradiazione giornaliera media mensile ($\text{MJ}/\text{m}^2/\text{giorno}$)

Livelli di radiazione a settembre e ottobre



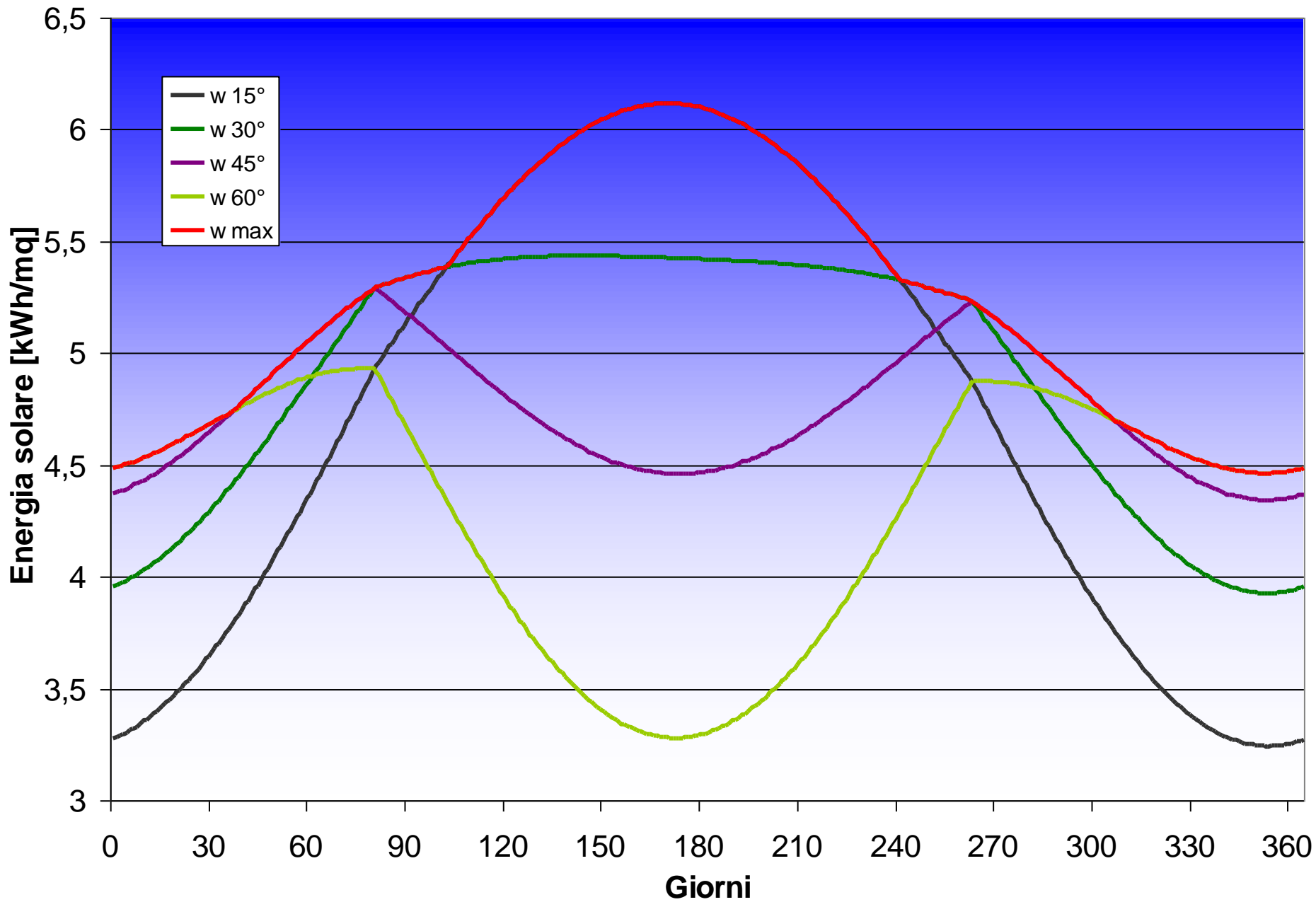
Radiation giornaliera media mensile (MJ/m² giorno) Irradiazione giornaliera media mensile (MJ/m²/giorno)

Livelli di radiazione a novembre e dicembre

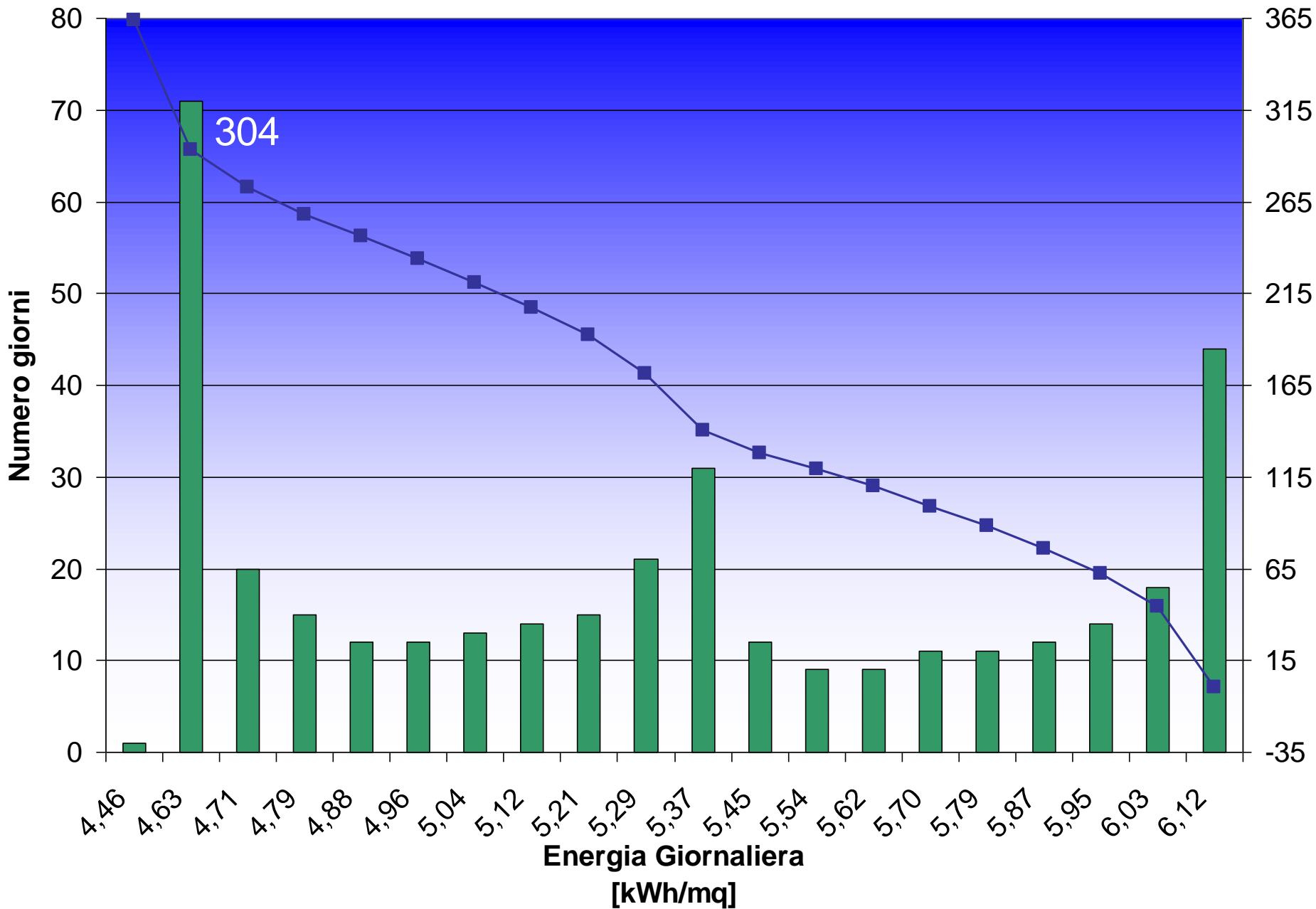


Irradiazione giornaliera media mensile (MJ/m²/giorno)

Energia solare sfruttabile



Analisi in frequenza energia solare giornaliera su base annua



Simulazione con l'Anno Tipo

La simulazione dei circuiti solari può essere effettuata sia con programmi complessi (vedi ad esempio nel prosieguo *l'f-Chart*) che con programmi semplici che possono essere predisposti velocemente su piccoli computer. Va tenuto presente che in tutti i bilanci energetici sopra indicati si ha sempre una notevole indeterminazione nel calcolo o nella previsione dell'irraggiamento solare disponibile per un dato sito.

Purtroppo l'utilizzo dell'energia solare in modo massiccio è relativamente recente e i dati attinometrico e climatologici disponibili sono pochi e limitati alle località monitorate dall'Aeronautica Militare Italiana (che si occupa della Meteorologia ufficiale) o che in questi ultimi due decenni hanno trovato interesse del CNR o di alti enti pubblici. Malgrado le numerose campagne di misure effettuate in questi ultimi anni i dati disponibili sono ancora pochi e la statistica che da questi si può derivare non sempre presenta indici di affidabilità elevati.

In questo ultimo decennio si è fatta strada, anche a livello dell'Unione Europea, l'idea di costruire un *anno tipo (Reference Year)* tale da presentare una statistica affidabile con i dati degli ultimi 20 anni. In effetti quest'anno di riferimento dovrebbe potere fornire dati di simulazione tali da ricreare non solo l'anno medio ma anche l'anno con la minore o la maggiore insolazione. In alcuni casi, infatti, il progetto dell'impianto solare richiede un impianto ausiliario che deve essere dimensionato per far fronte non solo al valore medio dell'energia richiesta ma anche al valore massimo. L'anno tipo dipende dalla storia delle sequenze di registrazione dei dati di insolazione e in genere climatologici di ogni sito. E' necessario conoscere la trasparenza dell'atmosfera in ogni sito per potere calcolare la radiazione solare diretta e diffusa con affidabilità. La trasparenza atmosferica varia in funzione dell'orografia (presenza di monti, di pianure, ..) della presenza o non di industrie con scarichi industriali in atmosfera, di vulcani, del mare,Pertanto non si può calcolare con affidabilità l'irraggiamento solare partendo solamente dai dati geografici (latitudine, longitudine, ...) perché si ottengono quasi sempre dati non rispondenti alla realtà dei luoghi reali.

Analisi statistica della radiazione

Si vuole qui fornire un esempio di studio sulla radiazione solare effettuato presso la Facoltà di Ingegneria di Catania con dati storici forniti dall'Osservatorio Astrofisico dell'Università. I dati sperimentali di irraggiamento solare globale su superficie orizzontale sono stati raccolti nell'anno 1967. Essi costituiscono un complesso di oltre 18.200 elementi, sui quali è stato condotto uno studio sistematico delle principali proprietà statistiche ed applicato in seguito un modello di simulazione fondato sul metodo della matrice di Markoff atto a generare, mediante elaboratore elettronico, sequenze temporali casuali, caratterizzate da una statistica congruente con quella dell'anno storico.

L'indagine qui presentata consiste in una classificazione condotta non direttamente sui dati energetici di insolazione quanto sulle trasparenze del cielo, definite dal rapporto tra l'irraggiamento storico e l'irraggiamento extra-atmosferico, e classificate in 25 classi di passo 0,04. Il motivo di questa scelta è da ricercarsi nella possibilità di un successivo confronto tra la statistica dei dati storici e quella dei dati simulati a mezzo della matrice di Markoff, in coerenza con le metodologie seguite da altri ricercatori. Oggetto dello studio è, dunque, l'analisi della curva di distribuzione della frequenza percentuale delle trasparenze dei dati storici, ovvero della funzione di densità di probabilità. L'indagine è stata poi estesa alla distribuzione puntuale e cumulativa delle frequenze di soglia, cioè alla classificazione della probabilità del verificarsi di una data classe di irraggiamento e della corrispondente probabilità di irraggiamenti superiori o uguali a quella stessa classe. Si è, infine, ricostruito l'anno storico nelle sue varie determinazioni temporali con passo rispettivamente giornaliero, settimanale, quindicinale e mensile.

Analisi statistica della radiazione

Procedure operative

I calcoli sono stati condotti tramite elaboratore elettronico che ha tracciato anche i diagrammi relativi. Nel calcolo dello scarto quadratico medio si è utilizzata la formula riferita alla popolazione estesa, ritenendo il complesso dei dati sufficiente per giustificarne l'uso. I dati o le sequenze di dati mancanti sono stati sostituiti inizialmente da valori nulli e ripristinati in un secondo momento con valori generati col metodo *Montecarlo* onde assicurare una realistica ricostruzione della situazione sperimentale.

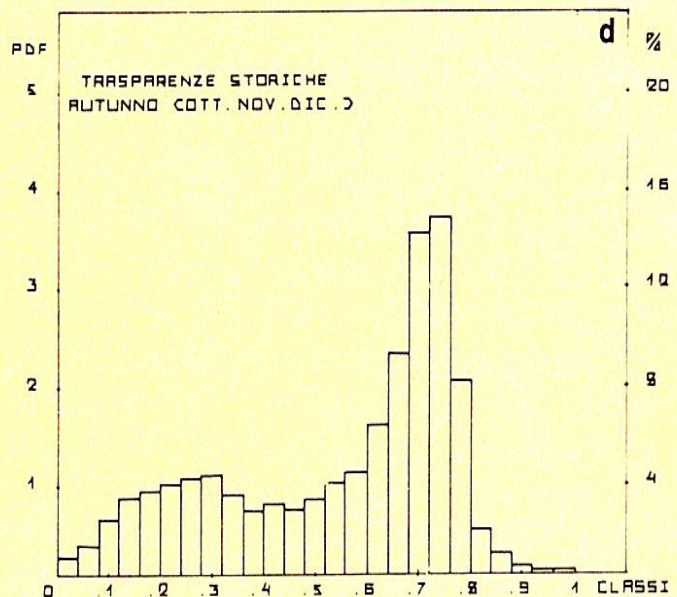
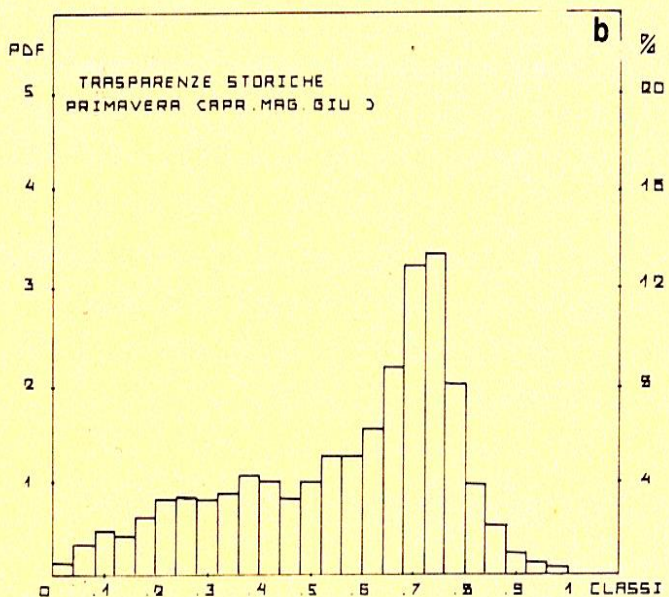
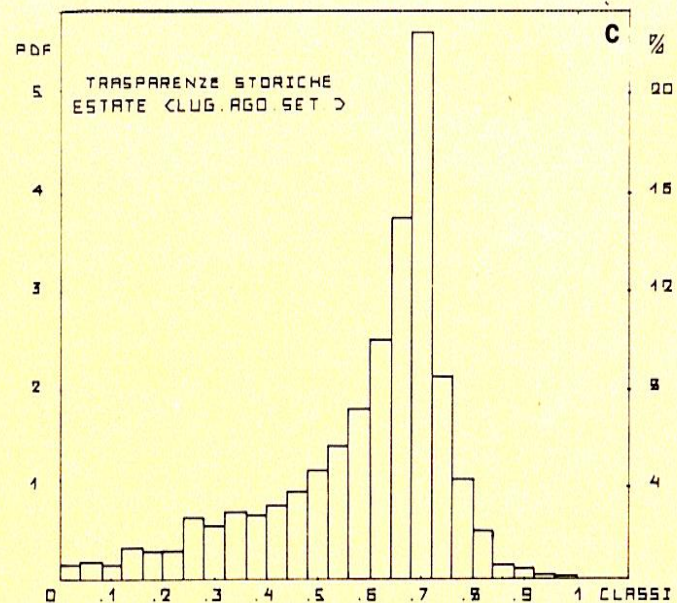
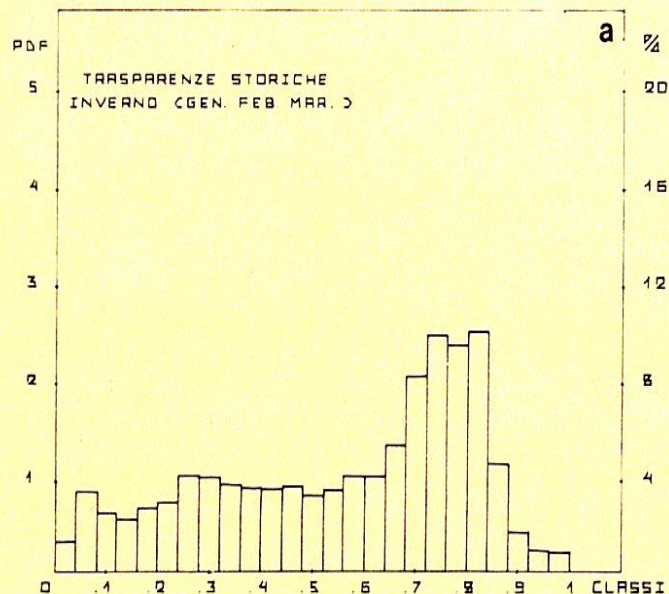
I dati registrati, disponibili sotto forma di tracciati continui sulle strisce eliofanografiche, sono stati letti senza l'ausilio di mezzi digitali e memorizzati nel calcolatore con un passo temporale di 15'.

Analisi dei risultati: Curva PDF della frequenza di insolazione

Dai risultati ottenuti e dai diagrammi riportati, la funzione densità di probabilità (ovvero la frequenza percentuale) dei dati di insolazione mensili risulta del tipo bimodale centrata attorno ai valori $0,25 \div 0,35$ e $0,70 \div 0,80$.

Dal diagramma consuntivo delle frequenze annuali discende un utile confronto con le distribuzioni ottenute in altre località rispettivamente del centro e del nord Italia. Il valore medio delle frequenze oscilla attorno ai valori $0,56 \div 0,60$ leggermente più alti di quelli della media nazionale, come risulta particolarmente dai mesi della stagione estiva, ma non eccezionali se confrontati con quelli di altre località dell'isola.

Dati statistici della radiazione a Catania



Analisi dei dati statistici

La generazione delle sequenze simulate:

I metodi per la previsione teorica della radiazione solare globale vengono classificati come *deterministici* e *probabilistici*. I primi sono costruiti da sequenze di valori medi desunti da analisi statistica dell'insolazione in lunghi periodi (generalmente un ventennio). L'anno solare così costruito viene detto "*anno di riferimento*" (*Reference Year*) per quella località o territorio e determinato con diversi passi temporali (mensili, settimanali, giornalieri, orari). Per quanto, però, di grande affidabilità e significatività dal punto di vista statistico, le sequenze di insolazione restano definite una volta per tutte e fissate in forma rigidamente deterministica senza alcuna informazione sulla casualità del fenomeno attinometrico che ne costituisce, invece, un aspetto caratteristico.

Il recupero della aleatorietà del dato di insolazione viene realizzato con l'adozione di metodi probabilistici, tipicamente il metodo Monte Carlo, previa conoscenza dei due parametri statistici fondamentali del periodo da simulare: la media m e lo scarto quadratico medio s utilizzati nella relazione $I = m + x s$, dove x è una variabile casuale normale compresa, di solito, nell'intervallo $- 0,2 \div + 0,2$. Le sequenze così generate riproducono le fluttuazioni statistiche che si potrebbero osservare sperimentalmente, potendosi con uguale probabilità verificare periodi di alto come di basso soleggiamento.

Il limite tuttavia insito in questo metodo risiede nella mancanza di correlazione tra un dato ed i precedenti, quando l'osservazione sperimentale dichiara invece la forte dipendenza delle condizioni del cielo, in un certo istante, dalle vicende meteorologiche precedenti.

Analisi dei dati statistici

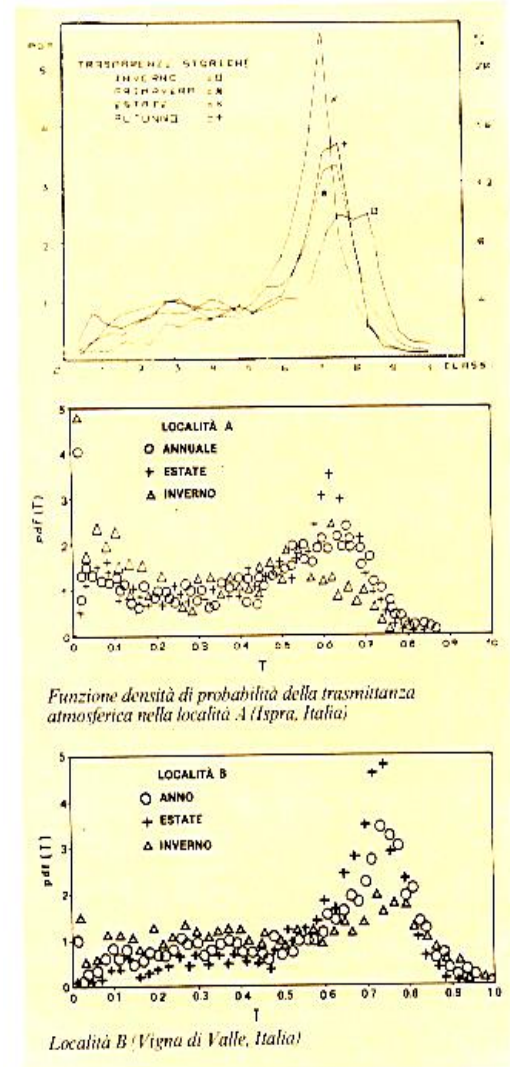
Per superare questo limite e per esprimere il grado di correlazione tra dati successivi di insolazione è stato studiato il modello *ARMA* (m, n) (*Auto Regressive Moving Average*) che consente di predire la trasparenza del cielo in un istante t tramite una combinazione lineare di m precedenti valori di T e degli n precedenti valori della variabile *random* V , secondo una relazione del tipo:

$$T_i = \sum_{i=1}^n a_i T_{t-i} + \sum_{j=1}^m b_j V_{t-j} + V_t$$

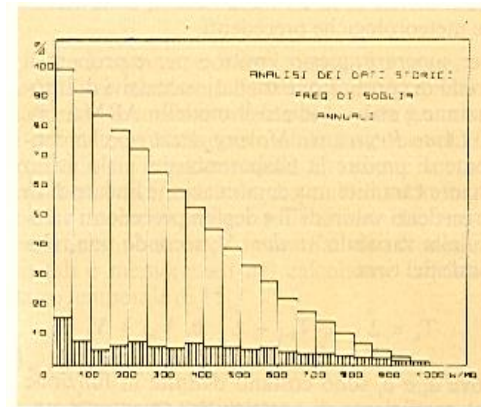
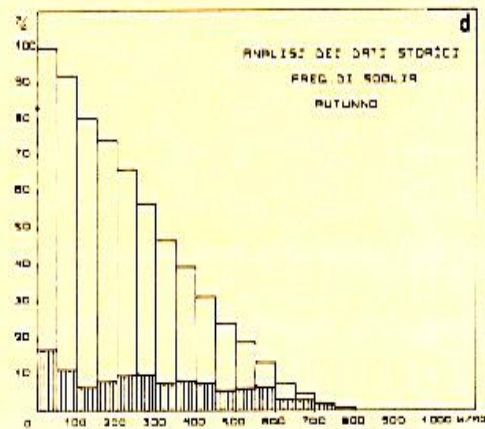
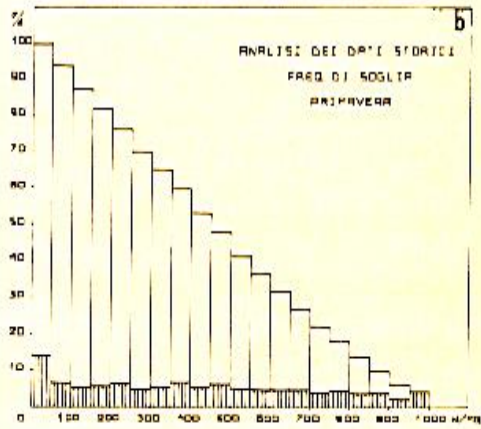
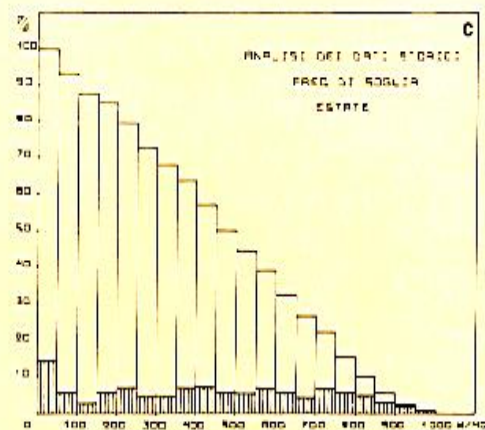
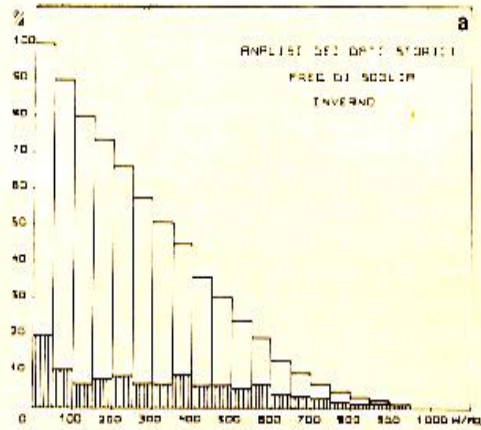
dove a_i e b_j sono costanti definite in funzione del coefficiente di correlazione, mentre il numero dei termini m ed n viene scelto in base ad altre grandezze statistiche.

Il metodo, ottimo per la previsione di distribuzioni normali, non ha, tuttavia, dato risultati soddisfacenti in quanto quella delle trasparenze sperimentali non è una distribuzione *normale*^[1] ma, come già visto, *bimodale*.

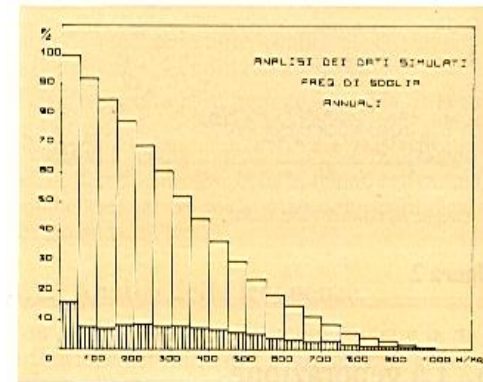
^[1] Una distribuzione dicesi *normale* quando segue la distribuzione gaussiana e quindi con un solo massimo (*modo*).



Analisi dei dati statistici



Frequenze storiche



Frequenze simulate

Frequenze di soglia nelle varie stagioni a Catania

Metodo di Markoff

È stato quindi elaborato il metodo della matrice autoregressiva o matrice di Markoff col quale ci si limita a correlare un dato con quello immediatamente precedente, mediante un procedimento che fa dipendere la variabile *random* V_t dalla trasparenza T_{t-1} . Il risultato è la costruzione di una matrice quadrata sulla base dei dati sperimentali di insolazione e tale che i suoi elementi p_{ij} esprimono la probabilità di transizione della trasparenza del cielo dallo stato i allo stato j . Si è infine tentato di generalizzare questo modello in modo da includere, nella determinazione della trasparenza del cielo in un certo istante, n stati precedenti: il risultato è stato il metodo TTT (*Transmittance, Transiti, Tensor*) che definisce una matrice tridimensionale il cui tensore p_{ijk} esprime la probabilità che ha il cielo di passare allo stato k , essendo al presente allo stato j e, nell'istante precedente, allo stato i . È stato dimostrato che una tale generalizzazione non apporta essenziali miglioramenti al modello di Markoff, che resta pertanto il più semplice e rappresentativo modello di previsione stocastica applicato alle condizioni attinometriche.

La statistica insita nella matrice di Markoff consente, pertanto, di generare un numero qualsivoglia di anni casuali e di riprodurre ancora il grado di correlazione tra diverse sequenze di insolazione. Di particolare rilievo risulta poi questa proprietà, essendo fondamentale la conoscenza del succedersi delle sequenze di basso ed alto soleggiamento, per esempio nelle applicazioni connesse con l'accumulo dell'energia solare a breve e medio termine ed in generale con tutti i processi caratterizzati da un funzionamento "a soglia". Descriviamo qui il metodo seguito per la compilazione della matrice di Markoff, sulla base dei dati raccolti di soleggiamento nel territorio di Catania, per la generazione di un anno medio (risultato dalla media statistica di 10 anni di simulazioni) nonché lo studio delle principali proprietà statistiche quali la funzione densità di probabilità, frequenza cumulativa, valori medi e deviazioni standard della trasparenza del cielo dell'anno così ricostruito.

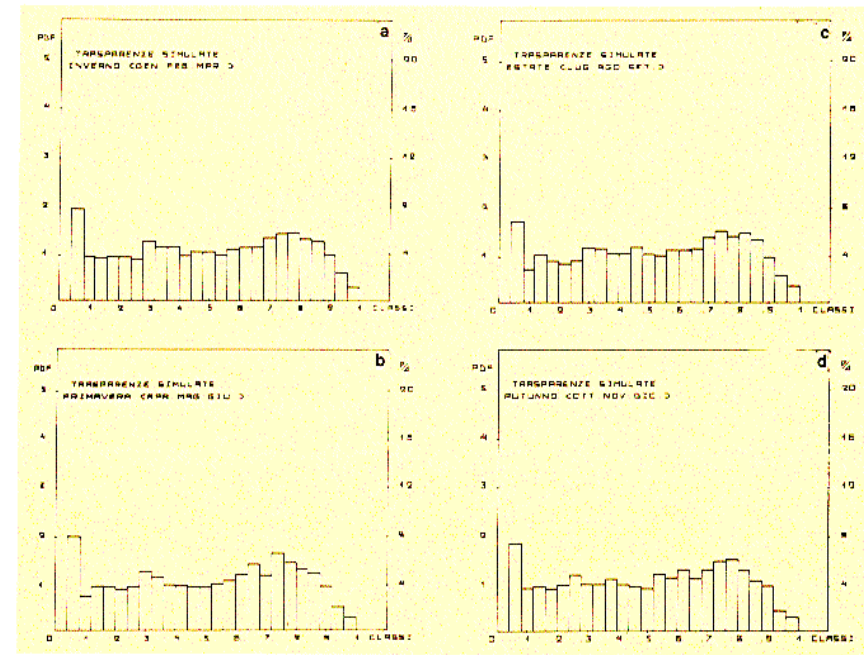
Metodo di Markoff

L'algoritmo utilizzato, di tipo iterativo, consente di generare una matrice quadrata che precedenti studi hanno dimostrato opportuno definire di dimensioni 25 x 25 e che consiste nel sommare una unità a quell'elemento di matrice a_{ij} i cui pedici sono dati dalla classe di appartenenza di due trasparenze successive; ad ogni ciclo l'indice riga è posto uguale all'indice colonna precedente e tale procedura è ripetuta fino all'esaurimento dei valori disponibili.

La matrice così ottenuta viene normalizzata e sottoposta alla verifica di ergodicità (o convergenza), che consiste nel verificare se, moltiplicando n volte la matrice per sé stessa, risulta:

$$|a_{ij}^m - a_{ij}^{m-1}| < \varepsilon$$

per qualunque coppia (i,j) e per ε comunque piccolo. Dopo tale verifica la matrice (*normalizzata*) è definita "*Matrice di Transizione Autoregressiva*" e può essere utilizzata per la generazione delle sequenze casuali. L'algoritmo utilizzato a questo scopo prevede l'estrazione di un numero *random*, che, moltiplicato per il passo di classificazione delle trasparenze, viene assunto come indice riga.



Frequenze di soglia a Catania

La trasparenza simulata viene assunta come l'indice colonna di quell'elemento della riga, prima individuata, tale che la somma degli elementi precedenti risulti non minore di un secondo numero *random* estratto. Ad ogni ciclo successivo verrà poi posto l'indice riga eguale all'indice colonna. La serie delle trasparenze simulate viene così a costituire una banca dati, i cui elementi, moltiplicati per l'irraggiamento extra-atmosferico, riproducono l'anno casuale, la cui statistica simula con ottima approssimazione l'anno storico originario.

Metodo di Markoff

L'analisi statistica dell'anno casuale

Sull'anno casuale generato automaticamente sono state condotte le stesse indagini statistiche eseguite sui dati storici. Sono state in particolare studiate le curve di distribuzione delle trasparenze, classificate in 25 categorie di passo 0,04 nonché la curva di distribuzione complessiva dell'intero anno. Quest'ultima mostra un andamento quasi costante attorno ai valori medi e con larghi massimi attorno ai valori $0,25 \div 0,35$ e $0,7 \div 0,80$ che ne rappresentano i picchi modali.

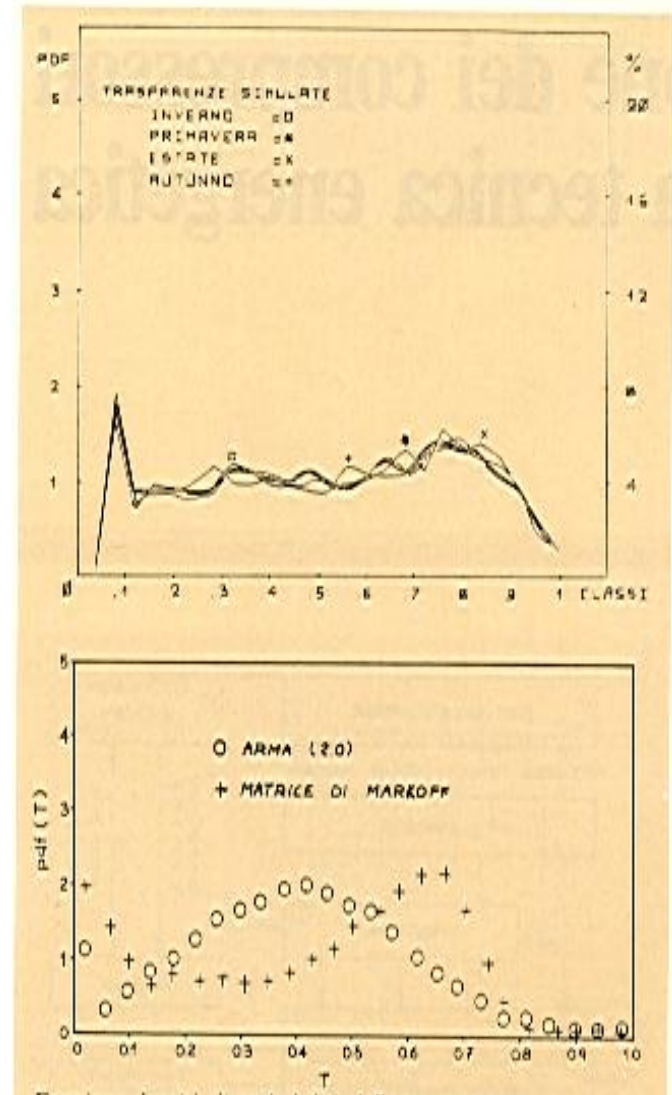
La differenza tra l'andamento medio annuale dei dati storici e quello delle sequenze simulate è dovuta essenzialmente al fatto che trattasi di due situazioni non del tutto congruenti, risultando la prima dalla media di 10 anni e la seconda da un solo anno e particolarmente soleggiato. D'altra parte analoghe differenze sono visibili anche dal confronto di anni storici e simulati presso altre località da altri ricercatori.

Considerazioni sui metodi statistici per l'analisi della radiazione.

Le considerazioni sopra esposte consentono di rimarcare una caratteristica importante della generazione markoffiana: anche se la statistica fondamentale si riferisce all'anno storico di base, gli anni simulati hanno variabilità statistica tale da avere, ad esempio, anni con insolazione particolarmente elevata o particolarmente bassa. Si ritiene, pertanto, che il metodo di simulazione fondato sulla tecnica delle catene di Markoff sembra essere oggi tra i più semplici ed affidabili strumenti di previsione applicati ai fenomeni atmosferici ed in particolare alla simulazione dell'irraggiamento solare. come d'altra parte dimostra la vasta letteratura oggi disponibile.

Anno di riferimento simulato

L'analisi qui condotta dimostra una larga congruenza tra la statistica dei dati simulati con quelli storici, tanto più se si osserva che i picchi e le singolarità dell'anno storico vengono attenuati verso i valori medi, consentendo così una rappresentazione più aderente alla situazione reale mediata su lungo periodo. Un vantaggio sostanziale del metodo della matrice di Markoff consiste infine nella possibilità di simulare un numero qualsivoglia di anni casuali, con variabilità statistica tale da avere per esempio periodi (o anni stessi) con insolazione particolarmente bassa o particolarmente elevata. Quest'ultima considerazione risulta infine di notevole utilità per la progettazione di impianti solari, con particolare riferimento al problema del dimensionamento degli accumulatori di calore o della sorgente integrativa ausiliaria e comunque in tutte le applicazioni di processo caratterizzate da una soglia inferiore di funzionamento.



IMPIANTI SOLARI TERMICI IMPIANTI A COLLETTORI

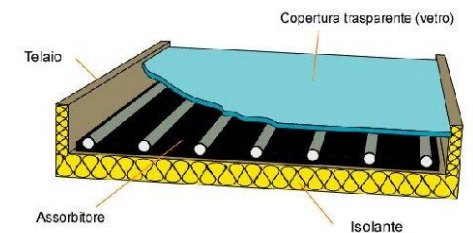
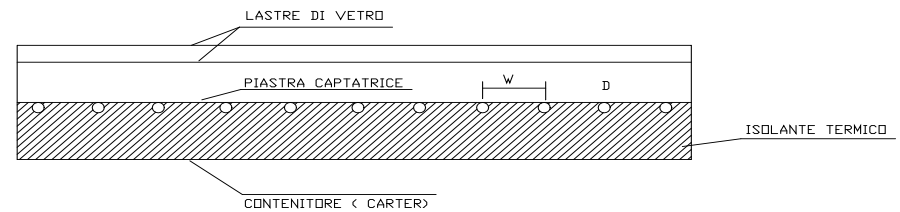
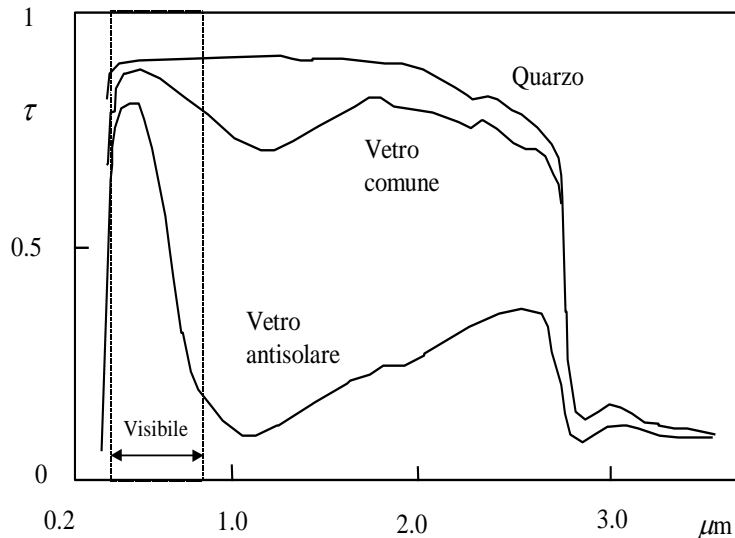
PROF. ING. GIULIANO CAMMARATA

Effetto Serra nei collettori piani

Il collettore solare è un dispositivo capace di convertire la radiazione solare in energia termica.

In esso si sfrutta il cosiddetto **effetto serra**: la radiazione solare (di bassa lunghezza d'onda $\lambda < 3 \mu\text{m}$) passa attraverso il **vetro** mentre la radiazione termica emessa dalla **piastra captatrice** (di alta lunghezza d'onda cioè con $\lambda > 3 \mu\text{m}$) resta bloccata dalla lastra vetrata.

Possono essere di diverse tipologie ma qui prenderemo in esame solamente i **collettori solari piani**



Funzionamento del collettore piano

Pertanto l'equazione di bilancio energetico è dato nella forma:

$$\underbrace{H_T A_c (\alpha\tau)_e}_{\text{Energia solare assorbita}} = \underbrace{Q_{\text{convezione}} + Q_{\text{irraggiamento}}}_{\text{Energia termica perduta}} + \underbrace{\dot{m}c_a (t_{fu} - t_{fi})}_{\text{Energia Utile } Q_u}$$

Di solito si suole esprimere questo bilancio in funzione di grandezze di facile accesso nella pratica impiantistica.

Ad esempio le perdite radiative e convettive sono espresse in funzione della differenza di temperatura fra il fluido in ingresso, di solito nota da considerazioni impiantistiche (ad esempio è la temperatura del serbatoio di accumulo o la temperatura di ritorno di uno scambiatore di calore di un dispositivo di utilizzazione dell'energia), e la temperatura dell'aria esterna (di solito nota per ogni sito di applicazione).

Tutto ciò, unitamente alla disuniforme distribuzione della temperatura sia trasversalmente al flusso di acqua che longitudinalmente lungo il flusso di acqua, porta a definire il bilancio indicato nella in una forma convenzionale oggi universalmente accettata nell'impiantistica solare.

In particolare si esplicita il flusso di energia netta convertita da un collettore solare piano che è data dalla relazione di *Hottel-Bliss-Whillier*:

$$Q_u = F_R A_c \left[H_T (\alpha\tau)_e - U_L (T_{f,i} - T_e) \right]$$

A_c Area netta di raccolta del collettore solare, [m²].

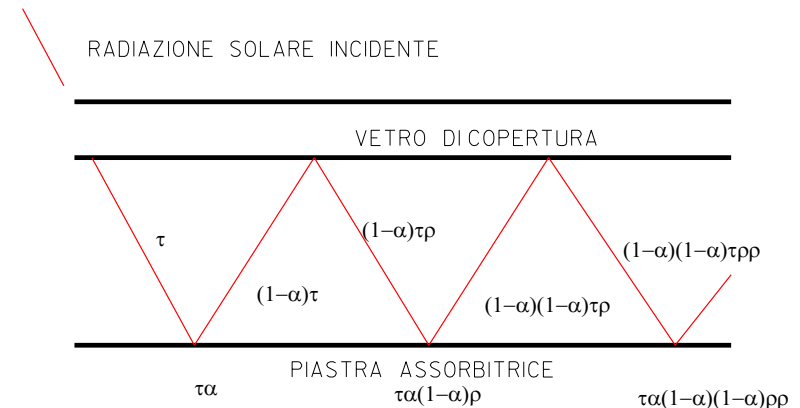
Percorso delle radiazioni

Dalla Figura si osserva che la radiazione solare che attraversa la lastra di vetro di copertura subisce una serie di riflessioni dal vetro e assorbimenti nella piastra captatrice. Il risultato di questo meccanismo è che il fattore ($\tau\alpha$) è dato dalla sommatoria:

$$(\tau\alpha)_e = \tau\alpha \sum_{n=0}^{\infty} [(1-\alpha)\rho]^n = \frac{\tau\alpha}{1-(1-\alpha)\rho}$$

ove:

- α fattore di assorbimento della piastra captatrice;
- τ fattore di trasmissione del vetro di copertura;
- ρ fattore di riflessione del vetro di copertura.



Le perdite convettive e radiative

La relazione tiene conto, tramite $(at)_e$, anche delle infinite riflessioni ed assorbimenti residuali della radiazione solare fra piastra di captazione e vetro di copertura. A_c è l'area della superficie del collettore. Le perdite a secondo membro possono essere espresse nei modi consueti della Trasmissione del Calore e cioè, per la convezione fra vetro ed aria esterna:

$$Q_{convettivo} = h_v A_v (t_v - t_e)$$

con h_v coefficiente di convezione fra vetro ed aria esterna.

Per l'irraggiamento fra vetro e aria esterna:

$$Q_{irraggiamento} = \varepsilon \sigma_0 F_{12} A_v (T_v^4 - T_e^4)$$

ove F_{12} è il *fattore di vista* fra la superficie della piastra vetrata e l'ambiente esterno, e l'emissività del vetro, σ_0 la costante di Stefan Boltzmann, A_v l'area della superficie vetrata, T_v e T_e le temperature assolute del vetro e dell'aria esterna. Si fa osservare che il bilancio energetico sopra detto è riferito solo alla piastra vetrata perché, in equilibrio termico, il flusso uscente dalla piastra captatrice verso quella vetrata deve eguagliare quello che dalla piastra vetrata va verso l'aria esterna.

Potenza resa all'acqua

Se si fa circolare l'acqua all'interno allora il bilancio indicato nella cambia perché occorre tenere conto anche del calore trasportato dal flusso di acqua di refrigerazione. In pratica l'acqua che circola all'interno dei tubi porta via una quantità di energia termica pari a:

$$Q_u = \dot{m}c_a (t_{fu} - t_{fi})$$

ove, con il solito simbolismo, si indicano con:

la portata di acqua, kg/s;

c_a calore specifico dell'acqua, 4186 J/kg/K;

t_{fu} temperatura dell'acqua in uscita dal collettore, °C;

t_{fi} temperatura dell'acqua in ingresso dal collettore, °C;

Il bilancio, a regime stazionario, risulta:

$$\underbrace{H_T A_c (\alpha \tau)_e}_{\text{Energia solare assorbita}} = \underbrace{Q_{\text{convezione}} + Q_{\text{irraggiamento}}}_{\text{Energia termica perduta}} + \underbrace{\dot{m}c_a (t_{fu} - t_{fi})}_{\text{Energia Utile } Q_u}$$

Fattore di rimozione termica

Il *Fattore di rimozione termica del collettore* definito dalla relazione:

$$F_R = \frac{\text{Raccolta reale di energia utile}}{\text{Raccolta di energia utile con } T_{fi} = T_{fu}}$$

ossia, in termini analitici:

$$F_R = \frac{\dot{m}C_p}{A_C U_L} \left[1 - e^{-\frac{A_C U_L F'}{\dot{m}C_p}} \right]$$

Valori correnti di F_R variano nell'intervallo $0.8 \div 0.85$ con le ipotesi di portata di massa nel collettore di $50 \div 60 \text{ kg/h.m}^2$ e con tipologia di saldatura dei tubi alla piastra sufficientemente efficiente (in particolare la conduttanza deve essere sufficientemente piccola).

Nella precedente relazione U_L è il *coefficiente globale di perdita* (cioè la *trasmissione*) fra fluido ed aria esterna, A_C è l'are netta del collettore solare, C_p è il calore specifico del fluido, F' è il fattore di efficienza termica, m' la portata di fluidi refrigerante che attraversa il collettore solare. Semplificando la precedente relazione mediante sviluppo in serie al secondo termine, si può scrivere una espressione semplificata del *fattore di rimozione termica* F_R molto utile nelle applicazioni perché prescinde dal calcolo di F' (fattore di efficienza): con portata totale del circuito e con il solito simbolismo degli altri termini. Se ci si riferisce alla portata specifica per unità di superficie di piastra assorbitrice si può ancora scrivere la relazione in forma semplificata:

$$F_R = \frac{1}{\left(1 + 0.5 \frac{U_L}{\dot{m}c_p} \right)}$$

Coefficiente Globale di Perdita

Il coefficiente globale di perdita fra piastra e aria dato dalla relazione di Klein:

$$U_L = \left\{ \frac{N}{\frac{C}{T_{pm}} \left[\frac{(T_{pm} - T_a)}{N + f} \right]^e} + \frac{1}{h_w} \right\}^{-1} + \frac{\sigma(T_{pm} + T_a)(T_{pm}^2 + T_a^2)}{(\varepsilon_p + 0.00591 \cdot N h_w)^{-1} + \frac{2N + f - 1 + 0.133\varepsilon_p}{\varepsilon_g}}$$

ove si ha:

N numero di lastre di vetro;

f $= (1 + 0.089h_w - 0.1166h_w\varepsilon_p)(1 + 0.07866N)$

C $= 520 \cdot (1 - 0.000051\beta^2)$ per $0^\circ < \beta < 70^\circ$, per $\beta > 70^\circ$ usare $\beta = 70^\circ$

E $= 0.430 \cdot \left(1 - \frac{100}{T_{pm}} \right)$

β inclinazione del collettore solare (in gradi)

ε_g emissività del vetro (=0.88 per vetro normale)

ε_p emissività della piastra di assorbimento

T_a temperatura assoluta dell'aria ambiente, K

T_{pm} temperatura media assoluta della piastra assorbente, K

h_w coefficiente di convezione vetro-aria, W/m²K

H_T è la radiazione solare incidente sulla piastra captatrice, W/m²

($\alpha\tau$) prodotto del fattore di assorbimento medio e del fattore di trasmissione medio della piastra captatrice;

T_{fi} temperatura del fluido in ingresso nel collettore solare, °C

T_a temperatura dell'aria ambiente, °C.

Fattore di efficienza del collettore

Il *fattore di efficienza* del collettore definito dalla relazione:

$$F' = \frac{1}{U_L} \left[\frac{1}{U_L [D + (W - D)F]} + \frac{1}{C_b} + \frac{1}{\pi D_i h_{fi}} \right]$$

ove

D è il diametro dei tubi,

W è la larghezza della striscia elementare di raccolta dell'energia solare (distanza fra due diametri consecutivi),

C_b la conduttanza della saldatura fra tubo e piastra,

D_i il diametro interno del tubo,

h_{fi} il coefficiente di convezione termica del fluido di raffreddamento all'interno dei tubi.

Il *fattore di efficienza* tiene conto dell'efficienza di alettatura nella trasmissione di calore dalla piastra ai tubi per l'acqua.

In pratica **F'** tiene anche conto dell'andamento trasversale della temperatura nella piastra: questa non è uniforme ma ha un minimo in corrispondenza dei tubi ed un massimo al centro delle strisce fra due tubi contigui.

Coefficienti di scambio

Le perdite a secondo membro possono essere espresse nei modi consueti della Trasmissione del Calore e cioè, per la convezione fra vetro ed aria esterna:

$$Q_{convettivo} = h_v A_v (t_v - t_e)$$

con h_v coefficiente di convezione fra vetro ed aria esterna. Per l'irraggiamento fra vetro ed aria esterna:

$$Q_{irraggiamento} = \varepsilon \sigma_0 F_{12} A_v (T_v^4 - T_e^4)$$

ove F_{12} è il **fattore di vista** fra la superficie della piastra vetrata e l'ambiente esterno, ε l'emissività del vetro, σ_0 la costante di Stefan Boltzmann, A_v l'area della superficie vetrata, T_v e T_e le temperature assolute del vetro e dell'aria esterna. Si fa osservare che il bilancio energetico sopra detto è riferito solo alla piastra vetrata perché, **in equilibrio termico, il flusso uscente dalla piastra captatrice verso quella vetrata deve eguagliare quello che dalla piastra vetrata va verso l'aria esterna.**

Se si fa circolare l'acqua all'interno, vedi ad esempio il circuito di , allora il bilancio indicato nella cambia perché occorre tenere conto anche del calore trasportato dal flusso di acqua di refrigerazione. In pratica l'acqua che circola all'interno dei tubi porta via una quantità di energia termica pari a:

$$Q_u = \dot{m} c_a (t_{fu} - t_{fi})$$

ove, con il solito simbolismo, si indicano con:

- \dot{m} la portata di acqua, kg/s ;
- c_a calore specifico dell'acqua, $4186 J/kg/K$;
- t_{fu} temperatura dell'acqua in uscita dal collettore, $^{\circ}C$;
- t_{fi} temperatura dell'acqua in ingresso dal collettore, $^{\circ}C$;

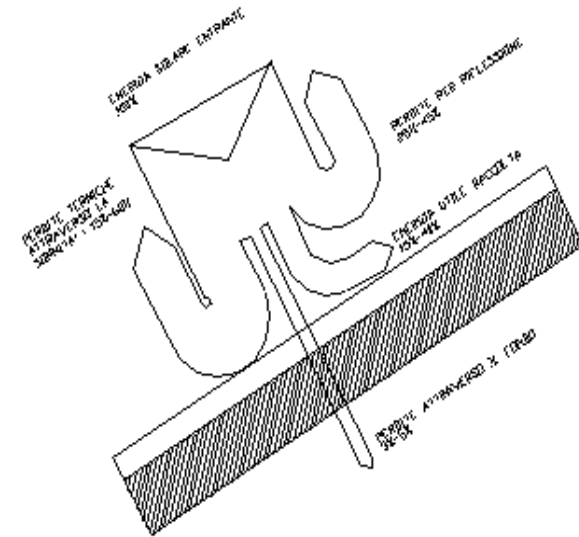
Parametri fondamentali dei collettori solari

Valori caratteristici per $(\alpha\tau)_e$ sono riportati nella tabella seguente:

NUMERO DI LASTRE VETRATE				
N	1	2	3	4
$(\alpha\tau)$	0.86	0.73	0.65	0.55

I valori correnti per U_L sono riportati nella seguente tab

Tipo di collettore	TIPO DI VETRO		
	SINGOLO	DOPPIO	TRIPLO
Dipinto di nero ($\epsilon_p=0.95$)	6.5	3.6	2.4
Dipinto con vernice selettiva ($\epsilon_p=0.1$)	3.5	2.4	1.7



Efficienza di Raccolta

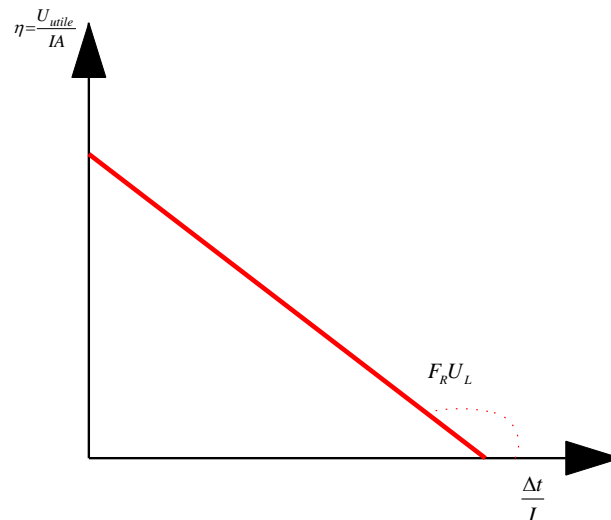
L'efficienza media giornaliera di un collettore solare attivo è definita dal rapporto fra l'energia utile totale raccolta e l'energia totale incidente sul collettore:

$$\eta_{md} = \frac{\sum_{ore_utili} [Q_u = A_c F_R [(\alpha\tau)_e H_T - U_L (T_{fi} - T_a)]]}{\sum_{ore_utili} A_c H_T}$$

La precedente relazione si può scrivere, con riferimento ai valori istantanei, nella forma lineare:

$$\eta = F_R \left[(\alpha\tau)_e - U_L \frac{T_{fi} - T_a}{H_T} \right]$$

Pertanto l'efficienza di un collettore piano si può diagrammare come una retta, vedi figura, e l'ordinata all'origine vale $(\alpha\tau)F_R$ mentre l'ascissa di intersezione con l'asse $\Delta T/I$ vale $F_R U_L$.



Considerazioni sulla scelta dei collettori

Abbiamo quindi le modalità operative per calcolare sperimentalmente i parametri caratteristici dei collettori solari $(\alpha\tau)$ e U_L noto il valore di F_R . Si osservi che occorre tenere presente che il numeratore deve essere positivo (cioè su deve avere raccolta utile di energia solare) in caso contrario si avrebbe un raffreddamento dell'acqua all'interno del serbatoio di accumulo. Di solito questa inversione di flusso si evita ponendo una centralina elettronica che confronta le temperature di uscita del collettore con quella di ingresso e blocca la circolazione se questo confronto risulta negativo. In termini analitici la ci dice che $Q_u > 0$ quando:

$$(\alpha\tau)_e H_T - U_L (T_{fi} - T_a) > 0$$

ovvero quando l'irraggiamento risulta:

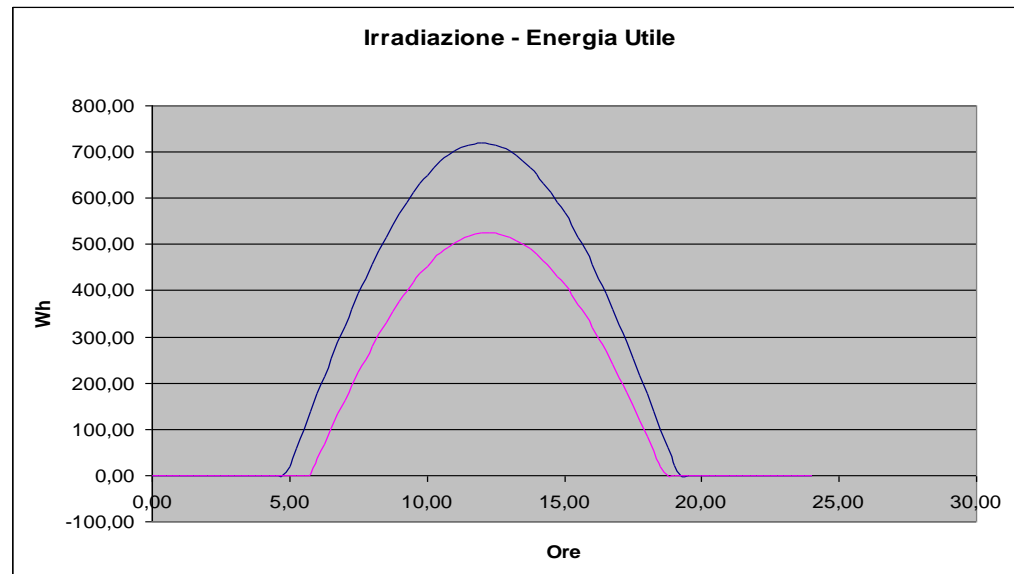
$$H_T > \frac{U_L (T_{fi} - T_a)}{(\alpha\tau)_e}$$

Il periodo non utile di irraggiamento solare (*cut-off*) dipende, quindi, non solamente dalle caratteristiche del collettore solare, cioè da $(\alpha\tau)_e$ e da U_L , ma anche dalla differenza di temperatura del fluido in ingresso con quella dell'ambiente esterno. Pertanto il *periodo di raccolta utile è tanto maggiore quanto più bassa è la temperatura di utilizzo dell'energia solare* poiché la temperatura del fluido in ingresso nella piastra è quasi coincidente con quella uscente dall'accumulo termico.

I valori usuali per i nostri climi e condizioni meteorologiche sono compresi fra il *10÷25% nel periodo invernale e 25÷45% nel periodo estivo. I valori inferiori dei rendimenti si hanno con temperature di uscita più elevate del fluido di refrigerazione mentre i rendimenti maggiori si hanno con temperature del fluido inferiori.*

Considerazioni sull'uso dei Collettori

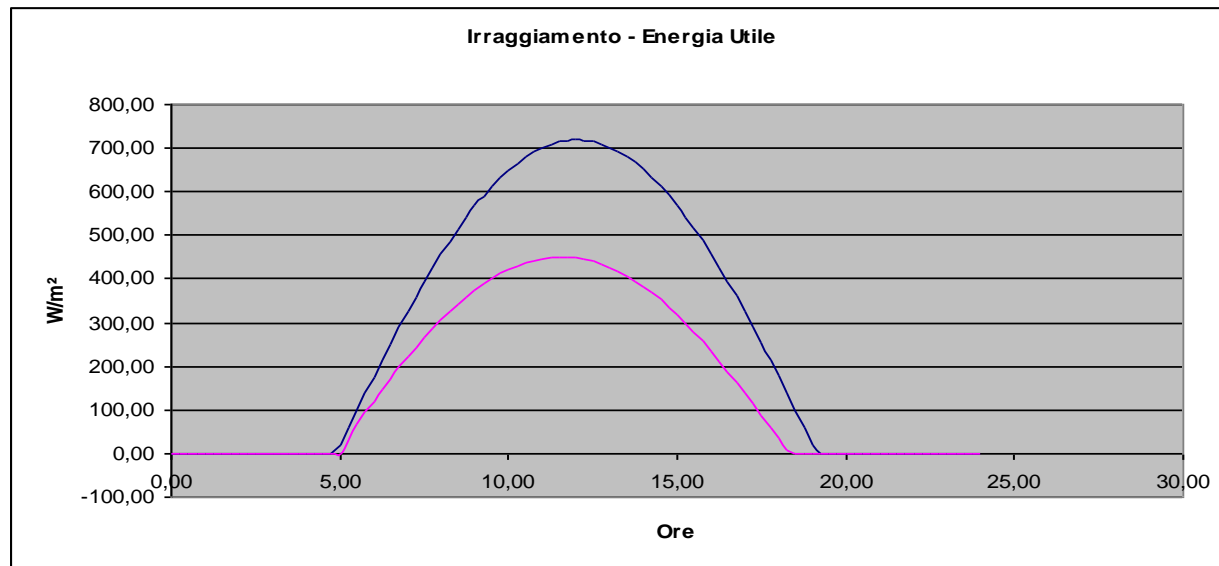
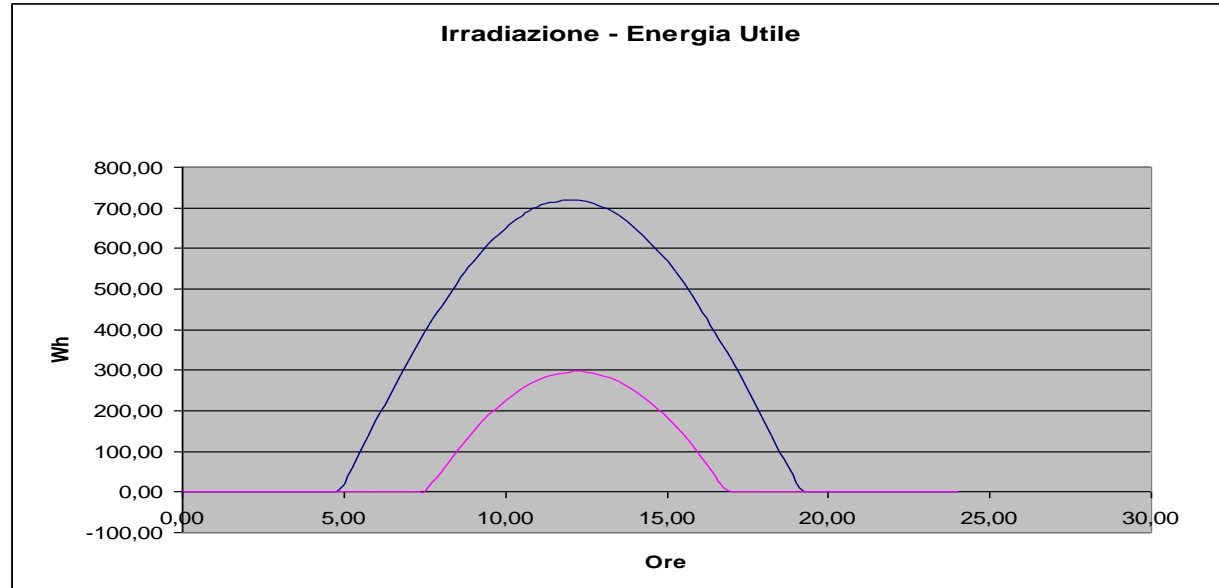
In figura si ha un esempio di cut-off per un collettore piano avente $U_L=6 \text{ W/m}^2\text{K}$, $(\alpha\tau)_e=0.87$, temperatura di ingresso del fluido di $80 \text{ }^\circ\text{C}$ (ad esempio per un impianto di condizionamento con macchina ad assorbimento con temperatura del generatore di 75°C) per latitudine di 37.2° con inclinazione della superficie di captazione di 25° e condizioni esterne climatiche corrispondenti a 10 luglio. Il circuito si suppone aperto, nel senso che l'acqua di ingresso è sempre alla stessa temperatura, indipendentemente dalle funzioni dell'accumulo termico. Si osservi come si abbia raccolta di energia utile da circa le ore 7 alle ore 17 mentre la radiazione solare è presente dall'alba, circa le 5, alle ore 19. In pratica il cut-off è di circa il 50%. L'efficienza teorica di raccolta in questo caso vale 27,7%. Nelle stesse ipotesi di funzionamento ma con temperatura del fluido in ingresso di $40 \text{ }^\circ\text{C}$ si ha la situazione di ove il cut-off si è ridotto notevolmente e l'efficienza teorica di raccolta è salita al 67,7%.



Considerazioni sull'uso dei Collettori

Abbassando la temperatura del fluido a 30 °C, ad esempio per un utilizzo dell'energia solare a bassa temperatura per la produzione di acqua calda per le docce di un campeggio, si ha la situazione di figura con una efficienza teorica di raccolta del 78.4 % e quindi molto elevata.

Se il circuito si suppone chiuso e quindi si ha l'effetto della presenza dell'accumulatore sulla temperatura di ritorno del fluido, allora le cose cambiano un pò, come si può osservare dalla seguente figura nella quale si suppone che la temperatura di alimentazione dell'acqua del serbatoio sia di 30 °C e che l'acqua accumulata sia inizialmente alla temperatura di 25 °C.

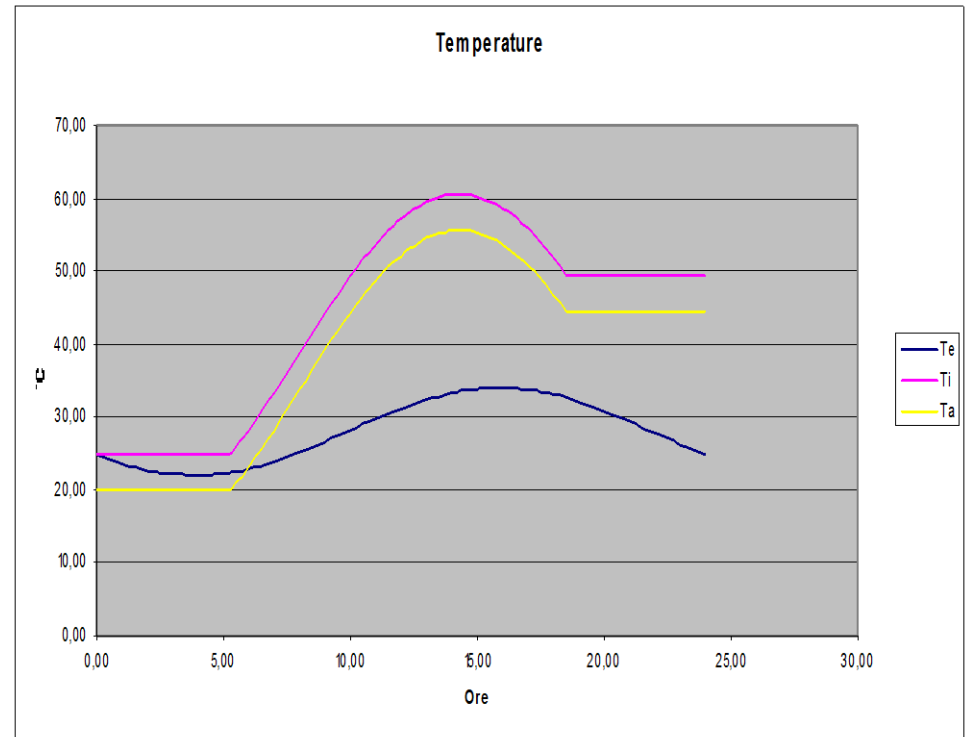


Considerazioni sull'uso dei Collettori

L'andamento delle temperature nei fluidi e di quella ambiente sono riportate nella seguente figura.

La curva superiore è quella di ingresso ai collettori, la curva intermedia rappresenta la temperatura dell'acqua nel serbatoio di accumulo e la curva inferiore è la temperatura dell'aria esterna. La pompa di circolazione dall'accumulo termico al carico si suppone spenta nel momento in cui manca l'apporto di energia solare.

In pratica per raccogliere più energia solare è bene farlo alla temperatura più bassa che l'applicazione consente. Per quanto detto *sono molto convenienti le applicazioni di energia solare per produzione di acqua calda sanitaria a bassa temperatura (35 ÷ 50 °C)* rispetto alle applicazioni di processo a temperatura elevata (ad esempio per il riscaldamento e/o il condizionamento estivo degli ambienti).

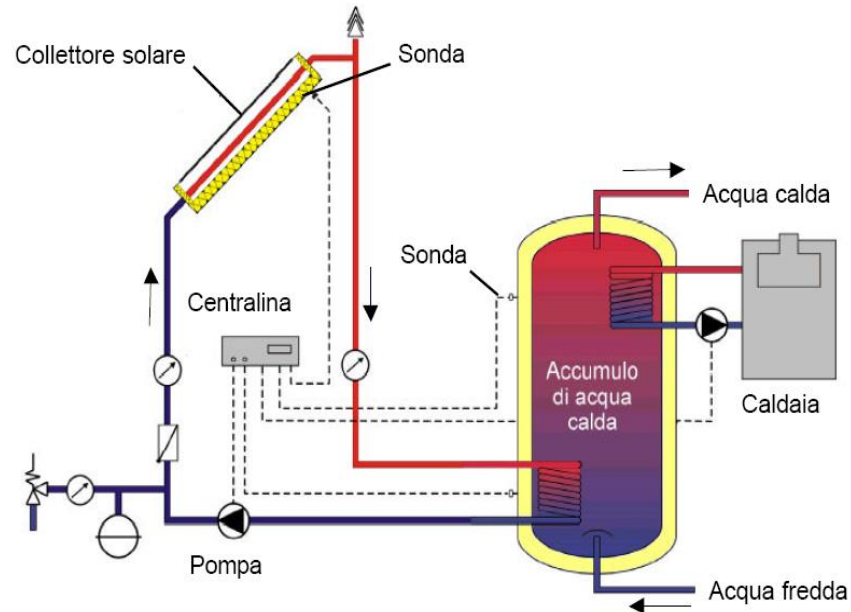


Riscaldamento dell'acqua sanitaria

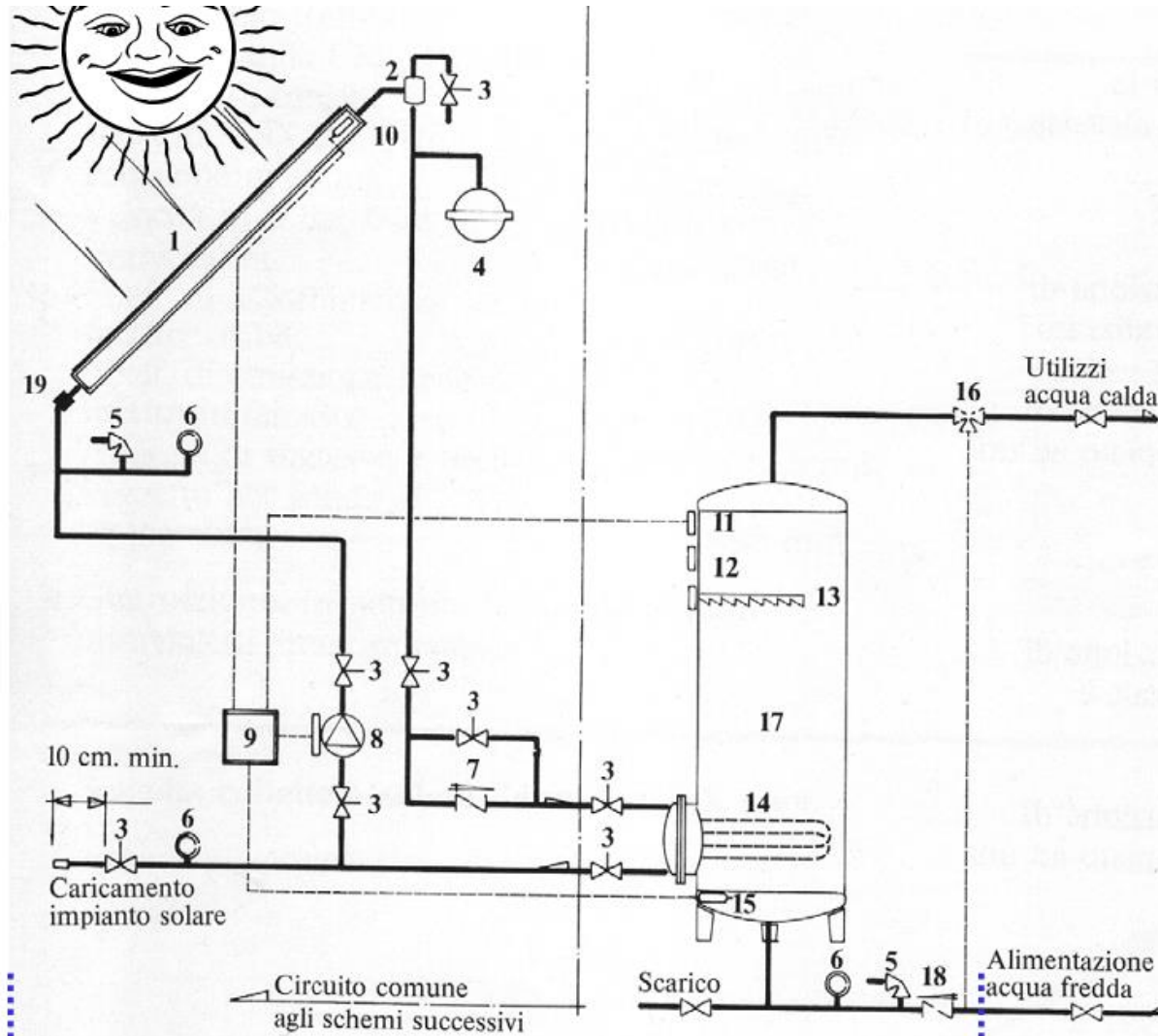
Mediante l'energia solare si può pensare di riscaldare anche l'acqua calda sanitaria utilizzata per usi domestici. Va tenuto in considerazione che i collettori solari non funzionano con continuità ma solamente durante la giornata e pertanto occorre sempre prevedere anche un sistema di riscaldamento ausiliario in aggiunta a quello ad energia solare. I sistemi per produzione di acqua calda sanitaria sono suddivisi in due tipologie principali:

1. Sistemi per produzione di acqua calda locale
2. Sistemi per produzione di acqua calda centralizzata.

Di solito i sistemi con superficie dei collettori fino a 8 m² sono classificati come *sistemi locali* mentre quelli con superficie maggiore sono classificati come *sistemi centralizzati*.



Impianto solare per ACS



Legenda

- 1 Collettori solari
- 2 Sfiato manuale d'aria
- 3 Valvole a sfera
- 4 Vaso di espansione
- 5 Valvola di sicurezza
- 6 Manometro
- 7 Valvola di ritegno
- 8 Elettropompa
- 9 Centralina
- 10 Sonda calda
- 11 Termostato di sicurezza
- 12 Termometro
- 13 Termoresistenza elettrica corazzata con termostato incorporato
- 14 Serpentino di scambio termico
- 15 Sonda fredda
- 16 Miscelatore termostatico
- 17 Bollitore
- 18 Valvola di ritegno
- 19 Filtro

Sistema di captazione e accumulo

Riscaldamento dell'acqua sanitaria domestica

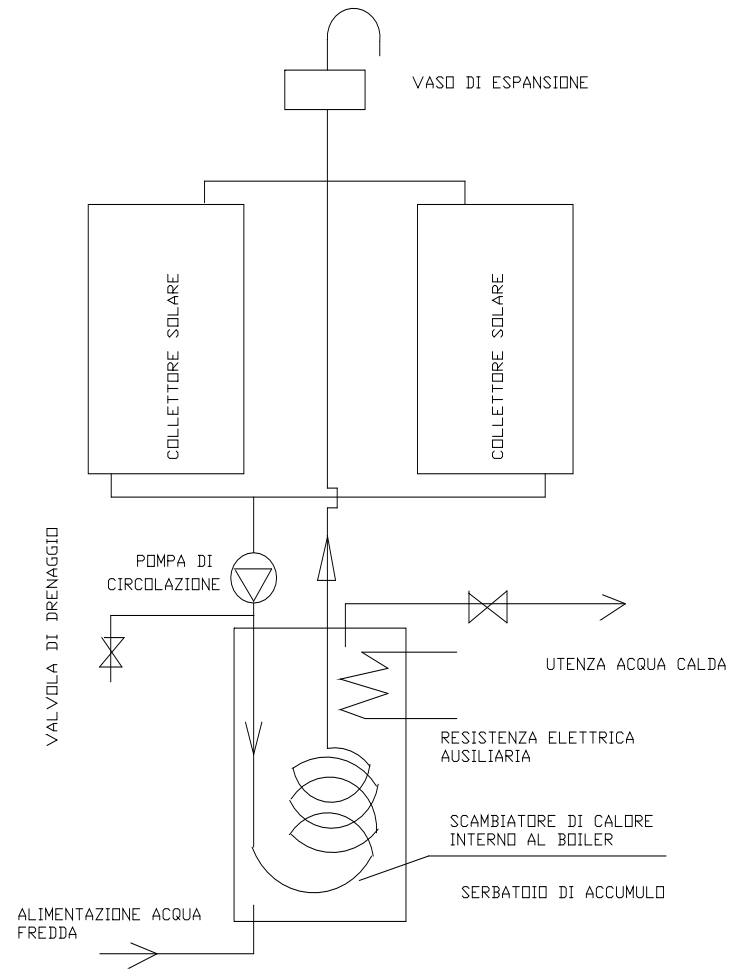
Mediante l'energia solare si può pensare di riscaldare anche l'acqua calda sanitaria utilizzata per usi domestici.

Va tenuto in considerazione che i collettori solari non funzionano con continuità ma solamente durante la giornata e pertanto occorre sempre prevedere anche un sistema di riscaldamento ausiliario in aggiunta a quello ad energia solare.

I sistemi per produzione di acqua calda sanitaria sono suddivisi in due tipologie principali:

1. Sistemi per produzione di acqua calda locale
2. Sistemi per produzione di acqua calda centralizzata.

Di solito i sistemi con superficie dei collettori fino a 8 m² sono classificati come *sistemi locali* mentre quelli con superficie maggiore sono classificati come *sistemi centralizzati*.



Sistemi di produzione unifamiliare

Nella Figura è data una rappresentazione schematica di un sistema per la produzione localizzata dell'acqua calda. In esso si riconoscono i seguenti elementi fondamentali:

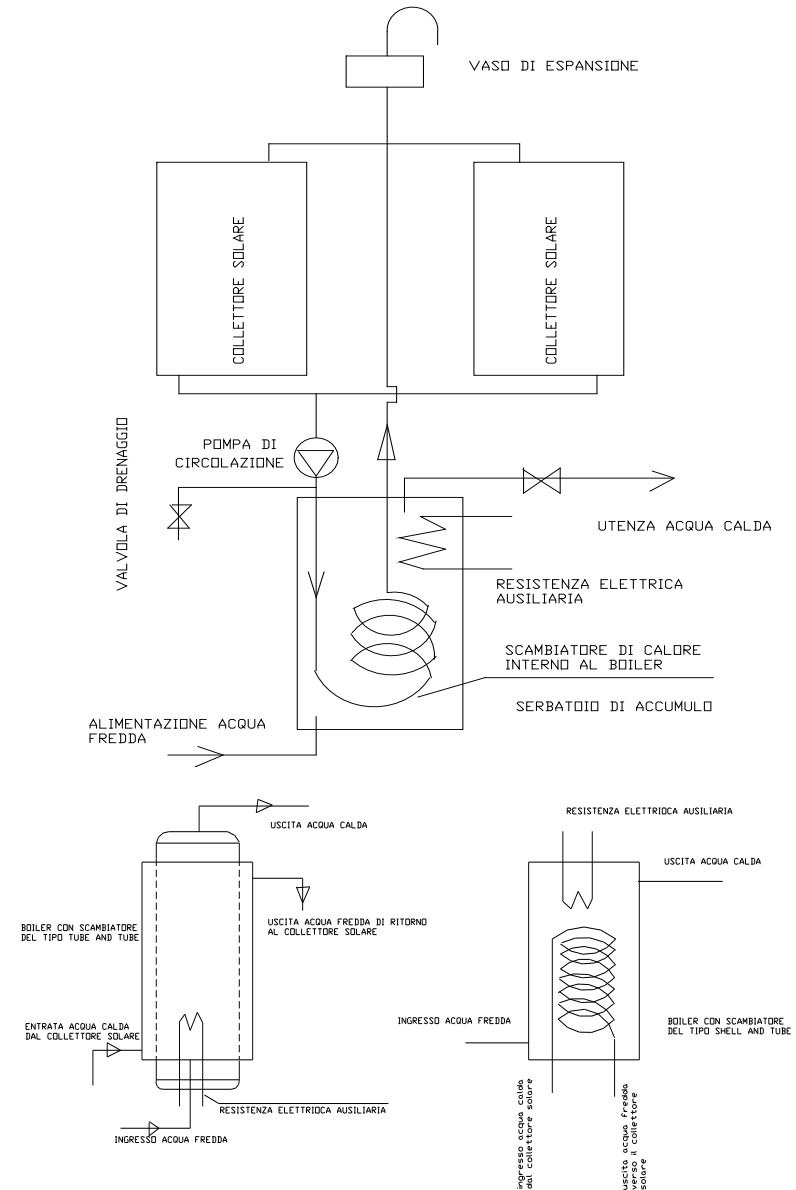
- × Coppia di collettori solari piani;
- × Boiler per l'accumulo dell'acqua calda sanitaria
- × Pompa di circolazione dell'acqua calda dal collettore al boiler
- × Resistenza elettrica ausiliaria

Anche se non è indicata, è opportuno prevedere una centralina di regolazione e controllo che impedisca, dopo il tramonto del sole, la circolazione parassitaria dell'acqua dal collettore solare al boiler. Infatti quando il collettore non raccoglie energia solare si trasforma in un radiatore verso l'atmosfera e pertanto l'acqua che è in circolazione all'interno dei tubi si raffredda. La centralina impedisce alla pompa di alimentare il boiler di notte e quindi consente di mantenere la temperatura dell'acqua calda all'interno del serbatoio di accumulo.

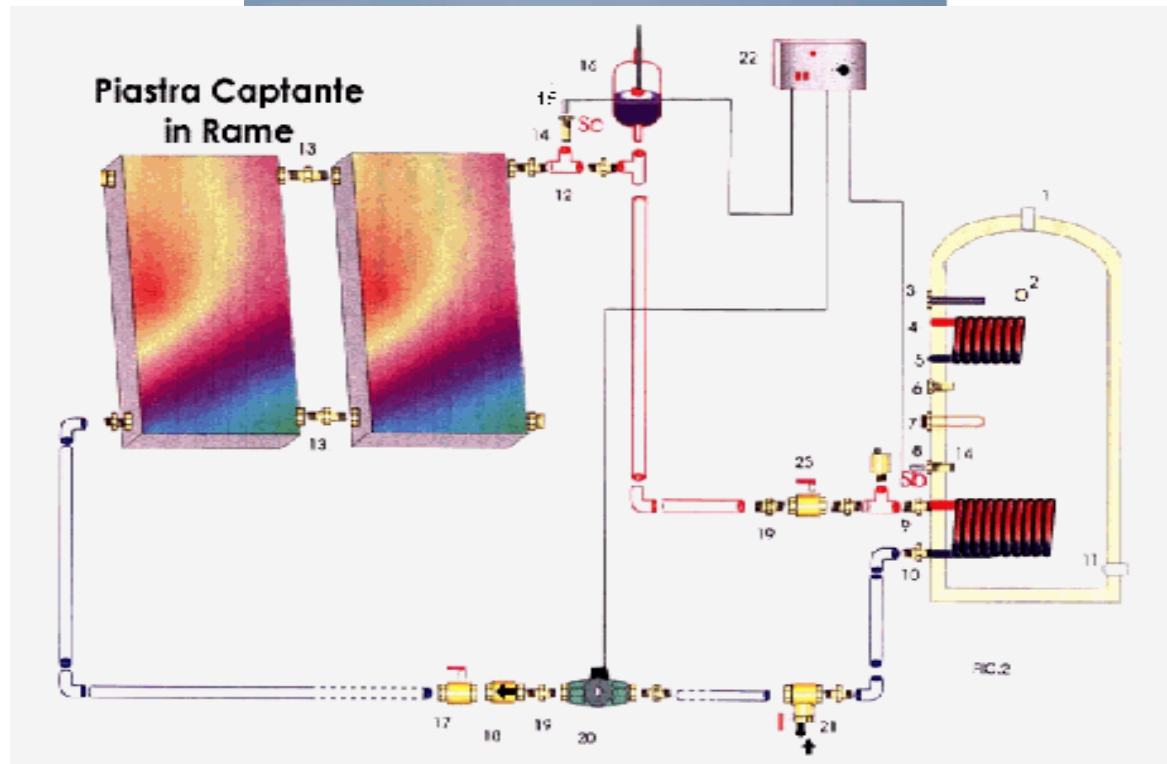
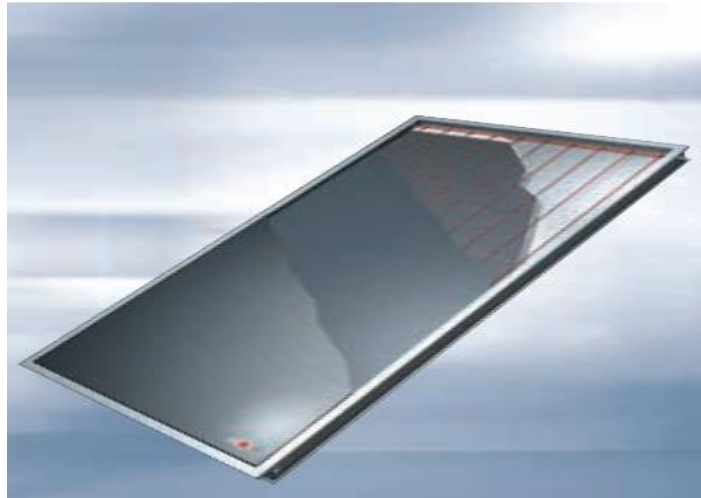
Il serbatoio di accumulo ha di solito due tipi di scambiatore:

1. Scambiatore del tipo *tube and tube* (tubo e tubo);
2. Scambiatore del tipo *shell and tube* (mantello e tubo).

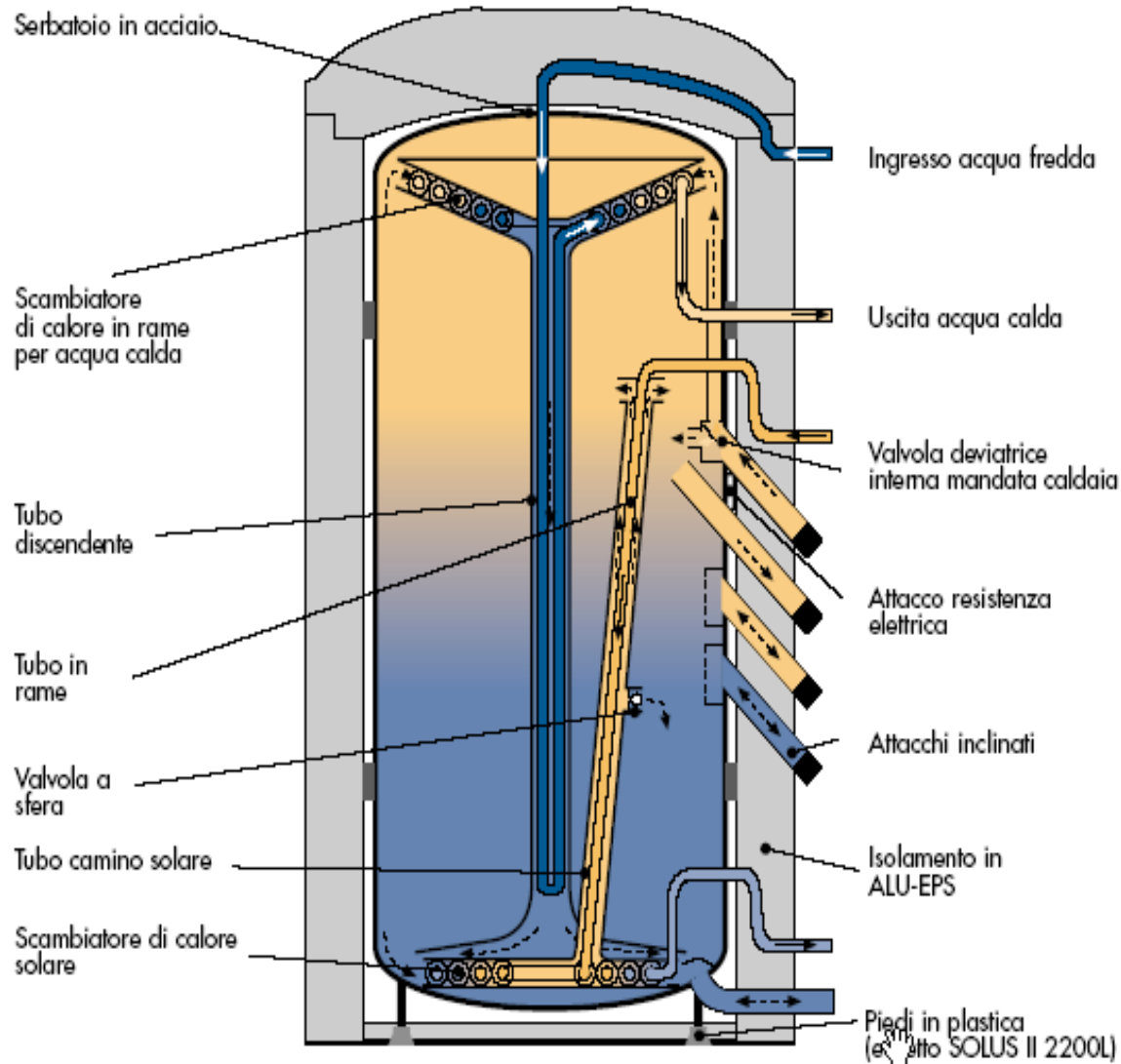
Quest'ultimo tipo risulta più efficiente raggiungendo efficienze superiori di 1÷3% rispetto agli scambiatori *tube and tube*.



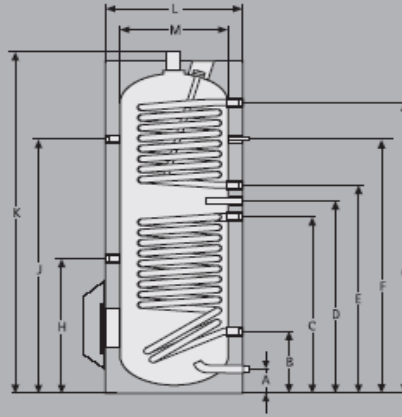
Collettore solare a tubi d'acqua



Serbatoio di accumulo



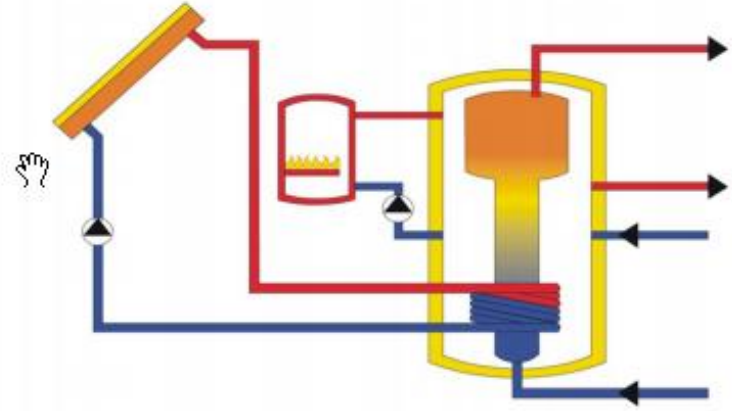
Serbatoio di accumulo



Dati Tecnici

Boilitore verticale	Tipo	SEM-300	SEM-400	SEM-500
Contenuto boilitore	Ltr.	300	400	500
Fattore di utilizzo				
NL - Solare	N _{L60}	10	16	20
NL - Riscaldamento	N _{L60}	3	4	6
Erogazione continua				
Solare	kW-Ltr./h			
80/60-10/45°C		38,0 - 940	44,4 - 1090	53,5 - 1320
55/50-10/45°C		17,5 - 430	21,3 - 523	24,0 - 591
Riscaldamento	kW-Ltr./h			
80/60-10/45°C		21,5 - 535	20,3 - 506	18,8 - 450
55/50-10/45°C		10,5 - 260	11,4 - 281	10,8 - 253
Attacco acqua fredda	A mm	85	85	85
Ritorno solare	B mm	263	320	405
Mandata solare	C mm	813	880	965
Riscaldamento elettrico ausiliario	D mm	893	955	1020
Ritorno riscaldamento	E mm	953	1025	1080
Ricircolo	F mm	1133	1205	1260
Mandata riscaldamento	G mm	1313	1385	1440
Sonda boilitore solare	H mm	540	405	490
Sonda boilitore riscaldamento/termometro	J mm	1133	1205	1260
Altezza boilitore	K mm	1883	1962	1850
Diametro esterno (con mantello)	L mm	600	670	750
Diametro interno (solo boilitore)	M mm	500	570	650
Diametro interno fiangia	mm	120	120	120
Superficie di scambio riscaldamento	m ²	0,93	0,93	0,93
Superficie di scambio solare	m ²	1,4	1,76	1,95
Contenuto scambiatore di calore solare	Ltr.	9,1	11,4	12,8
Mandata solare (filettatura. Int.)	G	1"	1"	1"
Ritorno solare (filettatura. Int.)	G	1"	1"	1"
Mandata riscaldamento (filettatura. Int.)	G	1"	1"	1"
Ritorno riscaldamento (filettatura. Int.)	G	1"	1"	1"
Acqua fredda (filettatura. est.)	G	1"	1"	1"
Acqua calda (filettatura. est.)	G	1"	1"	1"
Termometro (filettatura interna)	G	1/2"	1/2"	1/2"
Riscaldam. elettrico ausil. (filettatura interna)	G	1 1/2"	1 1/2"	1 1/2"
Ricircolo (filettatura esterna)	G	3/4"	3/4"	3/4"
Peso a secco	kg	166	205	252

Serbatoio di accumulo



Criteri di progetto per i sistemi localizzati

La superficie dei collettori solari può essere calcolata considerando almeno 1 m^2 per persona avendo cura di formare una superficie di raccolta di almeno due collettori. L'orientamento dei collettori è a SUD con deviazioni massime tollerate di 10° verso EST o OVEST.

L'angolo di inclinazione dei collettori è pari alla latitudine L del luogo per un funzionamento continuo annuale mentre è consigliato $L-15^\circ$ per un funzionamento principalmente invernale ed $L+10^\circ$ per un funzionamento prevalentemente estivo.

La scelta del tipo di collettore solare dipende anche dal valore di insolazione disponibile sul posto. In generale si può dire, per le nostre latitudini, che un collettore a piastra dipinta di nero e con una sola copertura di vetro semplice va bene per un funzionamento annuale. Qualora si desideri avere un miglior funzionamento prevalentemente invernale allora è consigliabile un collettore con vetro doppio. L'uso di piastre con vernice selettiva è necessario solo per applicazioni che richiedono elevate temperature ($>50^\circ\text{C}$).

La capacità termica del serbatoio può essere dimensionata prevedendo $50\div 70 \text{ kg}$ per collettore ovvero anche $30\div 50 \text{ kg/m}^2$ di collettore. E' opportuno ricordare che i valori più elevati di volume di accumulo portano ad avere efficienze di raccolta maggiori ma anche temperature di accumulo inferiori.

Per i sistemi di produzione di acqua calda localizzati è opportuno prevedere una resistenza elettrica ausiliaria di almeno 2 kW .

E' necessario isolare il serbatoio di accumulo con almeno 10 cm di isolante termico (ad esempio lana di vetro) e il rivestimento esterno deve essere in alluminio o in lamiera di acciaio galvanizzato.

Tutti i tubi di collegamento fra collettori e boiler debbono essere coibentati con isolante termico di spessore di almeno 5 cm . Al fine di ridurre la potenza di circolazione è opportuno limitare al massimo sia la lunghezza dei tubi che le resistenze concentrate mediante raccordi curvi non angolati e valvole a minore resistenza. La pompa di circolazione ha di solito una prevalenza di $1000\div 2000 \text{ Pa}$.

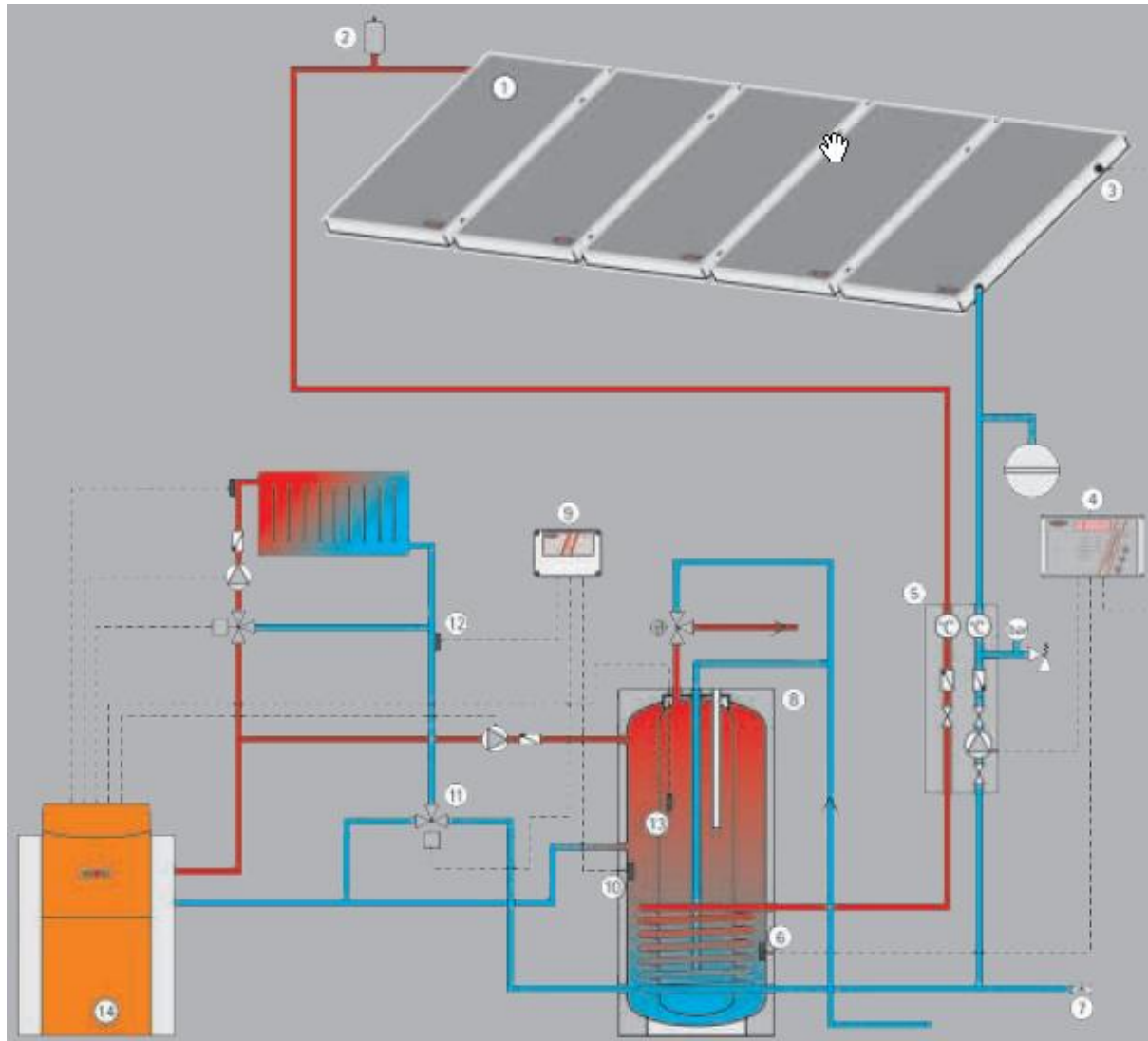
La portata del fluido refrigerante può prevedersi pari a $100\div 120 \text{ kg/h}$ per collettore (di superficie di 1.5 m^2).

Il vaso di espansione ha una capacità di $15\div 20$ litri.

Occorre una centralina di regolazione e controllo collegata ai collettori e al boiler per impedire la circolazione inversa parassita.

Per evitare il pericolo del congelamento invernale si può svuotare l'impianto, se questo non è attivo, oppure aggiungere $10\div 20\%$ di glicole etilenico per uso organico in modo da abbassare il punto di congelamento del fluido refrigerante.

Impianto di riscaldamento integrato



Sistemi centralizzati per l'acqua calda sanitaria

I sistemi con più di quattro collettori solari sono tipicamente utilizzati per la produzione dell'acqua sanitaria centralizzata. Si tratta, quindi, di impianti di grandi dimensioni adatti per la produzione di acqua sanitaria per condomini, alberghi, scuole, campeggi,..... Essi sono strutturati in modo più complesso, come indicato in figura seguente.

La superficie dei collettori solari è realizzata con un numero elevato di collettori solari e tale da potere effettuare un collegamento serie-parallelo degli stessi. Quando due collettori solari sono collegati in serie allora la temperatura di uscita dell'acqua calda è maggiore rispetto al caso di un collettore singolo, per contro si ha una diminuzione del rendimento di trasformazione dell'energia solare poiché crescendo la temperatura di uscita aumenta la temperatura media dei collettori e quindi aumentano le perdite per convezione e radiazione (cresce, quindi, U_L).

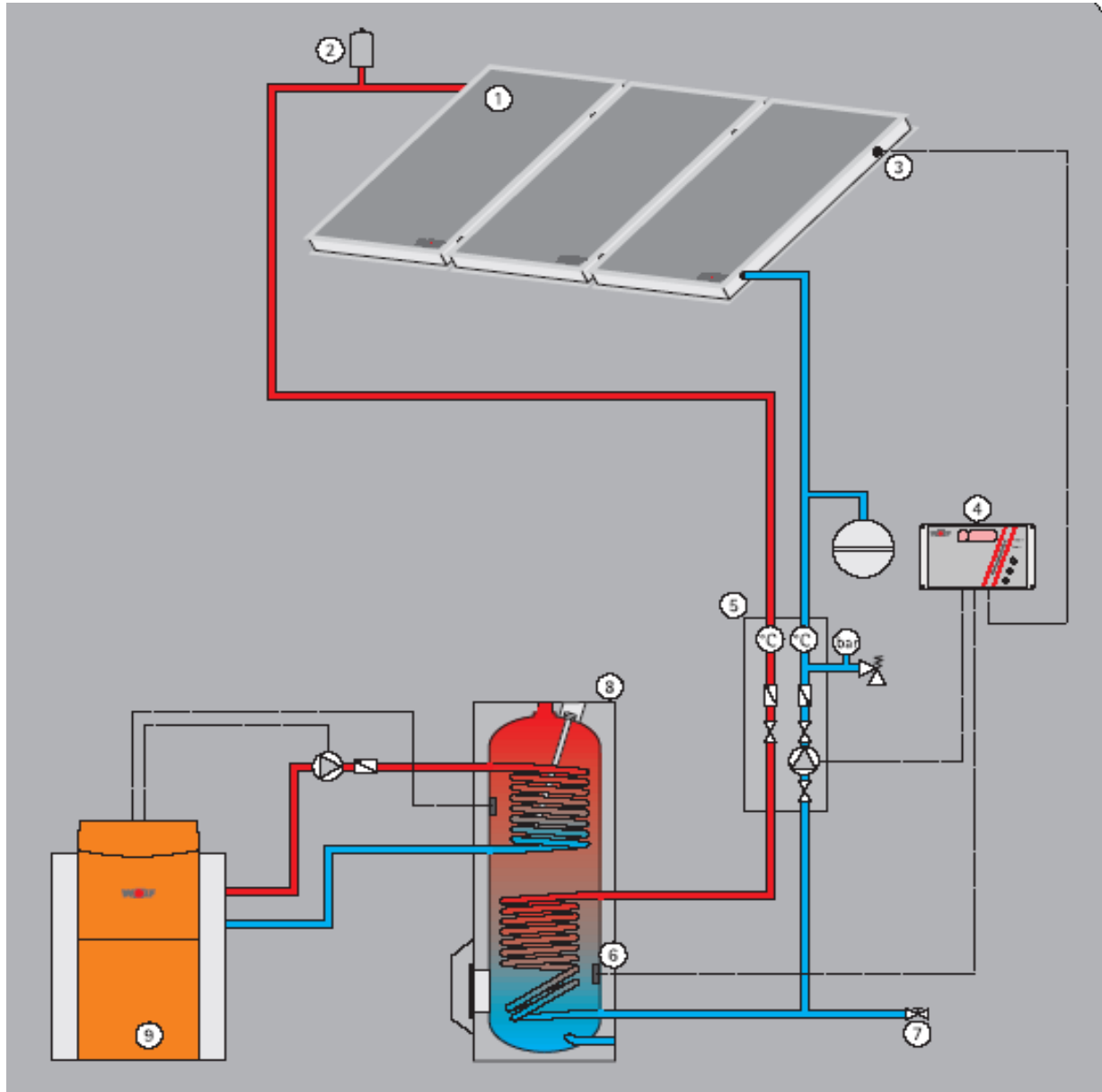
Il collegamento in parallelo dei collettori solari mantiene la temperatura di uscita del singolo collettore, cresce la portata del fluido refrigerante e quindi l'energia raccolta e il rendimento di trasformazione dell'energia solare è più elevato rispetto al collegamento in serie.

Nella figura successiva si può osservare come i collettori sono collegati in batterie da tre collettori serie e poi le batterie sono collegati in parallelo. Il fluido refrigerante viene inviato in un primo boiler dove si riscalda l'acqua mediante uno scambiatore a *shell and tube* molto efficiente.

Da questo primo accumulatore l'acqua calda viene mandata in un secondo scambiatore di miscelazione con l'acqua calda fornita da una caldaia ausiliaria in modo da raggiungere la temperatura desiderata per l'utenza.

La centralina di regolazione provvede a bloccare la pompa primaria del circuito solare per evitare la circolazione inversa.

Impianto per acqua calda sanitaria integrato



Criteria di progetto di un impianto centralizzato

- × Per bilanciare i circuiti di collegamento delle batterie solari è opportuno utilizzare l'anello di *Tickelman*. Esso consiste in un collegamento a ritorno inverso in modo da realizzare per tutti i circuiti un percorso di eguale lunghezza.
- × I collegamenti dei collettori in serie nelle singole batterie debbono essere realizzati in modo da evitare eccessive perdite localizzate.
- × Non eccedere nel collegamento in serie dei collettori solari per non penalizzare eccessivamente il rendimento di trasformazione solare. Di solito si limita il collegamento a 2÷3 collettori.
- × L'orientamento e l'inclinazione dei collettori solari segue le stesse indicazioni viste per i sistemi localizzati: l'angolo di inclinazione dei collettori è pari alla latitudine L del luogo per un funzionamento continuo annuale mentre è consigliato $L-15^\circ$ per un funzionamento principalmente invernale ed $L+10^\circ$ per un funzionamento prevalentemente estivo.
- × Limitare al massimo le perdite di pressione nei circuiti in modo da ridurre la potenza di pompaggio. La velocità del fluido refrigerante non dovrebbe mai superare 1 m/s.
- × L'alimentazione dell'acqua fredda dovrebbe anche avere una valvola di drenaggio e filtraggio.
- × La centralina elettronica deve avere un termostato differenziale per il controllo della pompa principale di circolazione.
- × I tubi, il boiler primario e quello di miscelazione debbono essere generosamente coibentati per limitare perdite di energia nel circuito.

Criteri di progetto per impianti centralizzati

La capacità del boiler primario può essere calcolata prevedendo un consumo specifico $C=40\div 50$ l/giorno/persona e quindi: $V = n \cdot C$

con: C consumo specifico per persona, come sopra indicato; n numero di persone da servire

Il numero dei collettori solari, T, è determinato dalla relazione: $T = \frac{V}{P}$

ove: P produzione unitaria di acqua calda (litri/giorno per collettore) di solito pari a:

$P=50$ lt/g/collettore per il periodo invernale;

$P=60$ lt/g/collettore per un periodo annuale;

$P=70$ lt/g/collettore per il periodo estivo invernale;

La capacità termica dello scambiatore di calore, H, preferibilmente del tipo *shell and tube*, è data dalla relazione:

$$H = V \cdot u \cdot s$$

con: V, capacità (litri) del serbatoio di accumulo; u fattore di utilizzazione dello scambiatore di calore (solitamente pari a 0.3); s fattore di acculo (di solito pari a 1.25).

La portata del fluido refrigerante è pari a: $M = m \cdot T$

Con $m = 100\div 120$ kg/h/collettore (portata di massa specifica per collettore); T = numero di collettori solari del sistema.

La capacità del vaso di espansione, E, è data dalla relazione: $E = e \cdot T$

ove:

$e = 5$ L/collettore (espansione specifica per collettore);

T = numero di collettori solari del sistema.

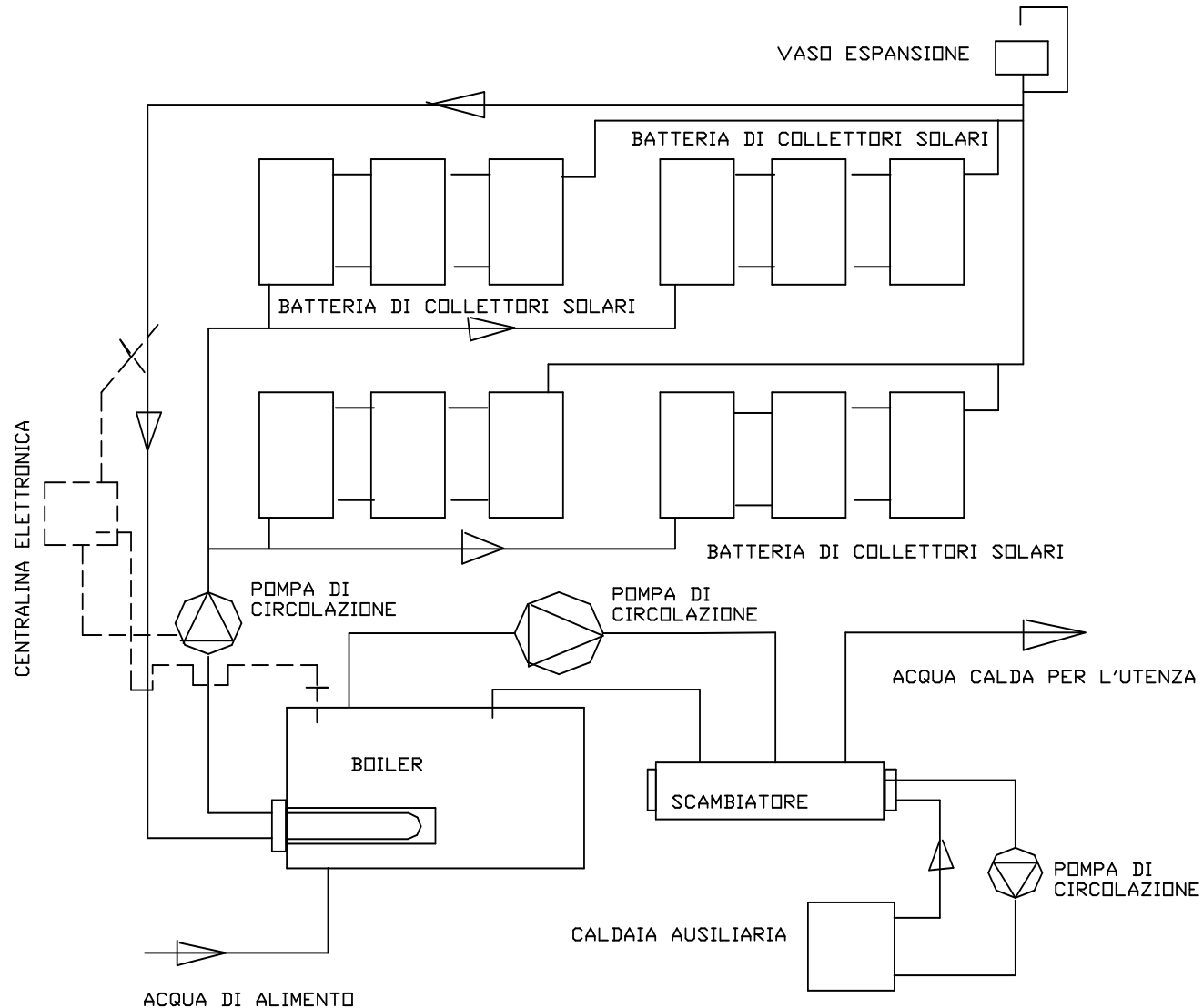
Schema impiantistico per sistemi centralizzati

In figura si ha il layout di un impianto centralizzato per produzione di acqua calda per usi sanitari.

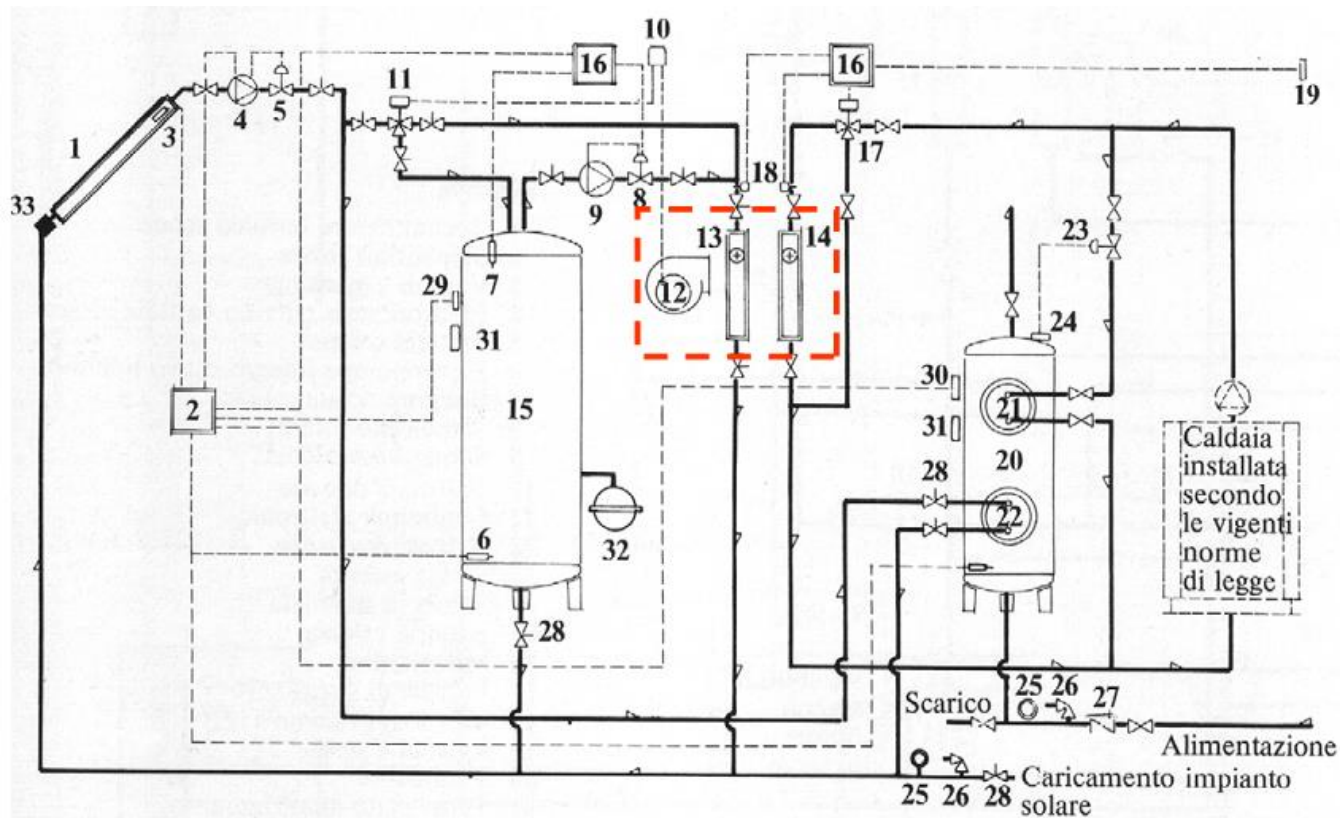
Le batterie di collettori sono disposte in parte in serie e in parte in parallelo.

La disposizione in serie fa aumentare la temperatura di uscita dell'acqua calda ma a scapito dell'efficienza dei collettori (poiché vi sono perdite radiative maggiori).

La disposizione in parallelo consente di aumentare la portata d'acqua calda a pari temperatura di uscita.



Impianti solari per ACS e altre utenze



Legenda

- 1 Collettore solare
- 2 Centralina elettronica
- 3 Sonda calda
- 4 Elettropompa collettore
- 5 Valvola a due vie
- 6 Sonde fredde
- 7 Sonda bollitore solare
- 8 Valvola a due vie
- 9 Elettropompa batteria solare
- 10 Termostato ambiente
- 11 Valvola deviatrice
- 12 Ventilatore mandata aria
- 13 Batteria solare
- 14 Batteria caldaia
- 15 Accumulatore solare
- 16 Centralina elettronica
- 17 Valvola deviatrice
- 18 Sonde in mandata
- 19 Sonda esterna
- 20 Bollitore acqua calda
- 21 Serpentino caldaia
- 22 Serpentino solare
- 23 Valvola a due vie
- 24 Termostato di comando
- 25 Manometro
- 26 Valvola di sicurezza
- 27 Valvola di ritegno
- 28 Valvola a sfera
- 29 Termostato di sicurezza
- 30 Termostato di sicurezza
- 31 Termometro
- 32 Vaso di espansione
- 33 Filtro

Sistema di captazione e accumulo

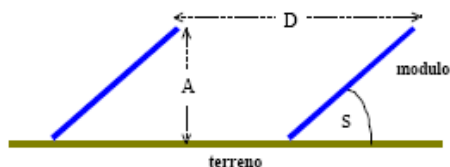
Utilizzo

Sistema ausiliario

Posizionamento dei collettori solari

LA CONFIGURAZIONE A FILE PARALLELE

- Ove non è possibile disporre i moduli su una unica fila (motivi di spazio)



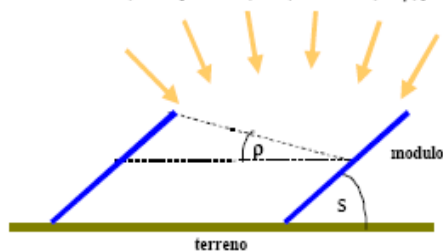
- Distanza tra le file: compromesso tra ombreggiamento e eccessiva distanza
- Assenza di ombre a mezzogiorno del solstizio invernale

LE COMPONENTI DELLA RADIAZIONE NELLA CONFIGURAZIONE A FILE PARALLELE

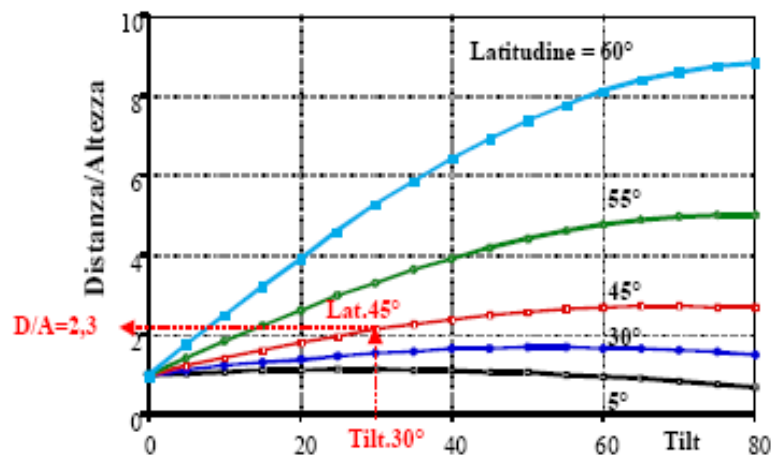
$H_{dir,c}$: la stessa della fila singola

$H_{rif,c} = 0$ dalla seconda fila

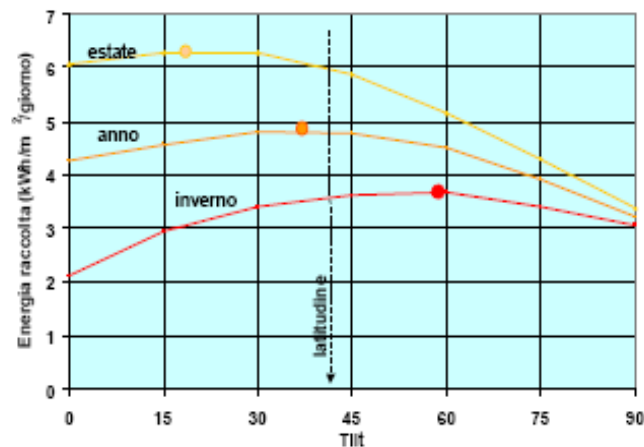
$$H_{dif,o} \text{ to } [1 + \cos(S + (90 - \Theta_{lim}) + \rho)] / 2$$



DISTANZA TRA FILE



LA SCELTA DELL'ANGOLO DI TILT



Utilizzo dei collettori piani

Per raccogliere questa piccola quantità di energia occorre investire parecchio (circa 700-1000 €/m² di collettore in opera con gli accessori, cioè boiler e centralina di controllo) e pertanto la convenienza economica di questi impianti non è del tutto dimostrata ai costi attuali dell'energia tradizionale.

Le cose migliorano con i moderni collettori a tubi sotto vuoto: l'efficienza di raccolta è migliore e si possono avere temperature di utilizzo più elevate (70-90 °C) rispetto a quelle dei collettori piani.

Una possibile applicazione, oltre alla normale produzione di acqua calda, può anche essere quella del raffrescamento estivo in unione con macchine frigorifere ad assorbimento a bromuro di litio.

Va detto che l'incidenza dei collettori solari piani sul risparmio energetico in Italia è del tutto marginale sia per l'elevato costo di installazione degli impianti che lo scarso interesse industriale e politico in questi sistemi.

Si fa osservare, con qualche punta di rammarico, che il maggior numero di impianti solari termici in Italia è nelle province autonome di Trento e Bolzano dove una oculata politica di incentivazione fiscali ha determinato un grande interesse da parte dei cittadini all'installazione di impianti solari.

Collettori a tubi di vetro

Il Collettore a tubi sottovuoto ETC 16

Il Tubo SCHOTT ICR® con il suo innovativo collegamento al tubo di raccolta in rame consente di realizzare un collettore sotto vuoto avente numerosi vantaggi.

Efficienza elevata: alte prestazioni in dimensioni contenute

Lunga durata: la semplice saldatura vetro-vetro, come nelle bottiglie "thermos", assicura un durevole mantenimento del vuoto con il più alto isolamento termico

Prestazioni costanti: il vuoto protegge dal degrado ambientale sia il coating assorbitore che lo specchio riflettente, in tal modo viene assicurata una costante efficienza nel tempo

Flessibilità: il disegno modulare si adatta facilmente allo spazio disponibile sul tetto

Estetica gradevole: design elegante grazie al piccolo diametro dei tubi e all'ottimale distanza tra di essi

Montaggio facile: solo 20 kg di peso; compatto e maneggevole; pre-assemblato, pronto per l'installazione



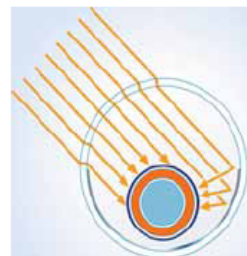
Dati Tecnici

Dimensioni*	1684 x 765 x 100 mm
Superficie di apertura*	0.808 m ²
Superficie lorda*	1.29 m ²
Peso*	20 kg
Massima pressione di esercizio*	6 bar
Fluido termoconvettore	Tyfocon HTL/G-LS
Volume di riempimento*	3.5 l
Resa energetica annuale di un impianto composto da 4 collettori per la produzione di acqua calda sanitaria (3,2 m ² condizioni secondo ITW, installazione a Würzburg)	730 kWh/m ²
Efficienza ed affidabilità	DIN / EN 12975-2
Resistenza alla grandine	DIN / EN 12975-2 TÜV Rheinland
Marchio CE secondo 97/23/EG	approvato dal TÜV
Blue Angel	applicato al RAL UZ 73

* tutti i dati si riferiscono ad 1 collettore

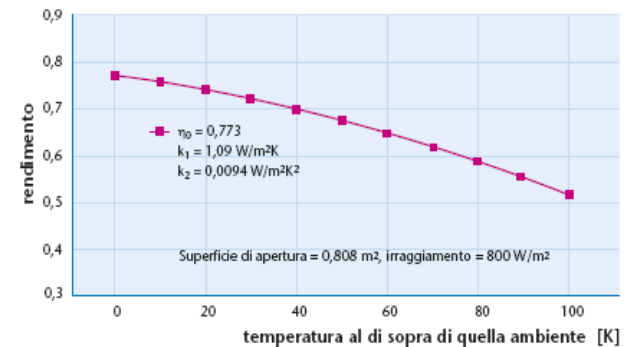


Dettaglio: scambio termico all'interno del collettore



Sezione di un tubo collettore SCHOTT ICR® dove si evidenzia che sia il coating assorbitore ALUXID® che lo specchio a strato sottile sono protetti dall'isolamento del vuoto

Rendimento termico



Metodi numerici di calcolo: F Chart

I criteri sopra enunciati sono di larga massima e non debbono essere considerati di validità generalizzata. Per il dimensionamento corretto degli impianti solari occorre fare riferimento a codici di calcolo specializzati (ad esempio **TRNSYS**) o a criteri di maggiore affidamento, quale l'**f-Chart**. Questo metodo si basa su alcune correlazioni ottenute da simulazioni numeriche dettagliate per impianti solari in diverse configurazioni e con condizioni di insolazione variabile. Le simulazioni hanno consentito di calcolare la *frazione mensile dell'energia utilizzata*, f , definita dal rapporto fra l'energia solare fornita dall'impianto, E_S , e quella totale necessaria per il

riscaldamento dell'acqua sanitaria, E_R , nell'arco di un mese:
$$f = \frac{E_S}{E_R}$$

Nota la quantità di acqua calda da produrre, M , si può calcolare l'energia E_R necessaria:

$$E_R = Mc_p (t_e - t_A)$$

ove si ha: g , numero di giorni del mese considerato, t_A , temperatura dell'acqua di rete, °C, t_e , temperatura di erogazione dell'acqua sanitaria, °C. Se si conosce f allora si può conoscere l'energia complementare necessaria da fornire mediante caldaia, oltre quella fornita dall'impianto solare:

$$E_C = (1 - f) E_R$$

Le simulazioni numeriche hanno consentito di calcolare la frazione f fornita dall'impianto solare:

$$f = 1.029Y - 0.065X - 0.245Y^2 + 0.0018X^2 + 0.0215$$

Uso della f-Chart

ove X ed Y hanno le seguenti espressioni:

$$X = \left[\frac{F_R K S (100 - t'_m) g D}{E_R} \right] \left[\frac{11.6 + 1.18 t_e + 3.86 t_A - 2.32 t'_m}{100 - t'_m} \right]$$

$$Y = \frac{\xi F'_R(\alpha\tau)_e g H_T}{E_R}$$

il simbolismo:

$F'_R(\alpha\tau)_e$ prodotto del fattore di rimozione termica per il l'assorbimento-trasmissione effettivo del collettore solare utilizzato;

ξ fattore correttivo per tenere conto dell'angolo di incidenza della radiazione solare sul collettore rispetto alla direzione normale. Si può assumere $\xi = 0.90$ per collettori ad un vetro e $\xi = 0.88$ per collettori a due vetri;

D durata del giorno, in ore;

g numero di giorni nel mese considerato;

t'_m temperatura media diurna nel mese considerato, °C;

H_T radiazione solare media nel mese considerati, kJ/m²/day;

La temperatura media mensile, t'_m , può essere stimata nota la temperatura media giornaliera, t_m , e l'escursione media giornaliera mensile, di solito fornita da opportune tabelle dell'UNI-CTI 10349, mediante la relazione:

$$t'_m = t_m + 0.18 \Delta t_m \quad Estate$$

$$t'_m = t_m + 0.31 \Delta t_m \quad Inverno$$

Osservazioni sul metodo F Chart

Il metodo della *f-Chart* si può utilizzare anche per impianti solari destinati al riscaldamento ambientale e alla produzione di acqua sanitaria.

Quest'ultima variante, per altro più complessa, non viene qui sviluppata per la limitatezza del Corso e può essere analizzata in manuali tecnici specializzati.

Si osserva però che il metodo nasce non tanto da verifiche sperimentali dirette bensì da applicazioni di modelli di calcolo affidabili, quale il *TRNSYS*.

Gli accordi di Kyoto hanno dato nuovo impulso alle applicazioni solari e in particolare alle applicazioni per produzione di acqua calda per usi sanitari.

Gli accordi prevedono, infatti, una riduzione delle emissioni di CO₂ nell'atmosfera da parte dei paesi industrializzati e per l'Italia è stata assegnata una percentuale pari al 6% dell'emissione del 1996.

Per raggiungere tale riduzione (invero pesante) occorre limitare l'uso di combustibili tradizionali e pertanto è auspicabile la sostituzione di alcuni impianti termici (quelle per usi sanitari, ad esempio) con impianti solari visti in questo capitolo

Resta da superare la difficoltà del costo totale di questi impianti oggi notevolmente elevato rispetto agli impianti tradizionali. Senza un sensibile abbassamento dei prezzi unitari dei collettori solari il decollo dell'energia solare resterà solamente un desiderio.

IMPIANTI SOLARI TERMODINAMICI

PROF. ING. GIULIANO CAMMARATA

Impianti solari termici di potenza

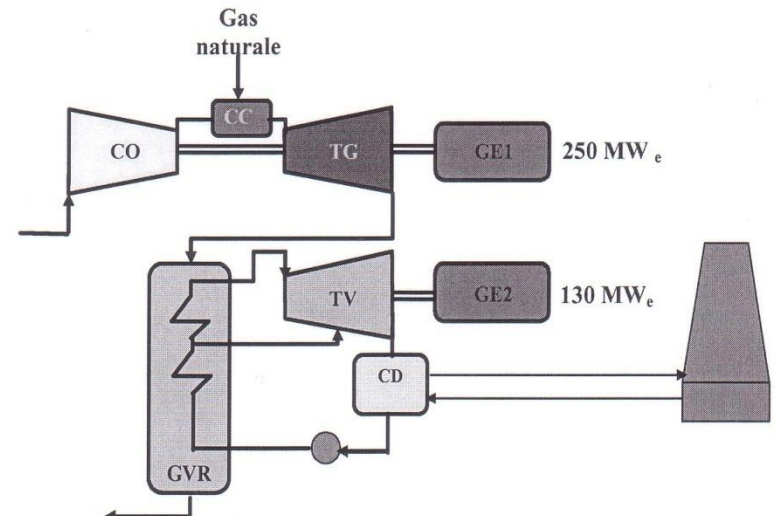
L'energia solare può essere vantaggiosamente utilizzata anche negli impianti di potenza. Si hanno due possibilità:

-Avere un impianto solare autonomo basato su un normale ciclo Hirn;

- Integrare un impianto esistente (cogenerazione).

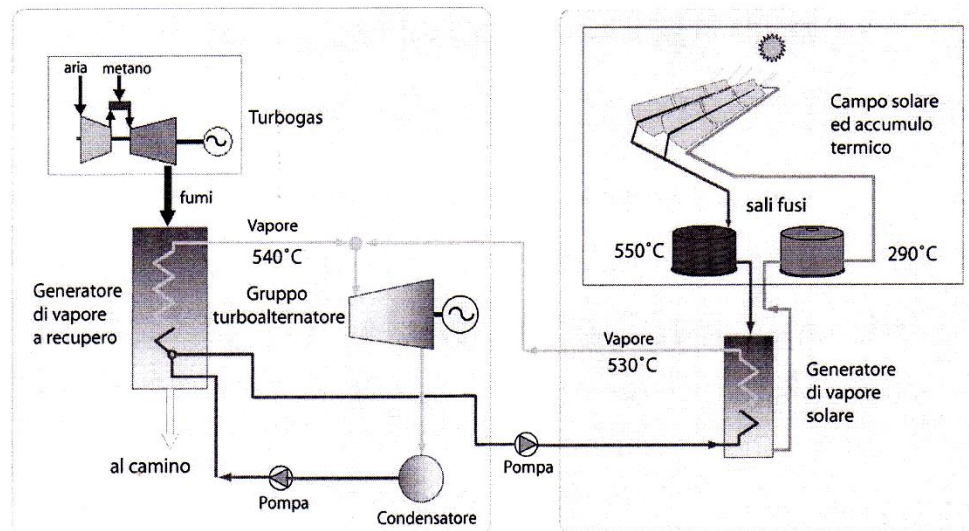
Nel primo caso si hanno centrali solari a specchio e torre con generazione di vapore in una caldaia solare cui segue il layout di una normale centrale termica. Di questo tipo era la centrale di Adrano con una caldaia Francia alimentata da un campo specchi piani orientati mediante un sistema di puntamento verso la torre solare.

Nel secondo caso si ha la costruenda centrale solare di Priolo, progetto Archimede, dell'Enel e dell'Enea nella quale un campo di collettori solari parabolici fornirà una potenza media di 20 MW.



Ciclo combinato

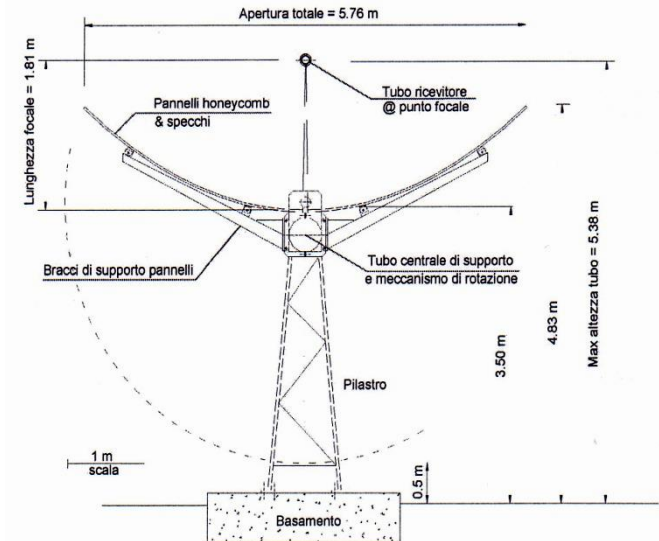
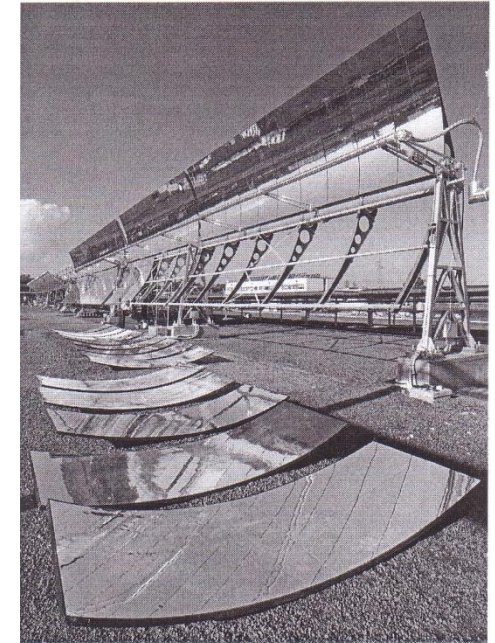
Impianto solare



I collettori parabolici

Nel progetto Archimede si utilizzeranno 318 collettori parabolici orientati con asse Nord – Sud, avente una superficie attiva riflettente di 546,3 m². I dati del campo solare sono riassunti nella seguente tabella.

Numero di collettori equivalenti da 100 m		318
Numero tubi ricevitori per collettore		24
Numero totale tubi ricevitore		7.632
Lunghezza tubo ricevitore	m	4,060
Lunghezza attiva tubo ricevitore	m	3,938
Apertura collettori	m	5,88
Apertura utile collettori	m	5,78
Superficie riflettente collettore	m ²	563,2
Superficie riflettente attiva collettore	m ²	546,3
Superficie riflettente campo solare	m ²	179.097
Superficie riflettente attiva campo solare	m ²	173.723
Spaziatura tra le file dei collettori	m	11,52
Orientazione collettori		N-S
Area occupata dai collettori	ha	18,8
Area occupata dal campo solare	ha	37,6



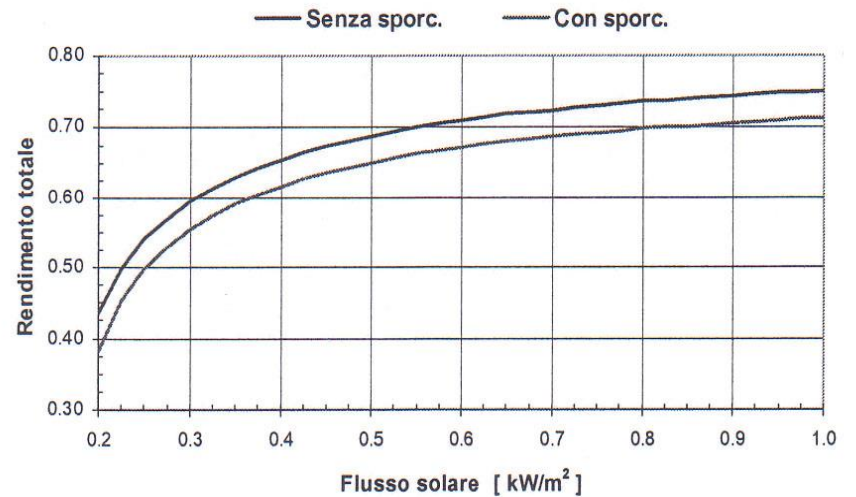
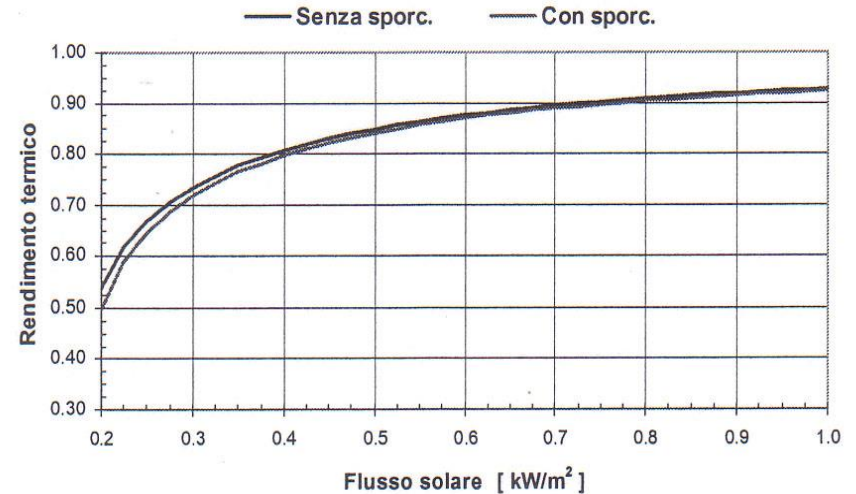
Efficienza di raccolta dei collettori parabolici

I collettori parabolici focalizzano in un tubo posto in corrispondenza del fuoco. Il materiale assorbente di questo tubo è di tipo selettivo in modo da assorbire molto e irradiare poco.

Le curve di efficienza delle parabole sono state predisposte dall'Enea e sono riportate negli abachi a fianco.

La temperatura raggiunta dal fluido di lavoro (miscela di NaNO_3 e KNO_3) supera i $330\text{ }^\circ\text{C}$.

Le curve riportano anche la variazione dell'efficienza solare di raccolta con parabole sporche.



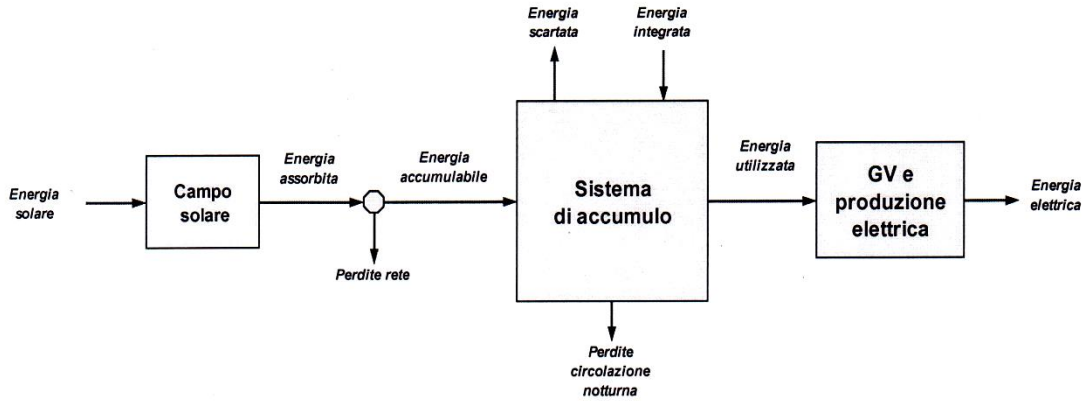
Dati attinometrici

Energia solare media mensile raccolta dal campo specchi del progetto Archimede di Priolo.

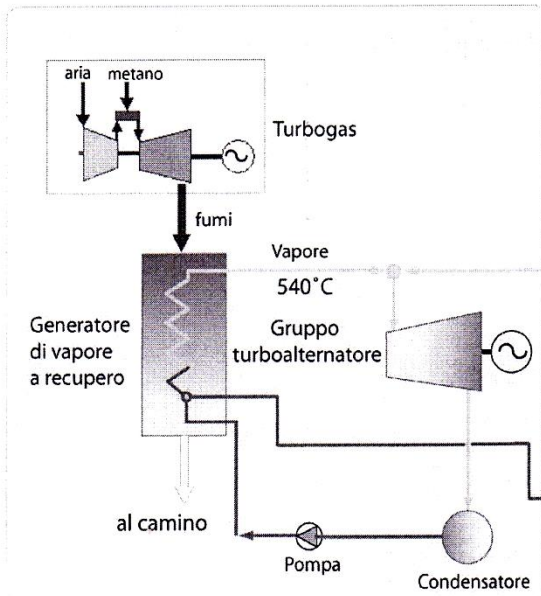
MESE	Somma Energia solare mensile effettiva sul campo specchi MWh _{sol}	Somma Energia termica mensile prodotta dal campo specchi MWh _t	Rendim. campo specchi %	Potenza termica media (24h x N°g.m) in uscita dal campo specchi MW _t
Gennaio	11143,47	6221,212	55,8283	8,361844
Febbraio	7484,988	3999,952	53,43965	5,952309
Marzo	21438,17	13593,14	63,40624	18,27035
Aprile	25783	16504,5	64,0131	22,92292
Maggio	34956,27	22964,83	65,6959	30,86671
Giugno	36930,17	24204,8	65,54206	33,61777
Luglio	34522,56	22171,92	64,22445	29,80097
Agosto	30379,21	19130,62	62,97273	25,7132
Settembre	19606,74	11547,65	58,89632	16,0384
Ottobre	15510,14	8662,716	55,85197	11,64344
Novembre	8321,352	4272,749	51,34682	5,934374
Dicembre	7307,763	3269,746	44,74346	4,39482
Annuale	253383,8	156543,8	61,7813	17,79309

	% carico max	Pot. al GVS MWt	En. al GVS MWh _t	ore di calendario	ore (di calendario) di funz. Centrale C.C. da 07-21	Ore di consegna energia termica al GVS	Ore di produzione energia termica da parte del campo specchi
GEN	32	20.61	4327.68	744	434	210	129
FEB	32	20.61	2596.61	672	392	126	83
MAR 1-10	50	32.20	3220.00	240	140	100	189
MAR 11-31	82	52.81	8290.86	504	294	157	
APR 1-10	82	52.81	1795.47	240	140	34	206
APR 11-30	100	64.40	12558.00	480	280	195	
MAG	100	64.40	19706.40	744	434	306	283
GIU	100	64.40	21638.40	720	420	336	310
LUG 1-28	100	64.40	18289.60	672	392	284	326
LUG 29-31	90	57.96	1622.88	72	42	28	
AGO	90	57.96	16808.40	744	434	290	286
SET 1-	90	57.96	405.72	24	14	7	
SET 2-26	60	38.64	7843.92	600	350	203	207
SET 27-30	40	25.76	772.80	96	56	30	
OTT	40	25.76	6697.60	744	434	260	169
NOV	30	19.32	2511.60	720	420	130	112
DIC	30	19.32	1506.96	744	434	78	93
Totali			130592,9	8760	5110	2774	2393

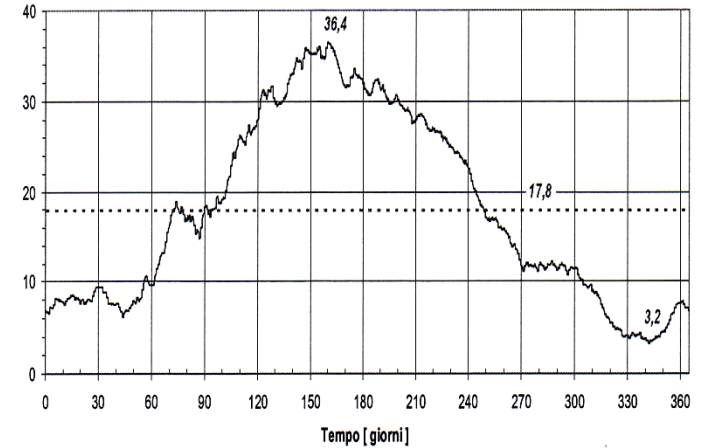
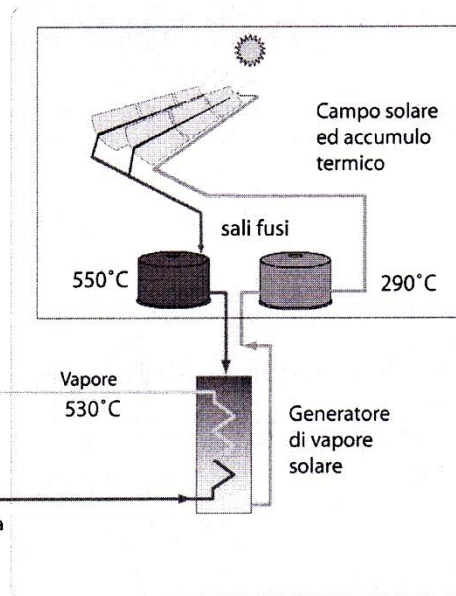
Potenza termica raccolta e layout solare



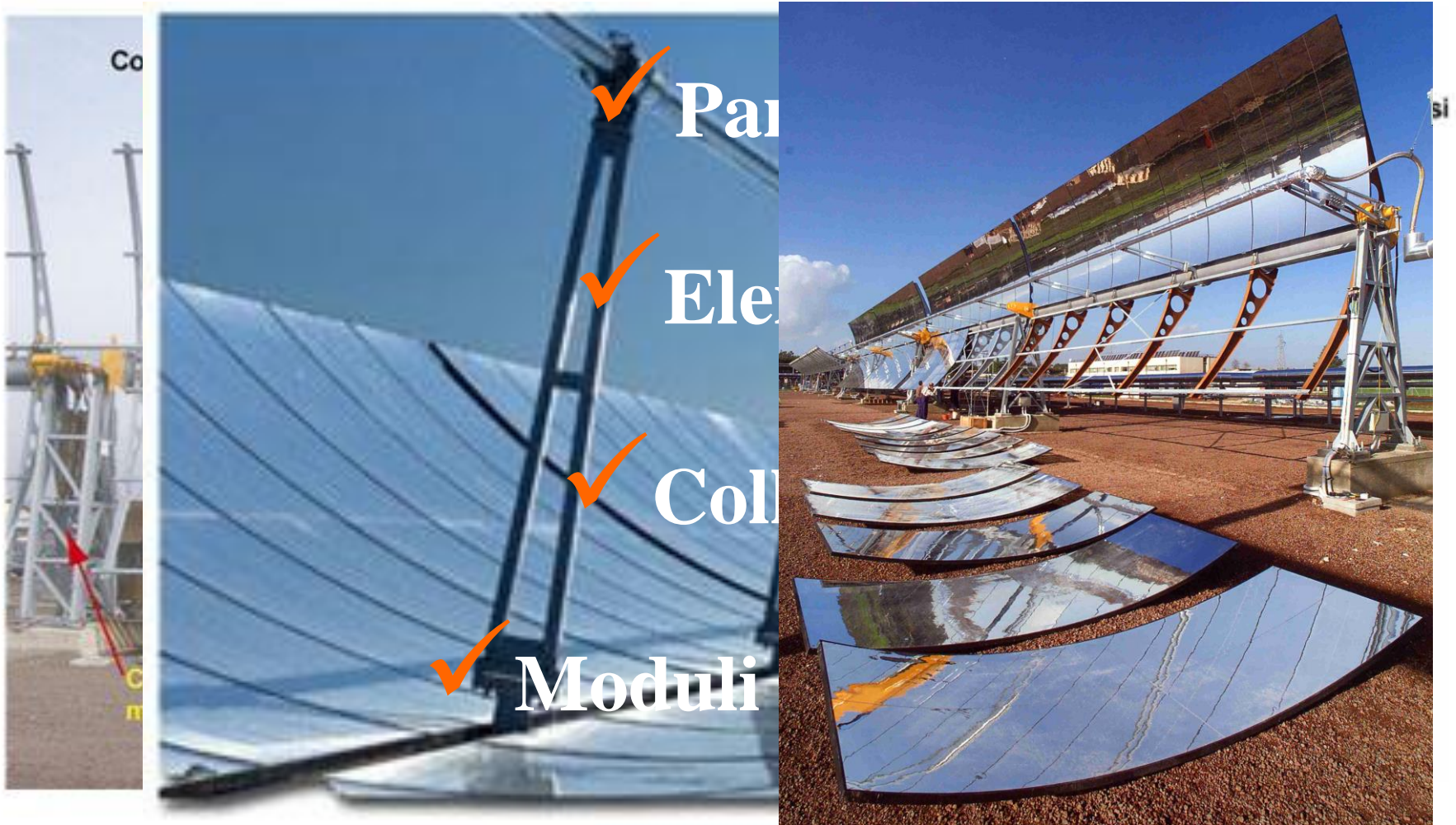
Ciclo combinato



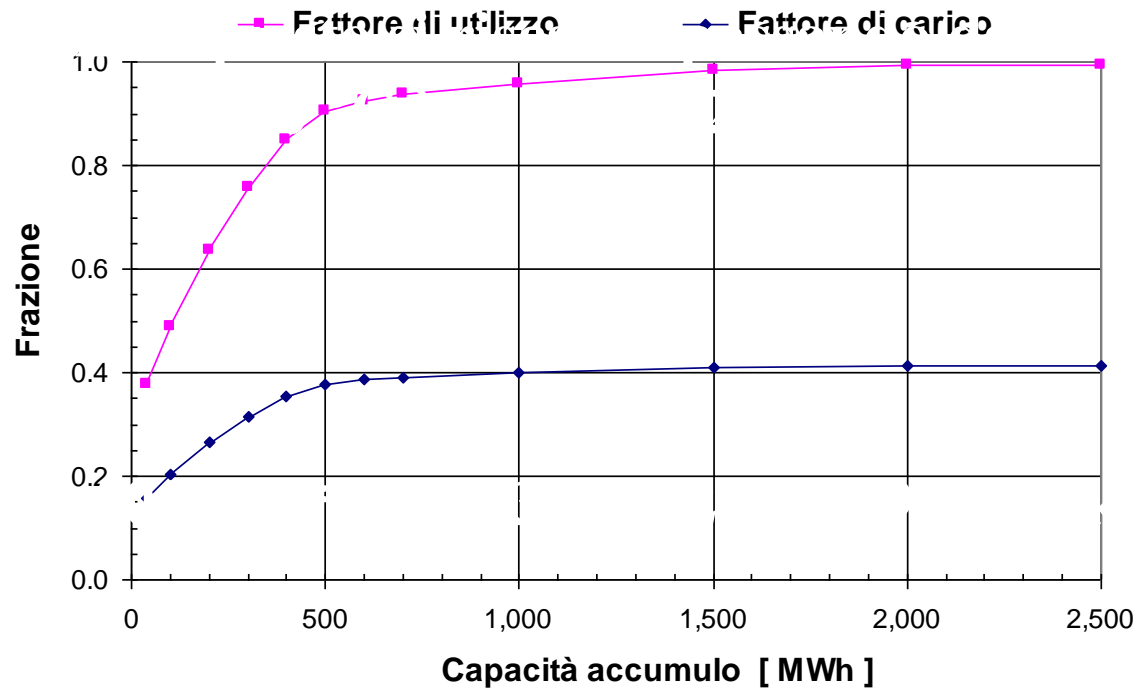
Impianto solare



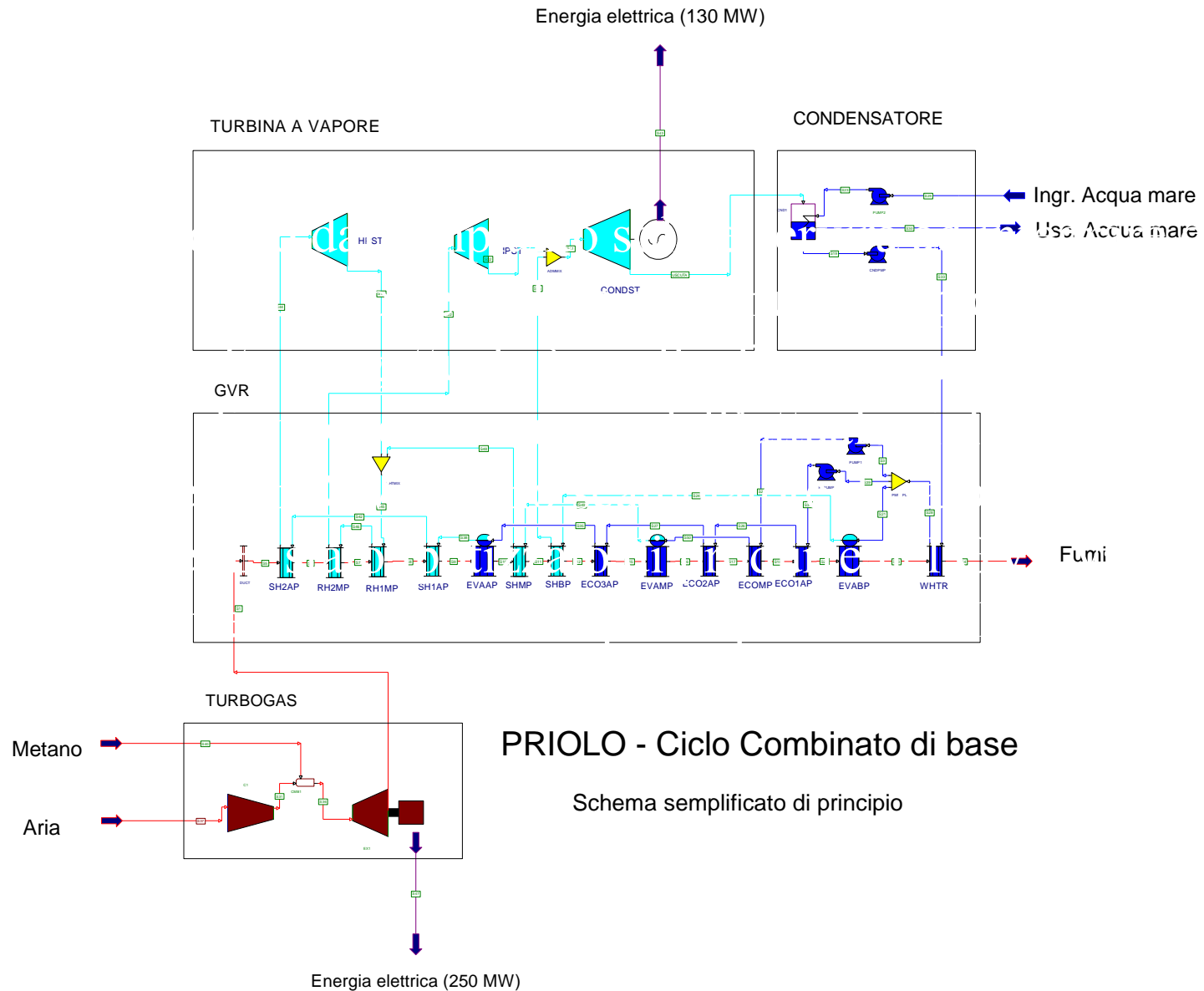
Funzionamento sistema solare Termodinamico



Accumulo di un sistema solare Termodinamico



Interazione dei gruppi GVS e GVR



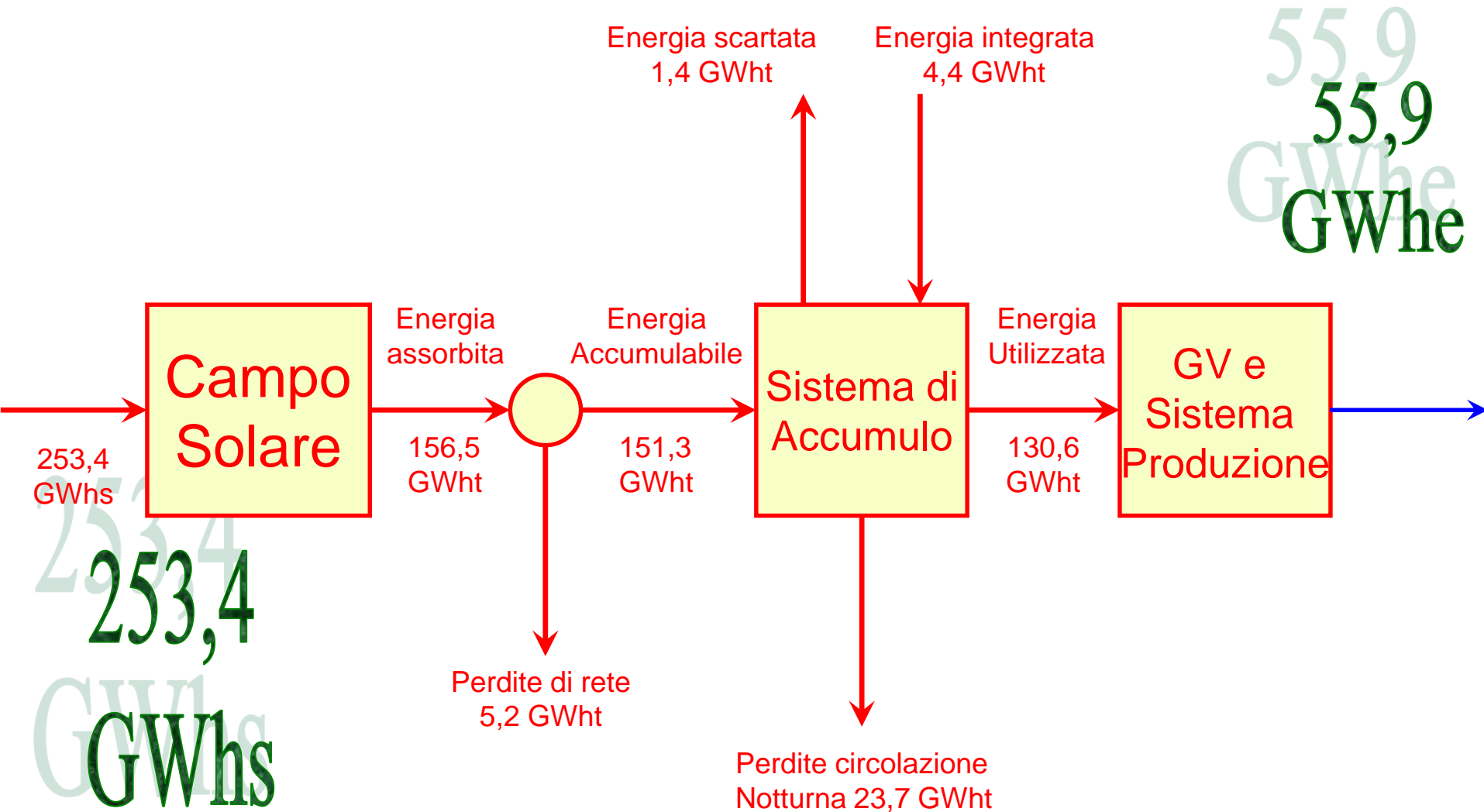
PRIOLO - Ciclo Combinato di base

Schema semplificato di principio

Prelievo di acqua per l'impianto

- ✓ **Acqua prelevata a valle del degasatore, non richiede dunque specifici trattamenti di degasaggio.**
- ✓ **La pressione di spillamento è superiore a quella a cui avviene l'immissione di vapore nella turbina di alta temperatura; ciò consente di utilizzare la pompa attualmente presente a valle dell'economizzatore di media pressione, previa verifica funzionale.**
- ✓ **La temperatura di spillamento è la massima possibile, per cui la portata di acqua da far ricircolare dall'uscita all'ingresso dell'economizzatore per riscaldare l'acqua a 238 °C è la minima possibile.**
- ✓ **È possibile sfruttare al massimo le possibilità offerte dall'impianto a ciclo combinato in termini di integrazione di vapore aggiuntivo.**
- ✓ **L'efficienza elettrica della conversione termomeccanica raggiunge il valore massimo.**

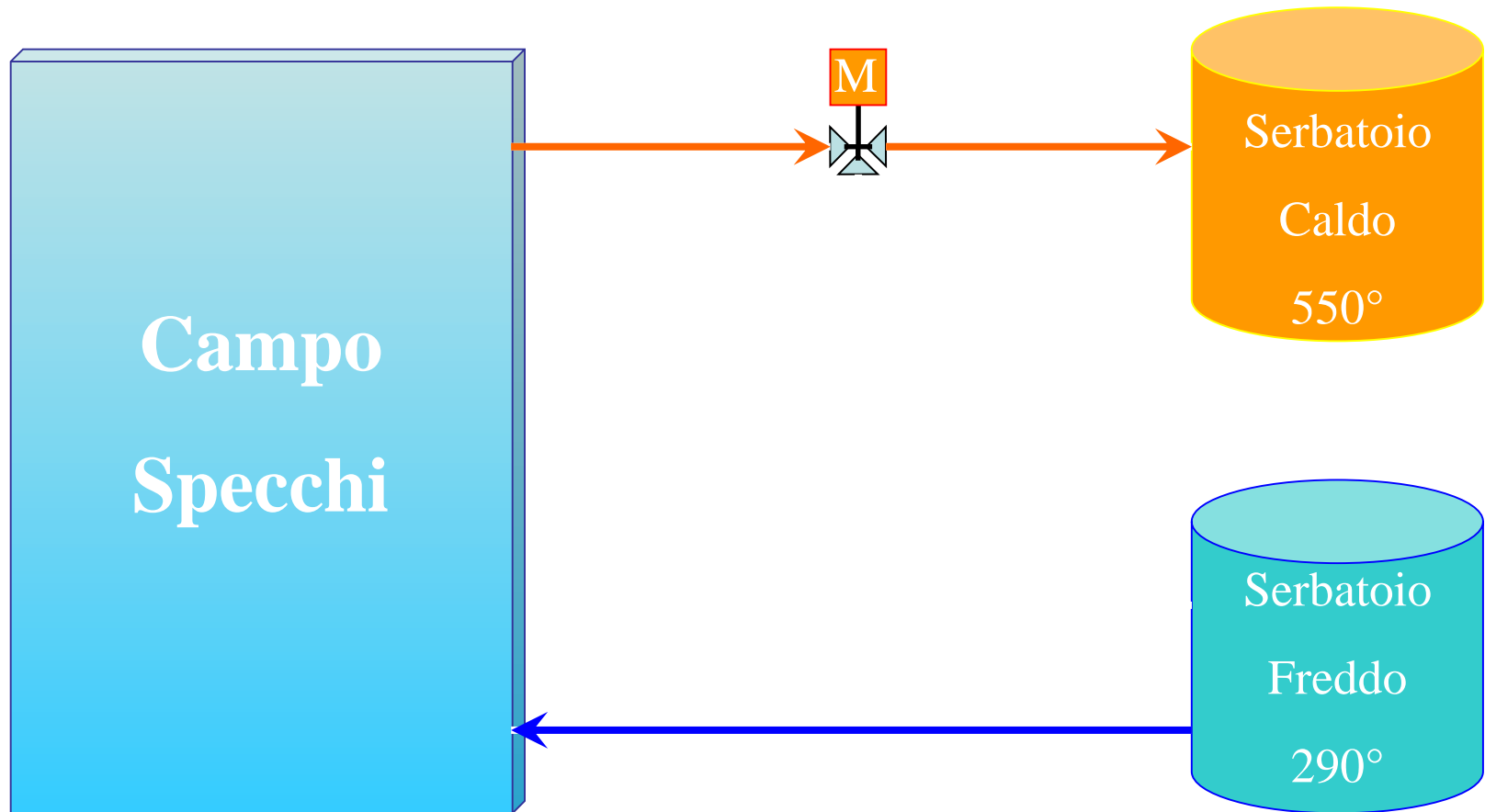
Bilancio Energetico di un sistema solare Termodinamico



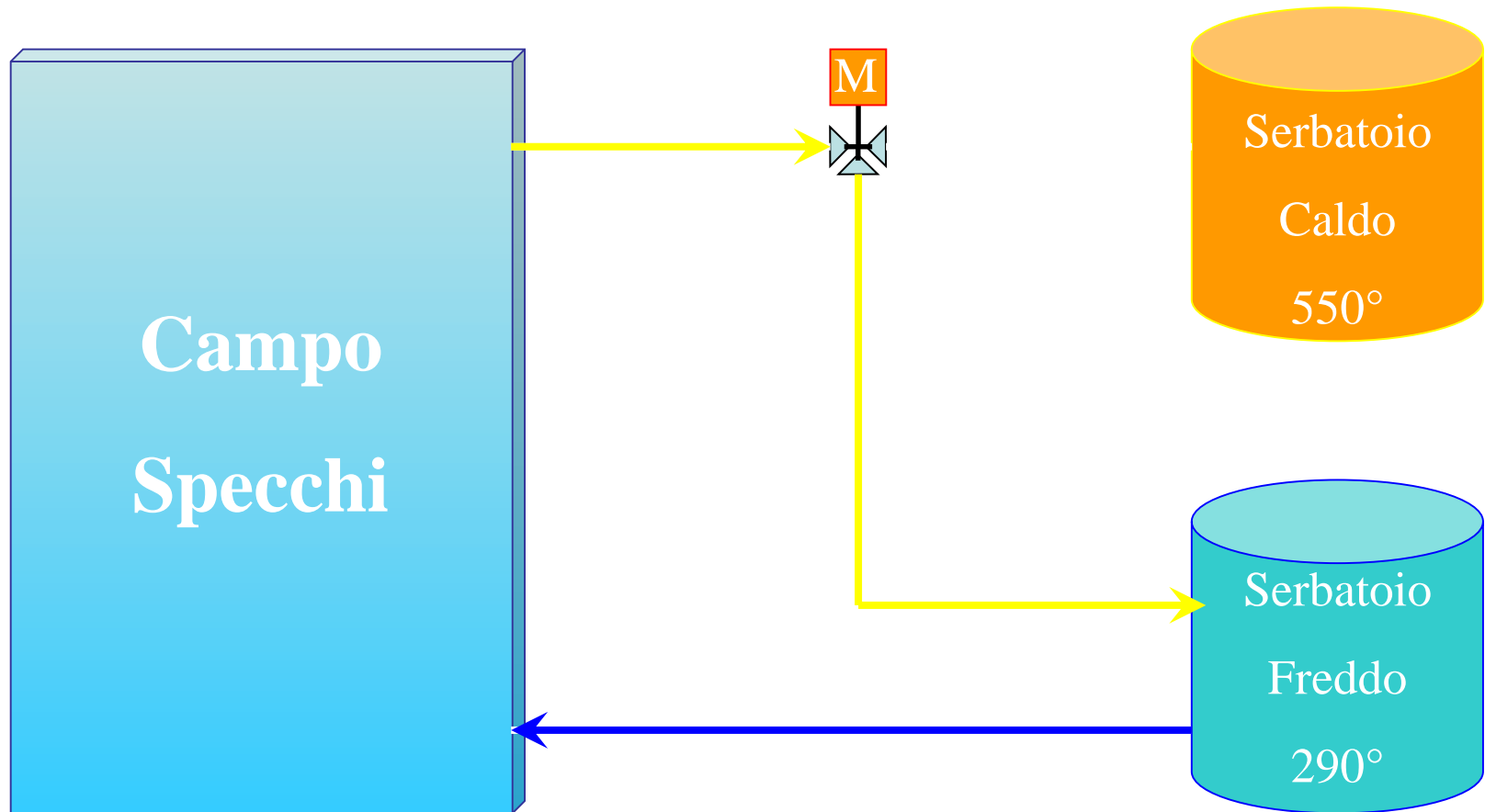
✓ Sistema di regolazione e controllo

- ✓ Controllo tramite modulazione portata complessiva prodotta dalle pompe di circolazione. Si utilizza un algoritmo feed-forward che in funzione della radiazione solare media calcolerà quel valore di portata che minimizza lo scarto tra il set-point di temperatura e la temperatura di uscite.
- ✓ Controllo tramite modulazione portata nelle singole stringhe, per mezzo di valvole motorizzate con algoritmo di retroazione di temperatura sulla stringa.
- ✓ Controllo – limitazione della temperatura tramite messa fuori fuoco parziale o totale dei parabolidi introducendo un errore di puntamento intenzionale. Algoritmo a retroazione di temperatura sulla stringa ed eventualmente basato su rilevazione locale di irraggiamento con fotocellule.

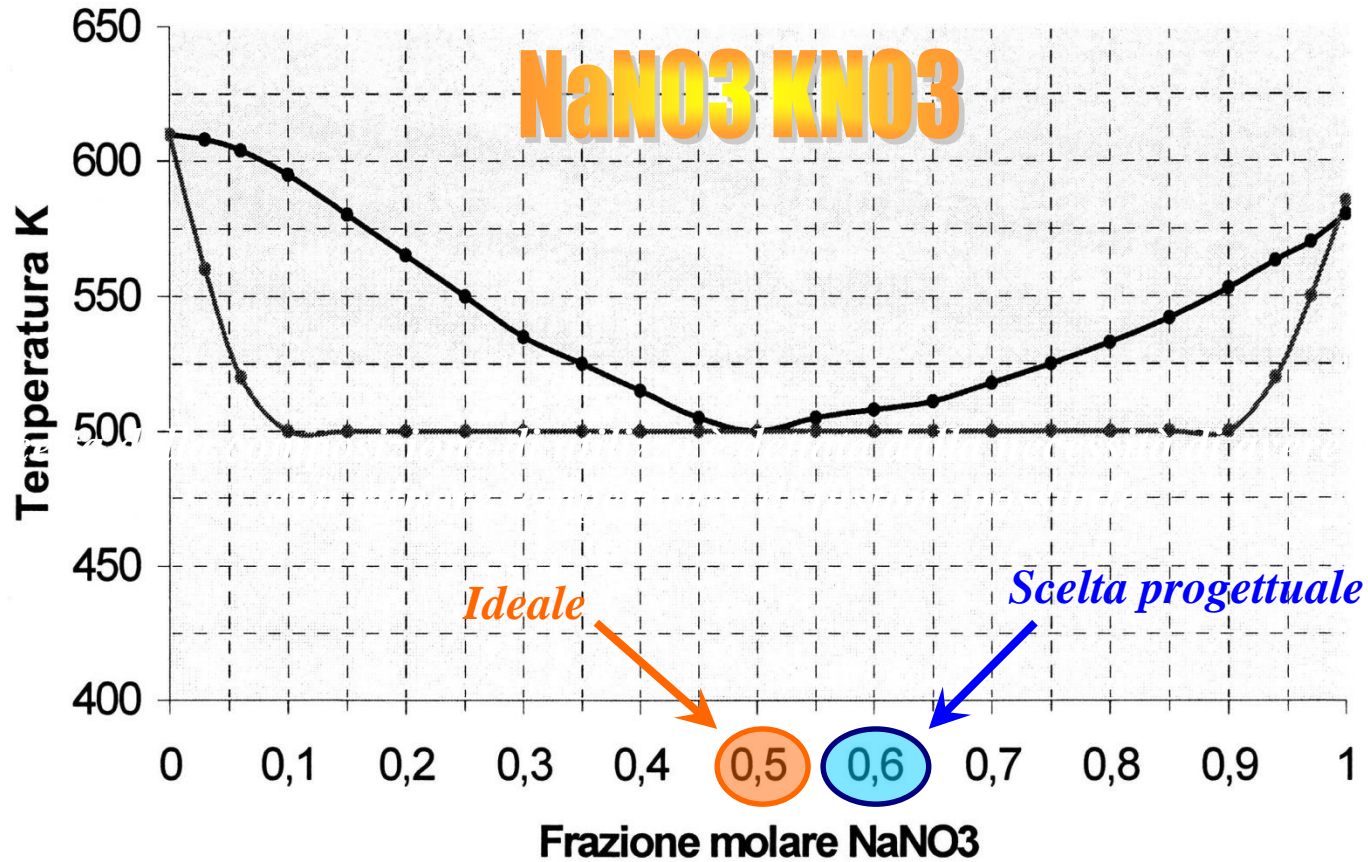
Centrale solare in produzione normale (PN)



Centrale solare in produzione ridotta (PR)



Miscela Sali fusi – Diagramma di stato

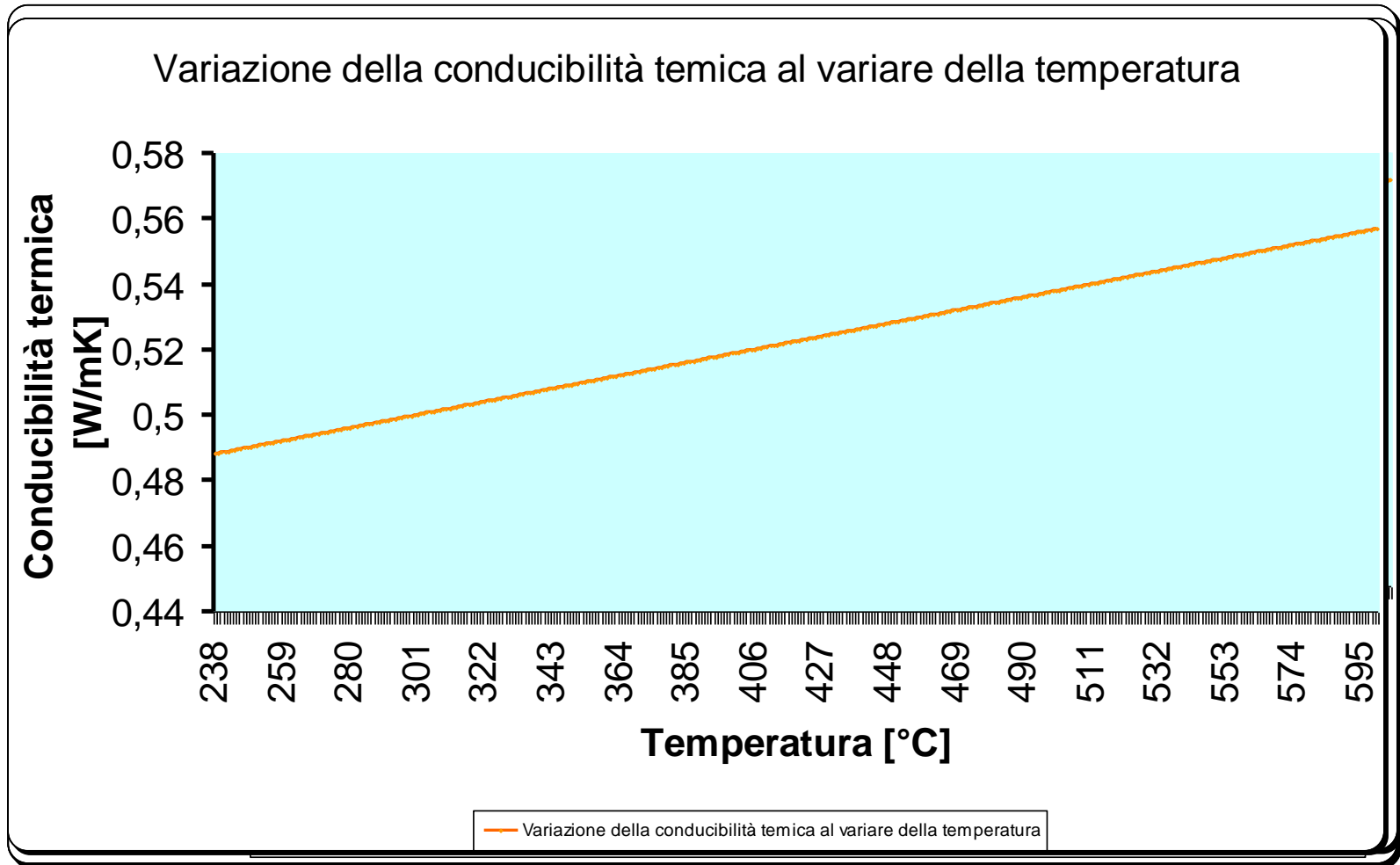


Proprietà della miscela

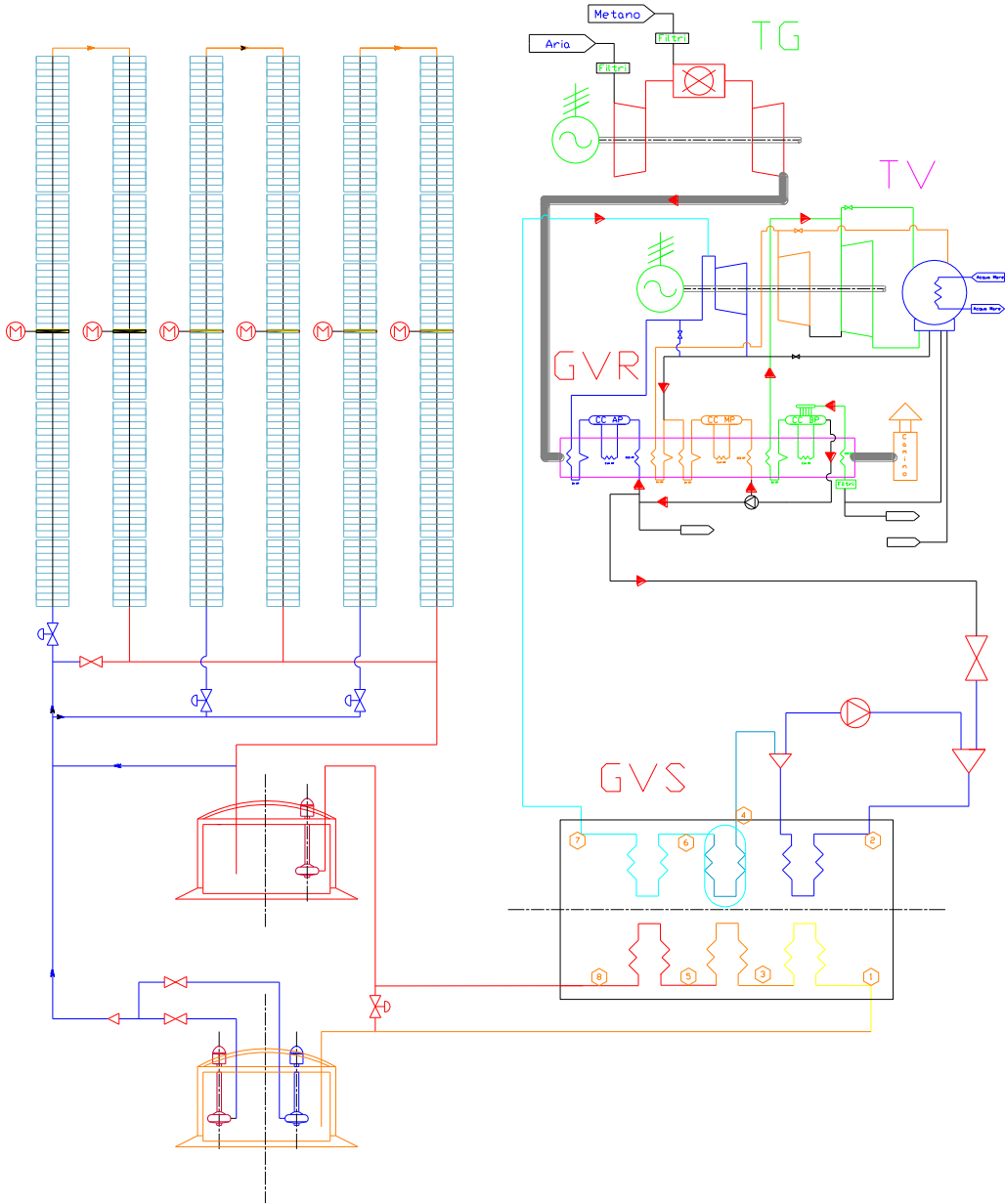
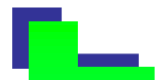
Proprietà della miscela in fase liquida

<i>Densità</i>	kg/m ³	$\delta=2090 - 0.636 * T$ (temp. espressa in °C)
<i>Calore specifico</i>	J/kg K	$C_p=1443 + 0.172 * T$ (temp. espressa in °C)
<i>Viscosità assoluta</i>	Pa s	$\mu=22.714 - 0.120 * T + 2.281 * 10^{-4} * T^2 - 1.474 * 10^{-7} * T^3$ (temp. espressa in °C)
<i>Conducibilità termica</i>	W/m K	$k = 0.443 + 1.9 * 10^{-4} * T$ (temp. espressa in °C)

Proprietà della miscela



Campo Specchi



IMPIANTI SOLARI TERMODINAMICI AUTONOMI

PROF. ING. GIULIANO CAMMARATA

Impianto solare termodinamico autonomo

L'impianto della centrale Archimede di Priolo, da poco inaugurata e quindi in produzione, integra una centrale termica esistente producendo vapore aggiuntivo da inviare alla turbina a vapore esistente. Tutta la circuitistica a valle del HRSG è praticamente invariata e pertanto il condensatore, le pompe, ... ,restano invariate.

Per le centrali solari di potenza autonome le cose sono molto più complesse perché queste si accoppiano direttamente con la sezione di generazione di potenza meccanica ed elettrica, in pratica con la turbina a vapore. Nasce allora il problema del controllo della turbina che soffre molto le variazioni di pressione e, soprattutto, non accetta volentieri i transitori di spegnimento ed avviamento in tempi rapidi.

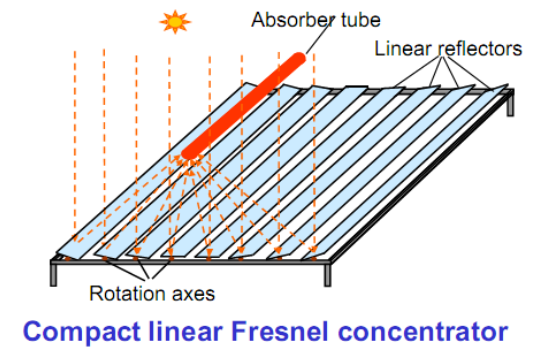
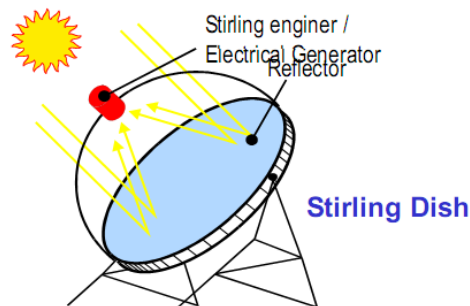
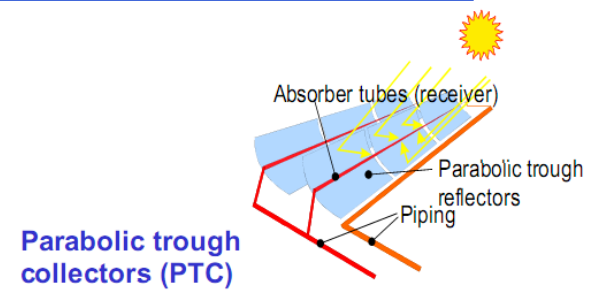
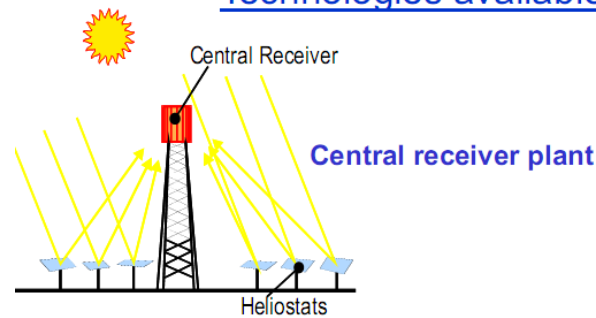
Per conseguenza, a differenza della Centrale Archimede dove l'accumulo serviva anche ed essenzialmente a mantenere liquido il fluido refrigerante, nelle centrali autonome l'accumulo termico assolve alla funzione essenziale di controllo della turbina, garantendo i transitori brevi (ad esempio passaggio delle nuvole) e quelli medi (entro un giorno, giusto per consentire il funzionamento continuo di giorno e di notte).

Esistono numerosi tipi di centrali solari di potenza e non tutte sono qui esposte per la limitatezza del tempo disponibile. Si hanno centrali ad eliostati focalizzanti aventi tanti specchi su un campo che concentrano la radiazione solare su un fuoco ove è posta la caldaia (ad esempio era così la prima centrale solare italiana, quella di Adrano, del tipo progettato dal prof. Francia).

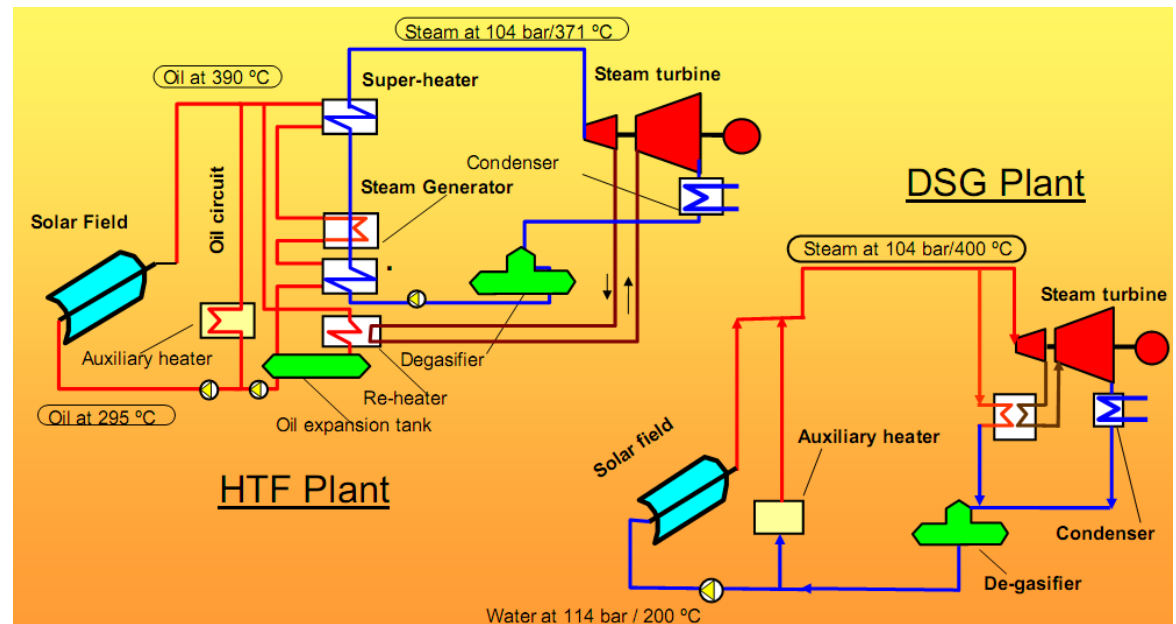
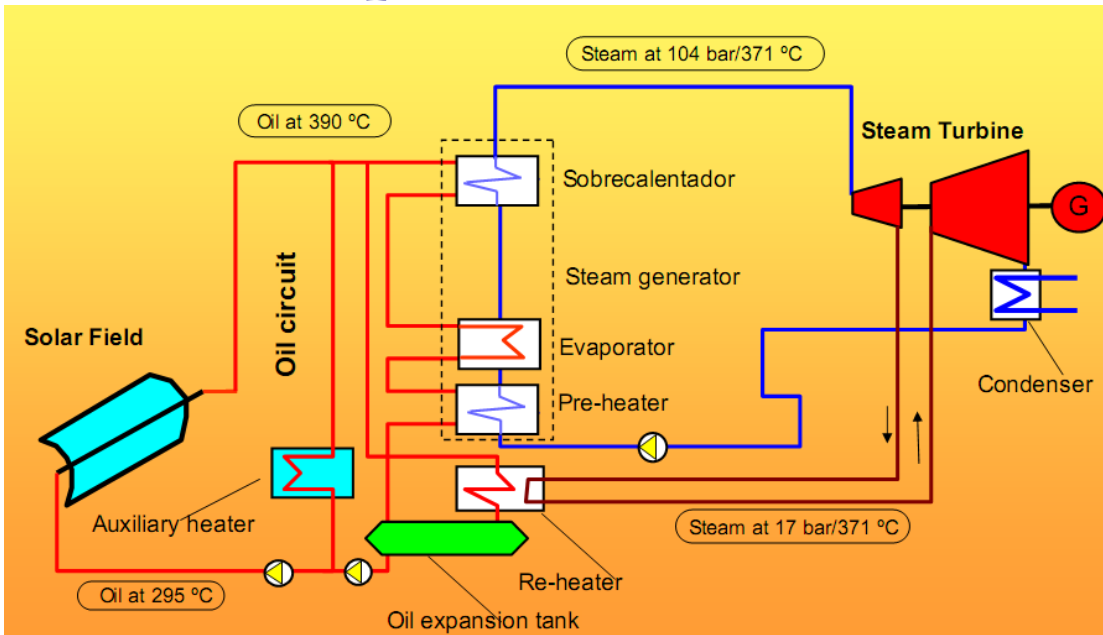
Impianto solare termodinamico autonomo



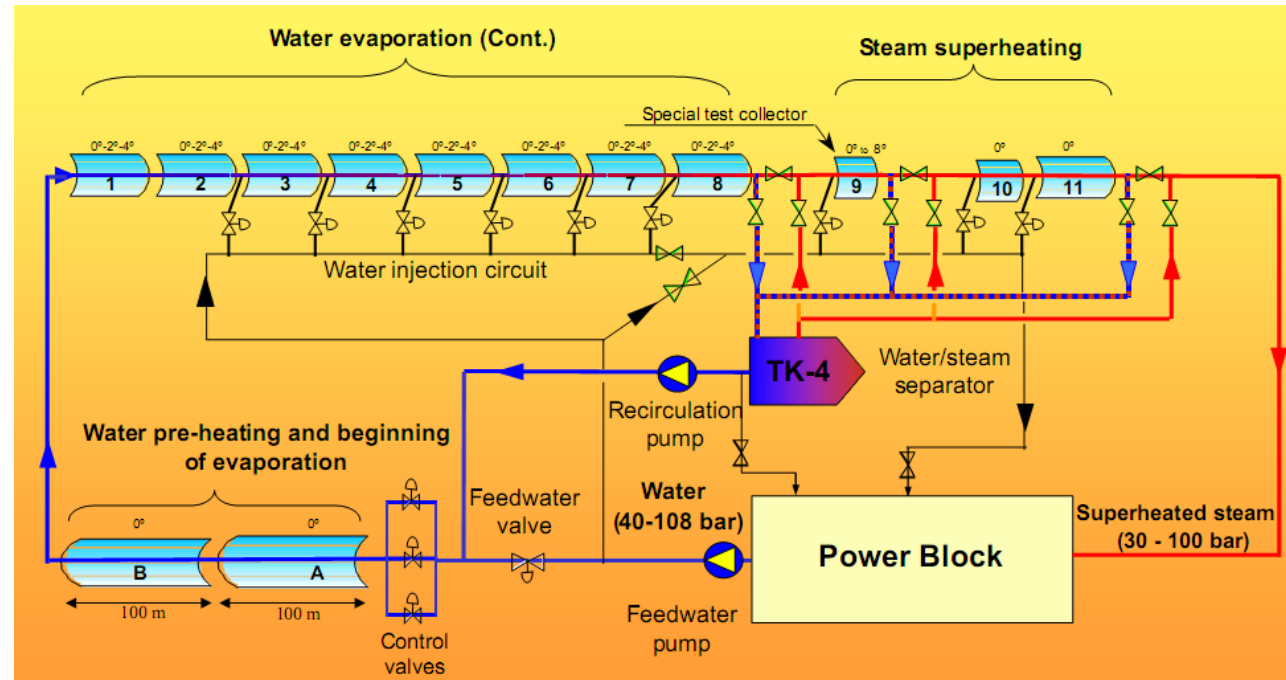
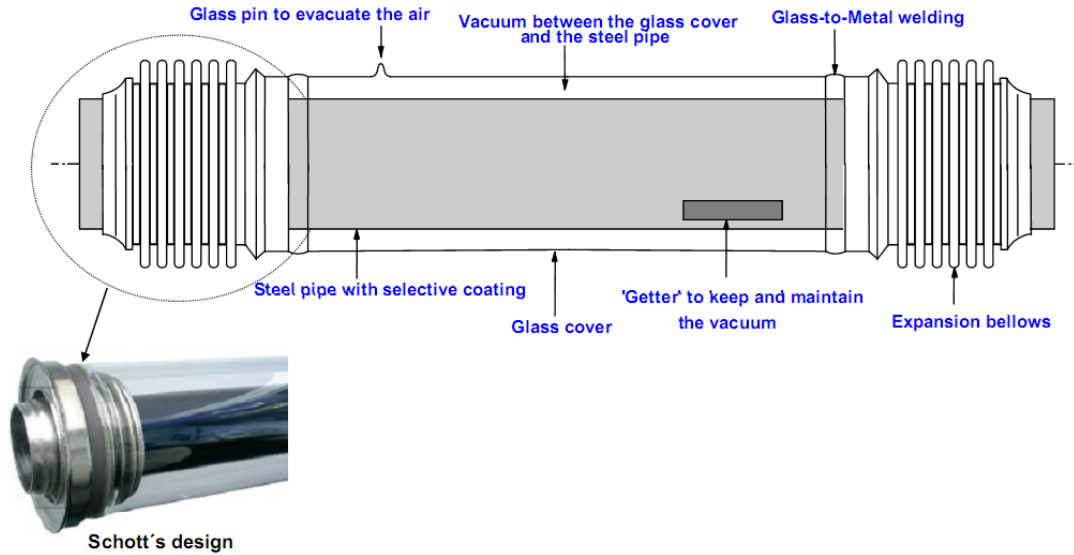
Technologies available for solar thermal power plants



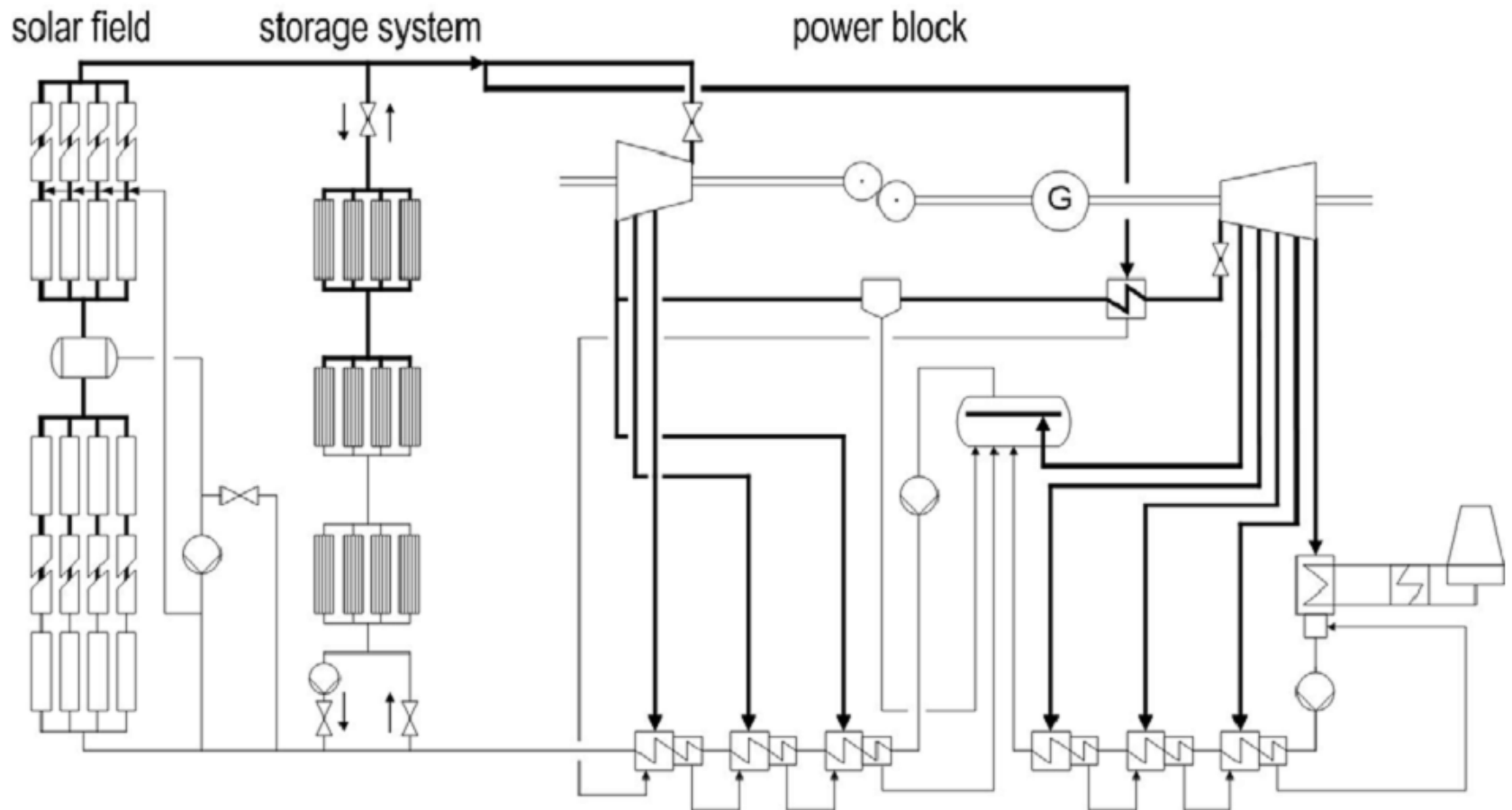
Impianto solare termodinamico autonomo



Impianto solare termodinamico autonomo



Impianto solare termodinamico autonomo



IMPIANTI FOTOVOLTAICI

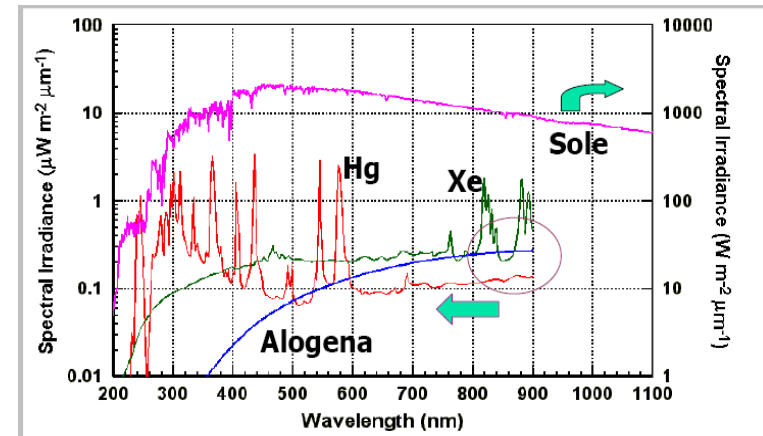
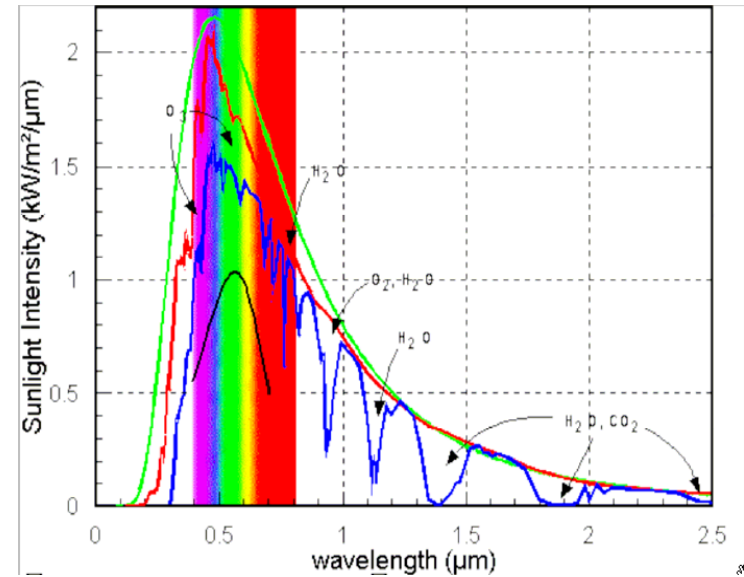
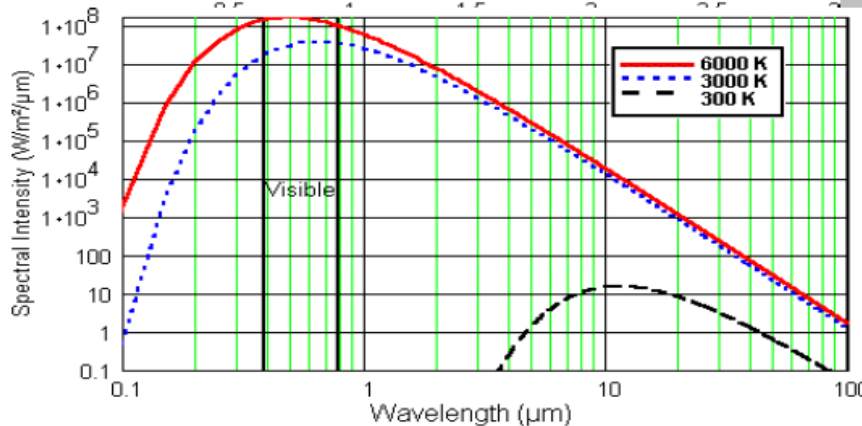
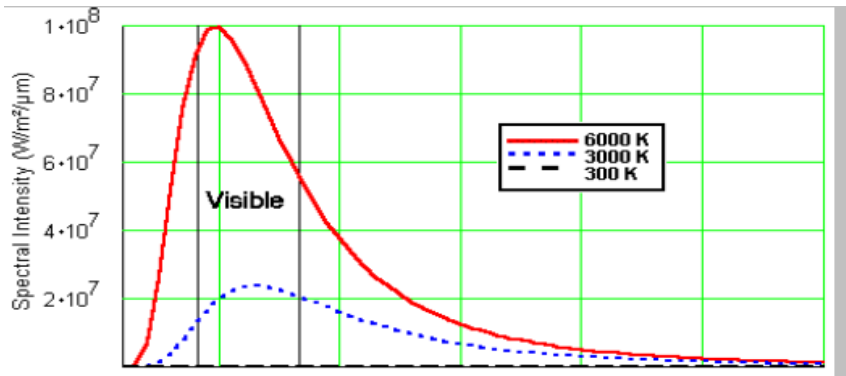
PROF. ING. GIULIANO CAMMARATA

La fisica di base

La Fisica di base per il funzionamento di questi dispositivi è molto interessante e si basa anche su considerazioni quantistiche. Nelle seguenti figure si hanno la legge di emissione radiativa di Planck relativa ad un corpo ideale detto *corpo nero* e la rappresentazione grafica della stessa legge.

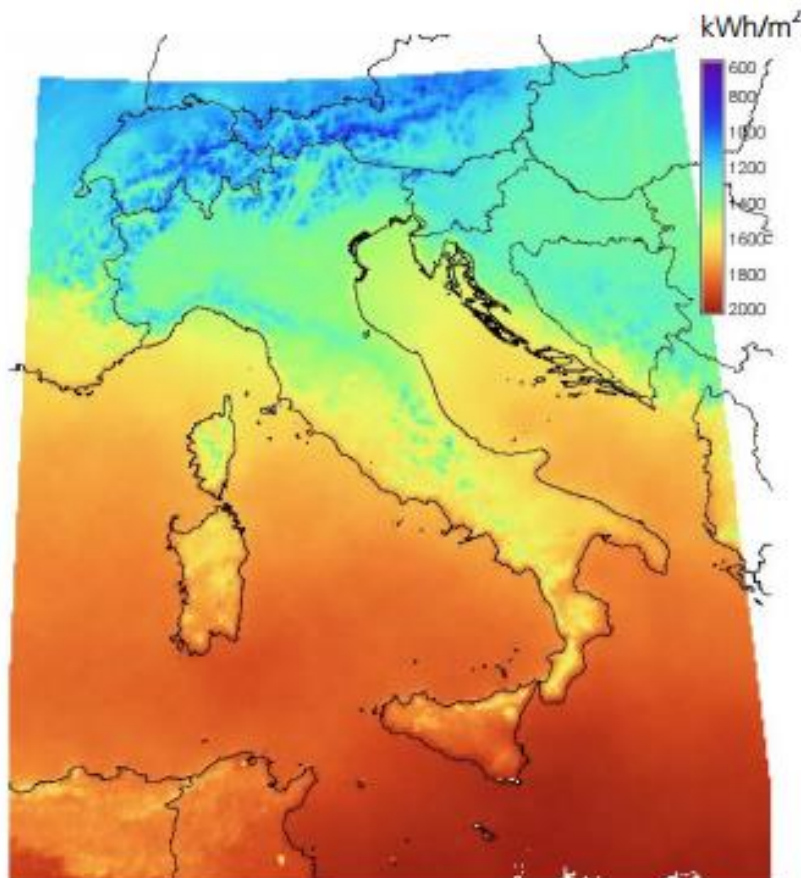
$$F(\lambda) = \frac{2\pi hc^2}{\lambda^5 \left(\exp\left(\frac{hc}{\lambda kT}\right) - 1 \right)}$$

F : radianza spettrale
 λ : lung. d'onda della luce
 T : temperatura della sorgente
 h : costante di Plank
 c : velocità della luce
 k : costante di Boltzmann



Le mappe isoradiative

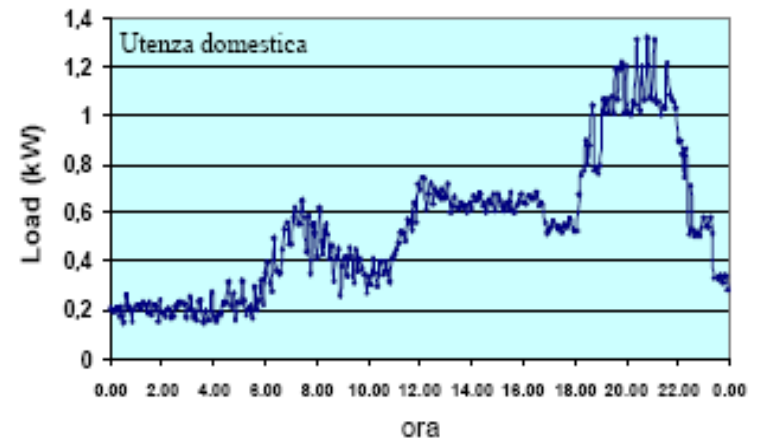
Irraggiamento solare nel 2012



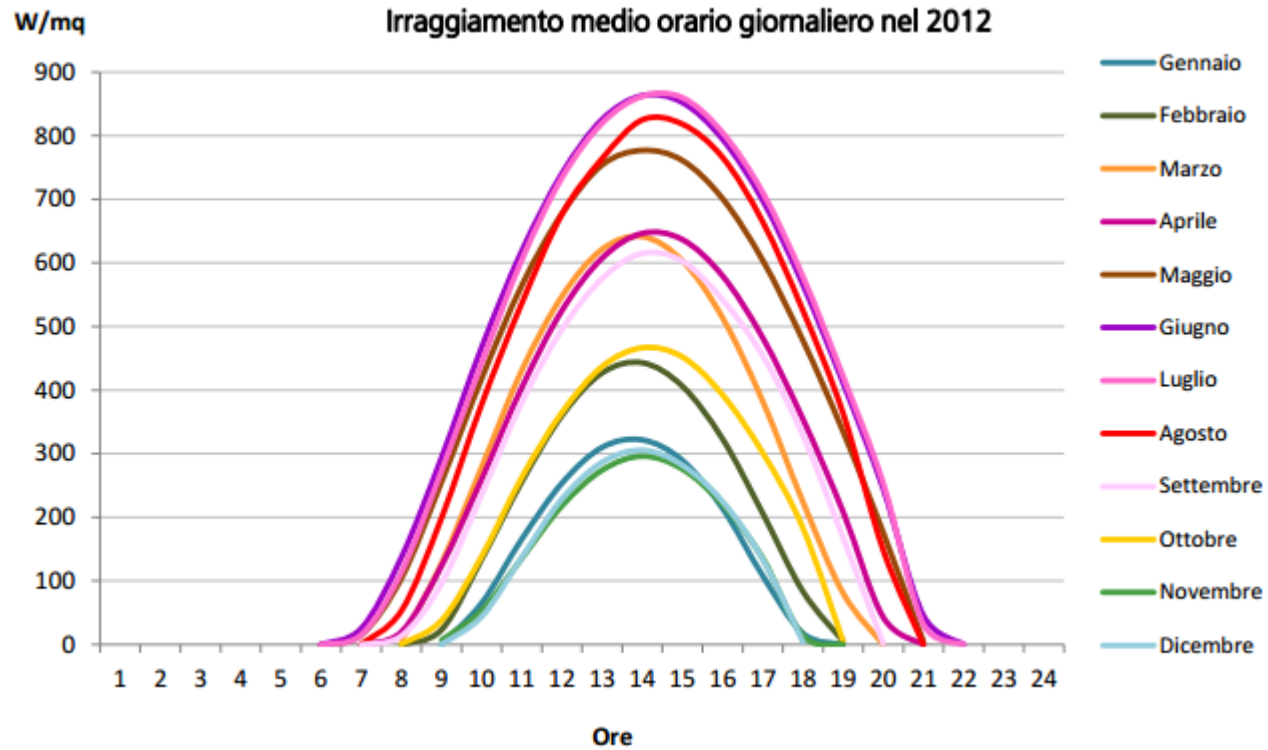
prov. comune	Radiazione giornaliera media mensile su superficie orizzontale (kWh/m ² /giorno)											
	gen	feb	mar	apr	mag	giu	lug	ago	set	ott	nov	dic
AL Acqui Terme	1,53	2,36	3,83	4,86	5,75	6,39	6,39	5,39	4,03	2,69	1,72	1,25
AL Alessandria	1,50	2,33	3,83	4,86	5,75	6,42	6,39	5,42	4,03	2,69	1,67	1,25
AL Casale Monferrato	1,47	2,33	3,81	4,86	5,69	6,36	6,36	5,39	4,00	2,69	1,67	1,25
AL Castelnuovo Scrivia	1,50	2,31	3,83	4,89	5,78	6,39	6,39	5,42	4,03	2,67	1,67	1,22
AL Novi Ligure	1,50	2,31	3,81	4,86	5,78	6,39	6,39	5,42	4,03	2,69	1,67	1,22
AL Ovada	1,53	2,33	3,81	4,86	5,75	6,42	6,39	5,42	4,03	2,69	1,69	1,25
AL Serravalle Scrivia	1,50	2,31	3,81	4,86	5,78	6,39	6,39	5,42	4,03	2,69	1,69	1,22
AL Tortona	1,50	2,31	3,81	4,86	5,78	6,39	6,39	5,42	4,03	2,67	1,67	1,22
AL Valenza	1,50	2,33	3,83	4,86	5,75	6,39	6,39	5,42	4,03	2,69	1,67	1,25
AT Asti	1,50	2,36	3,83	4,86	5,72	6,39	6,36	5,36	4,00	2,69	1,72	1,28
AT Canelli	1,53	2,39	3,83	4,86	5,75	6,39	6,36	5,39	4,00	2,69	1,72	1,28
AT Costalole d'Asti	1,53	2,39	3,83	4,89	5,72	6,39	6,33	5,36	4,00	2,72	1,72	1,28
AT Nizza Monferrato	1,50	2,36	3,83	4,89	5,75	6,39	6,36	5,39	4,03	2,69	1,69	1,28
AT San Damiano d'Asti	1,50	2,39	3,83	4,86	5,69	6,36	6,33	5,33	4,00	2,72	1,75	1,28
BI Biella	1,28	2,11	3,58	4,64	5,44	6,14	6,14	5,19	3,83	2,67	1,61	1,17
BI Cossato	1,33	2,17	3,64	4,67	5,47	6,17	6,17	5,22	3,86	2,67	1,61	1,19
CN Alba	1,50	2,39	3,81	4,86	5,69	6,36	6,31	5,33	4,00	2,72	1,75	1,31
CN Barce	1,31	2,17	3,67	4,69	5,56	6,17	6,11	5,19	3,94	2,75	1,72	1,22
CN Borgo San Dalmazzo	1,47	2,33	3,78	4,78	5,64	6,22	6,17	5,22	4,00	2,81	1,83	1,31
CN Bra	1,50	2,36	3,81	4,83	5,67	6,31	6,25	5,28	4,00	2,75	1,78	1,31

kWh = MJ / 3,6

IL DIAGRAMMA DI CARICO



Irraggiamento medio in Italia

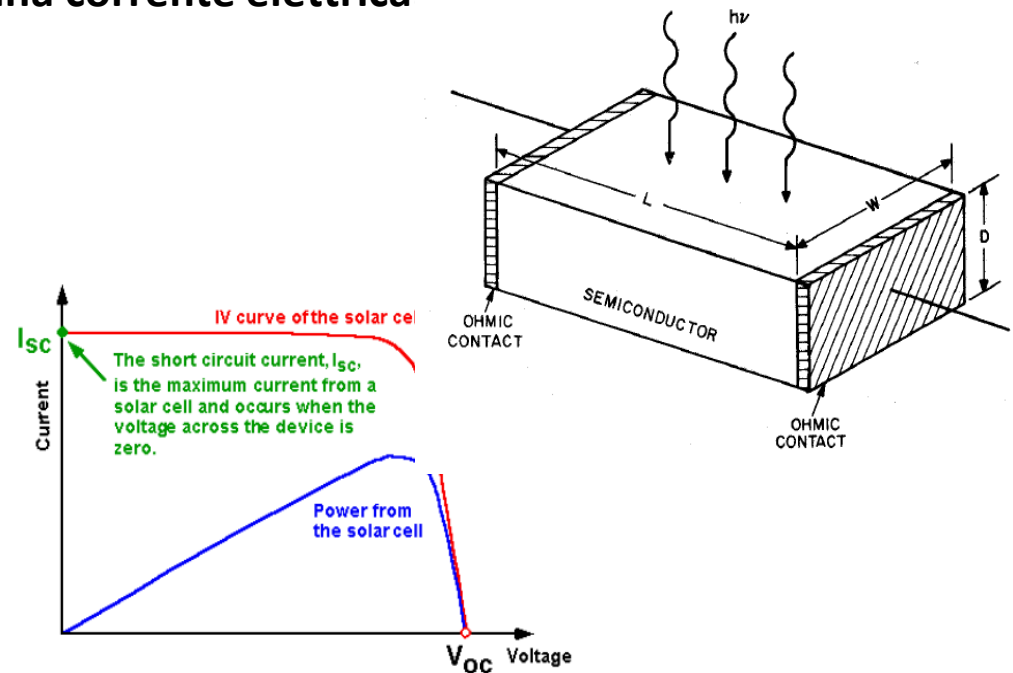
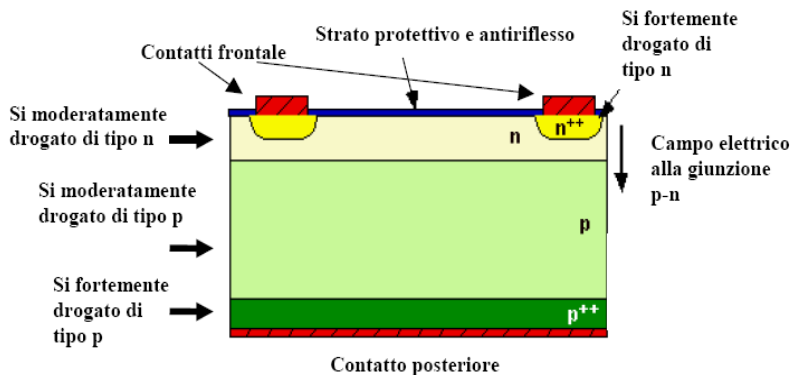


I fotoni e l'effetto fotoelettrico

In base alla teoria quantistica ad ogni radiazione è associata una energia data dalla relazione: $E = h\nu = \frac{hc}{\lambda}$

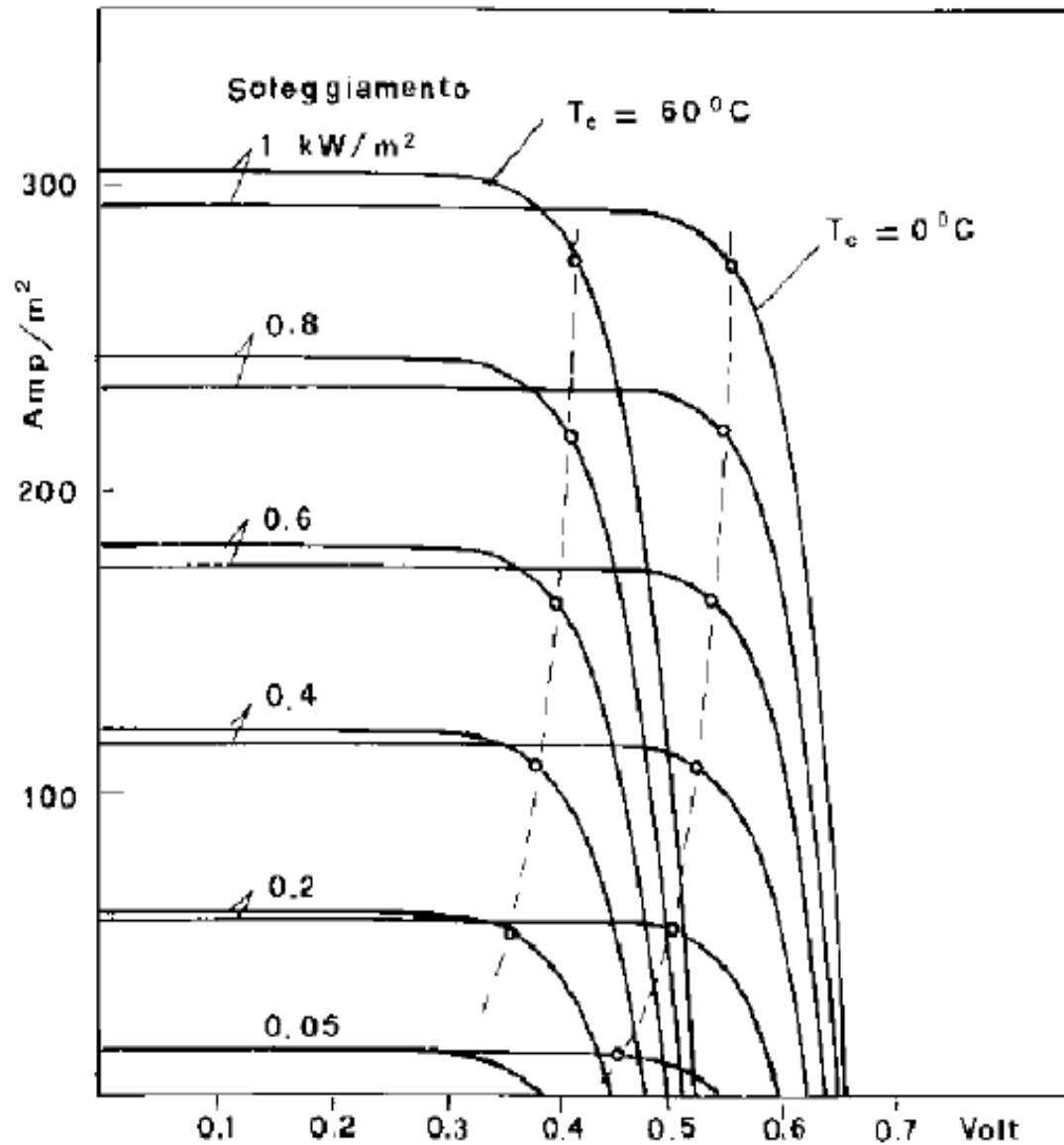
Con h costante di Planck, ν la frequenza e λ la lunghezza d'onda della radiazione considerata.

Se consideriamo giunzioni di particolari semiconduttori, caratterizzati da avere una matrice silicea con l'aggiunta di elementi droganti di tipo p se rendono libere cariche positive e di tipo n se rendono cariche negative, si può fare in modo (*selezionando opportunamente la tipologia e i materiali costitutivi*) che la radiazione solare di particolare lunghezza d'onda (*e quindi particolare energia*) liberi una carica elettrica che può essere sottoposta ad un campo elettrico esterno e quindi dare una corrente elettrica



Per il silicio l'energia di attivazione è 1,08 eV pari a $1.15 \mu\text{m}$

Curve caratteristiche delle celle fotovoltaiche

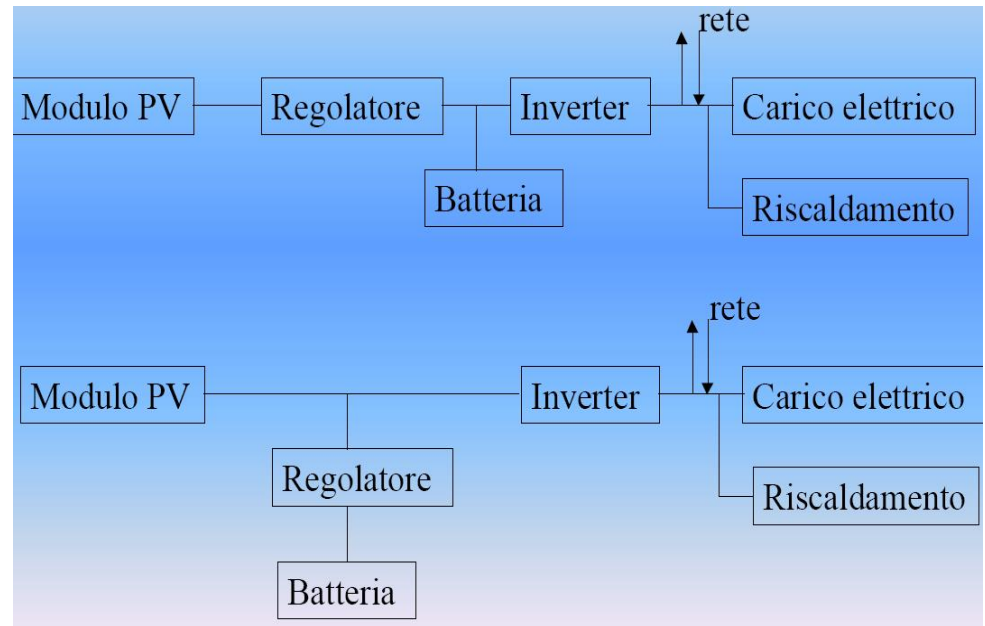





Rendimento e collegamento circuitale

Il rendimento massimo teorico della trasformazione di energia solare in energia elettrica è del 32-35%. Le celle fotovoltaiche attualmente disponibili hanno un rendimento dal 10% al 28 % circa, ma sono allo studio celle avanzate con rendimenti molto maggiori.

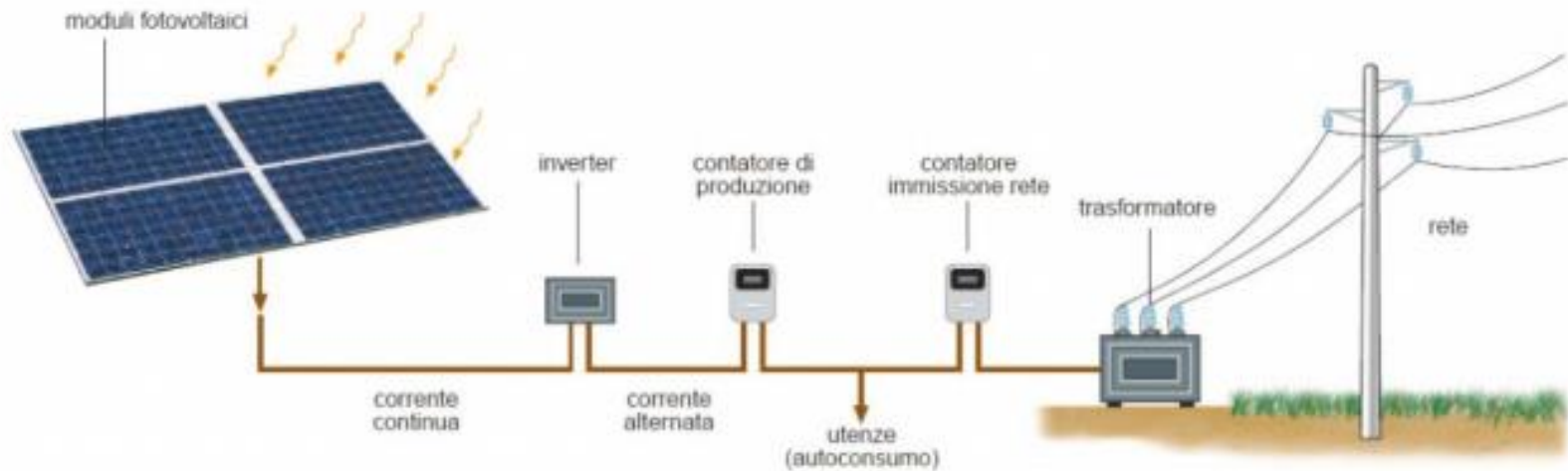
Ad esempio il rendimento delle celle fotovoltaiche ad arseniuro di gallio-antimoniuro di gallio raggiunge una efficienza del 34%, con un costo di produzione dell'energia elettrica cinque volte maggiore di quello con celle tradizionali.

In Figura si ha uno schema elettrico a blocchi per un utilizzo domestico dei sistemi fotovoltaici. Si osservi che la produzione di energia elettrica è *sincrona* con la disponibilità della radiazione solare e pertanto solo durante le ore diurne possiamo produrre energia elettrica.



- Generatore fotovoltaico 
- Sistema di accumulo 
- Sostegni e supporti meccanici 

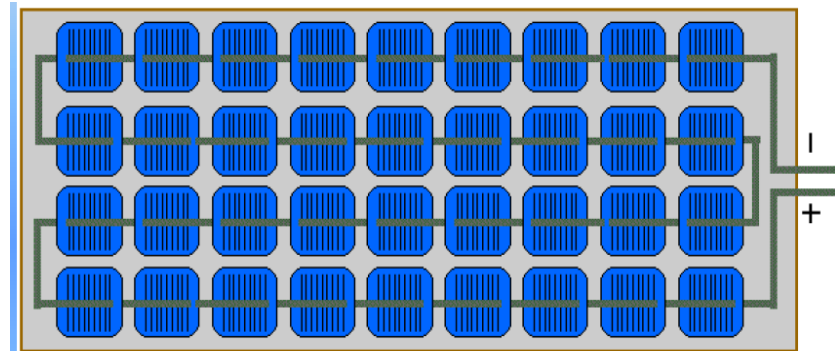
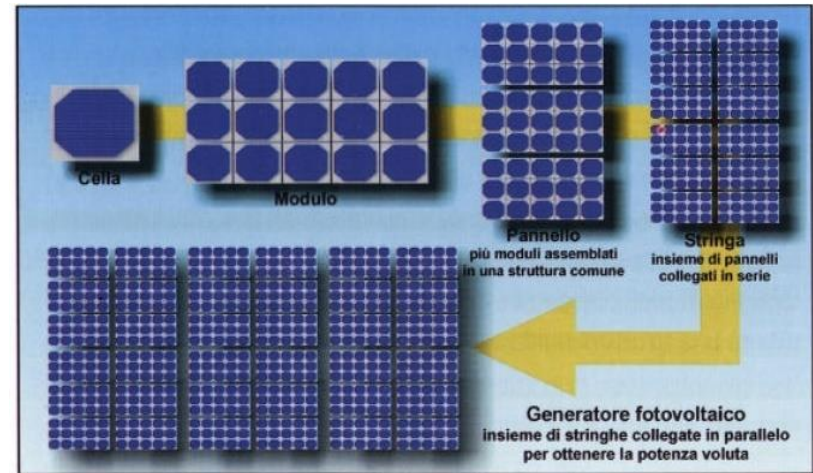
Sistemi Grid connected



I pannelli fotovoltaici

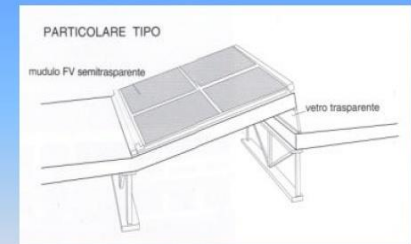
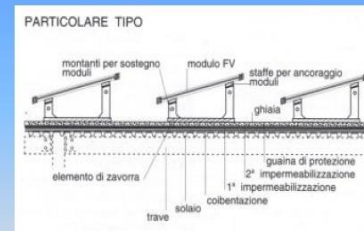
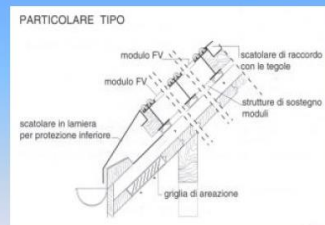
Le celle fotovoltaiche sono di solito raggruppate in matrici in modo da ottenere una tensione ed una corrente nominale meglio utilizzabile nelle applicazioni domestiche o industriali. I moduli, di solito composti da 36 celle, sono assemblati come indicato in figura ove sono visibili le connessioni elettriche interne delle celle.

In pratica i moduli fotovoltaici sono dei pannelli di dimensioni di 30-40 cm x 60 – 80 cm (con potenza di circa 40- 50 W di picco) che debbono essere posizionati in modo opportuno in modo da raccogliere la maggiore quantità di energia solare. Per fare questo si utilizzano dei sistemi di supporto che possono essere fissi o mobili (*per inseguire il sole nel suo cammino apparente*). In ogni caso la posa in opera dei pannelli solari fotovoltaici pone gli stessi problemi dei sistemi a collettori piani di tipo termico. Si deve sempre risolvere un problema di tipo *architettonico* che pone anche, in sub ordine, problemi di *impatto visivo* non indifferenti.

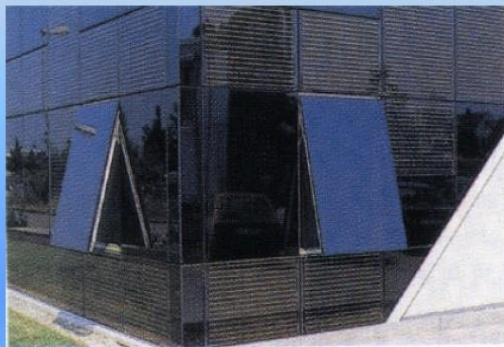


Installazione dei pannelli fotovoltaici

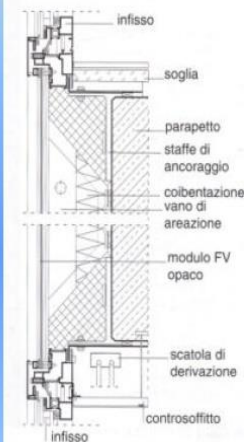
Nelle figure seguenti si hanno esempi di installazione di pannelli solari in edifici sfruttando le superfici orizzontali (*tetti*), verticali (*pareti*) o inclinate. Si osserva che l'impatto visivo è uno dei maggiori ostacoli all'utilizzo dei sistemi solari aventi superfici di captazione di dimensioni non trascurabili.



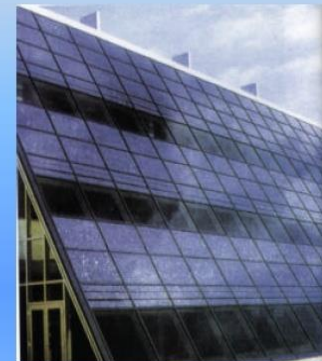
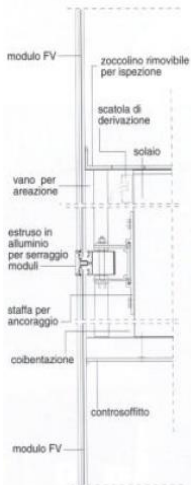
Installazione su pareti verticali e inclinate



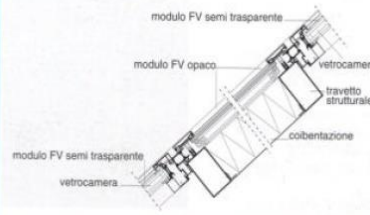
PARTICOLARE TIPO



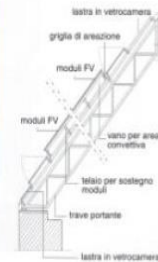
PARTICOLARE TIPO



PARTICOLARE TIPO



PARTICOLARE TIPO



Inserimento dei pannelli fotovoltaici



Inserimento dei pannelli fotovoltaici



Inserimento dei pannelli fotovoltaici



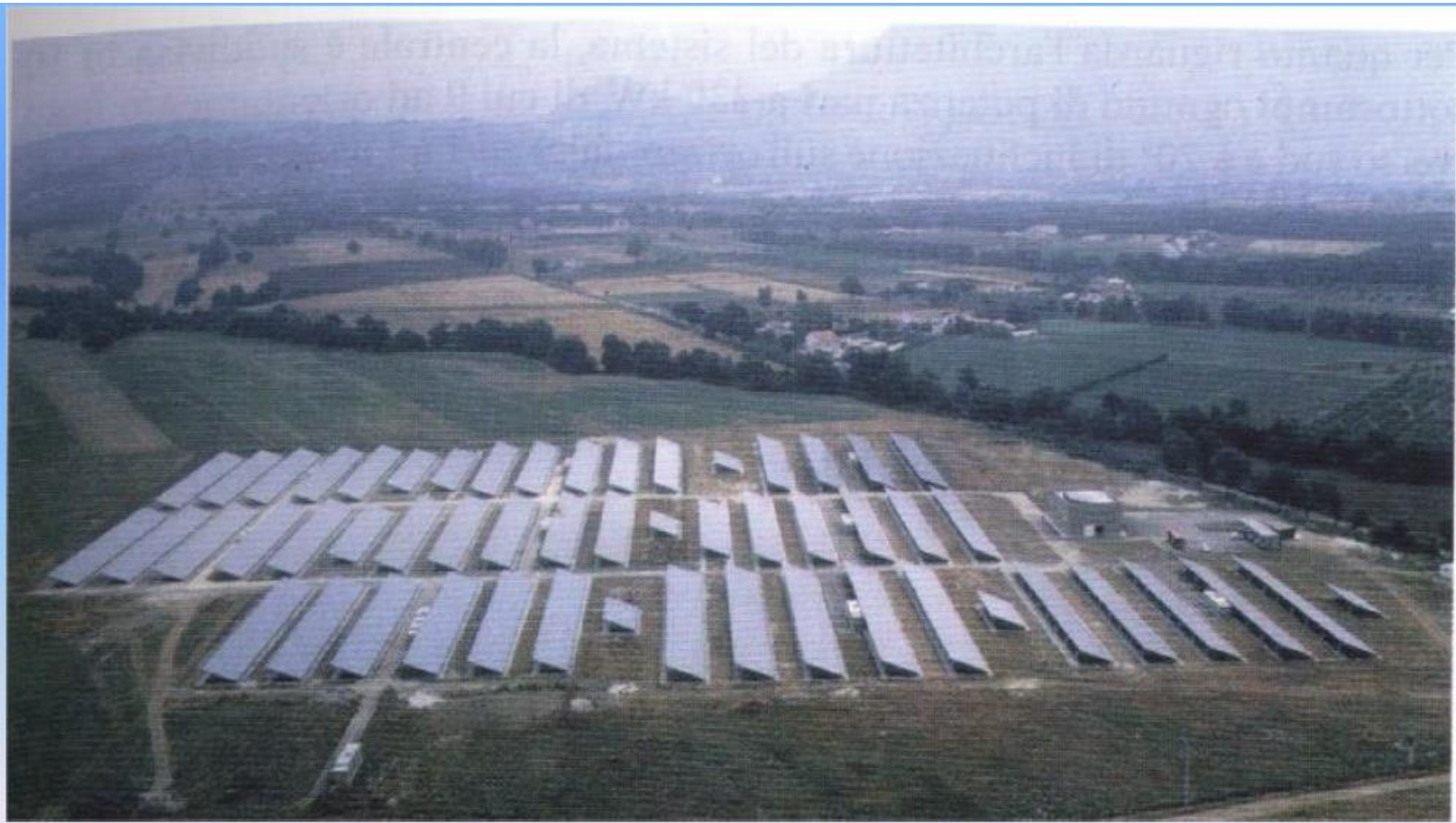
Impianti fotovoltaici di potenza

Impianto da 85 kWp di Vulcano



Impianti fotovoltaici di potenza

Impianto da 3.3 MWe di Serra

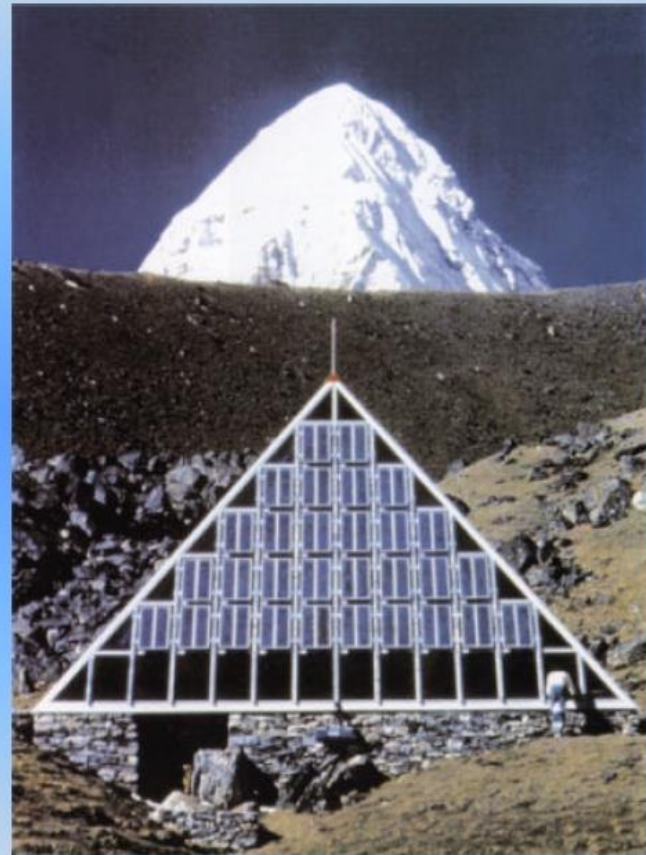


Installazioni particolari

Installazione in luoghi difficilmente accessibili.



Telescopio Hubble



Kumbu Valley (Nepal)

Installazioni particolari



Installazioni particolari



Installazioni particolari



Moduli fotovoltaici commerciali



NE-Q5E2E

Modulo fotovoltaico al silicio multicristallino
potenza di picco 165W

DESCRIZIONE GENERALE

Il modello multicristallino NE-Q5E2E fa parte di una più ampia gamma di moduli fotovoltaici, frutto di un'esperienza pluri decennale che ha posto Sharp tra i maggiori protagonisti mondiali dell'energia solare. Questo modulo è concepito per una lunga durata e per la massima affidabilità in qualsiasi situazione ambientale. Il modello NE-Q5E2E è ideale sia per utenze connesse alla rete elettrica (grid connected) sia per utenze isolate (stand alone).

CARATTERISTICHE

- 1 Modulo ad alta potenza di picco (165W) composto da celle solari multicristalline da 125mm. Efficienza complessiva del modulo pari a 12,7%.
- 2 Presenza di diodi bypass per minimizzare la perdita di potenza dovuta ad eventuali fenomeni di ombreggiamento. Trattamento antiriflettente e struttura BSF (Back Structure Field) per migliorare l'efficienza di conversione della cella, che raggiunge il valore di 14,6%.
- 3 Impiego di vetro temperato, resine EVA, strati impermeabili e cornice in alluminio per una lunga durata in ogni situazione meteorologica.
- 4 Tensione in uscita adatta a batterie da 24 V CC.
- 5 Terminali di uscita: cavi precablati a connessione rapida impermeabile.

SPECIFICHE

Cella	Celle solari di silicio multicristallino di 125mm di lato
Numero di celle e connessioni	72 in serie
Applicazione tipica	Per sistemi a batteria CC 24 V
Tensione massima di sistema	600 V CC
Corrente nominale dei fusibili	10 A
Potenza di picco	156,8 W (minima)
Dimensioni	1575 x 826 x 46 mm
Peso	17 kg
Conformità	CE, TUV

TOLLERANZE

Parametri	Valori	Unità
Temperatura di utilizzo	da -40 a +90	°C
Temperatura di stoccaggio	da -40 a +90	°C
Tensione di isolamento dielettrico	2200 max	V CC

TERMINALI DI USCITA

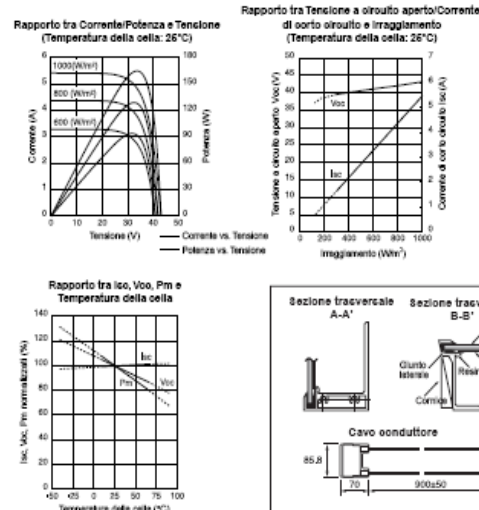
Tipo di terminale	Cavo precablato a conness. rapida
-------------------	-----------------------------------

CARATTERISTICHE ELETTRICHE

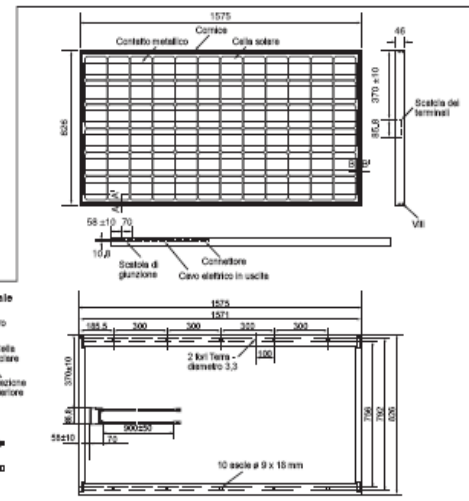
Modello	NE-Q5E2E				Condizioni
Parametri	Simbolo	Minimo	Tipico	Unità	
Tensione a circuito aperto	Voc	-	43,1	V	Irraggiamento 1000 W/m ²
Tensione alla massima potenza	V _{pm}	-	34,6	V	
Corrente di corto circuito	Isc	-	5,46	A	
Corrente alla massima potenza	I _{pm}	-	4,77	A	Temperatura del modulo: 25°C
Potenza di picco*	P _m	156,8	165,0	W	
Efficienza della cella	η _c	-	14,6	%	
Efficienza del modulo	η _m	-	12,7	%	

* Tolleranza ± 5%

CURVE CARATTERISTICHE



DIMENSIONI



In assenza di conferma mediante specifici protocolli tecnici, SHARP non si assume nessuna responsabilità per ogni problema che nascesse dall'utilizzo di pannelli SHARP mostrati in brochures e cataloghi.

* Design e specifiche tecniche soggette a cambiamento senza preavviso

Esempi di applicazione di Moduli fotovoltaici



Moduli fotovoltaici integrati nella copertura a falda inclinata



Academy of Further Education a Herne in Germania.



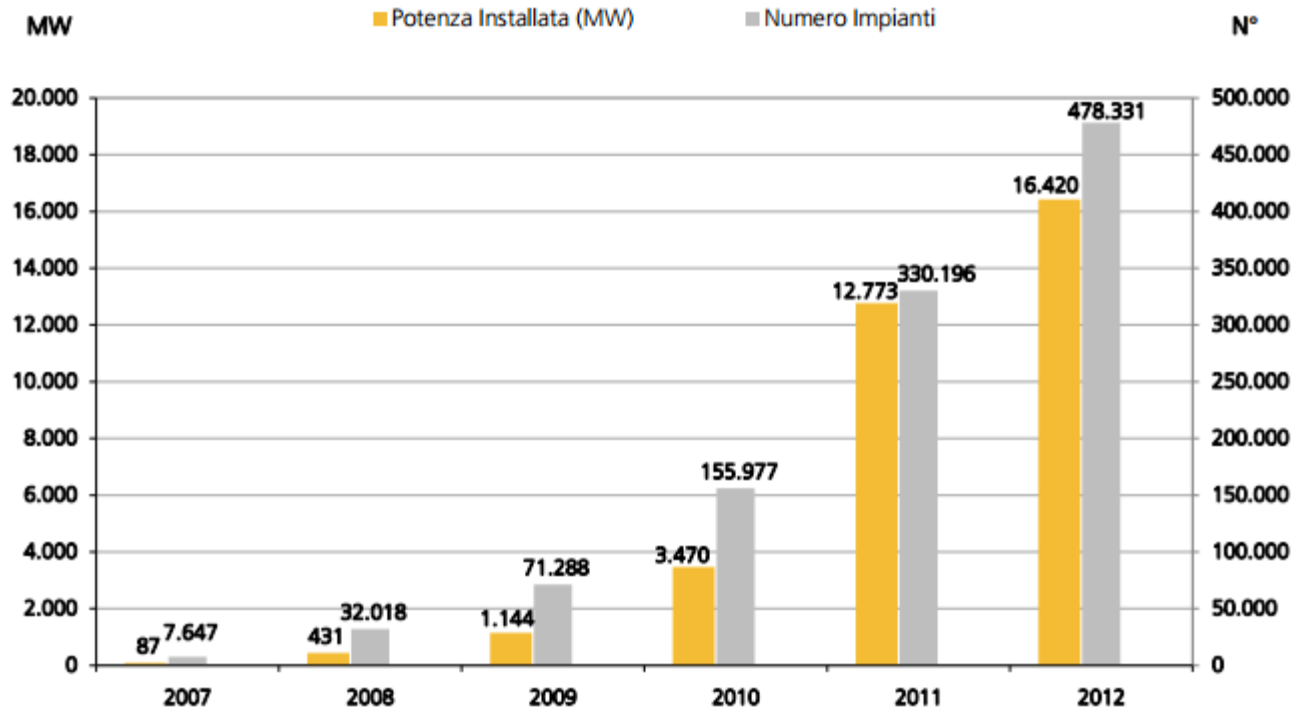
Esempio di barriera antirumore fotovoltaica



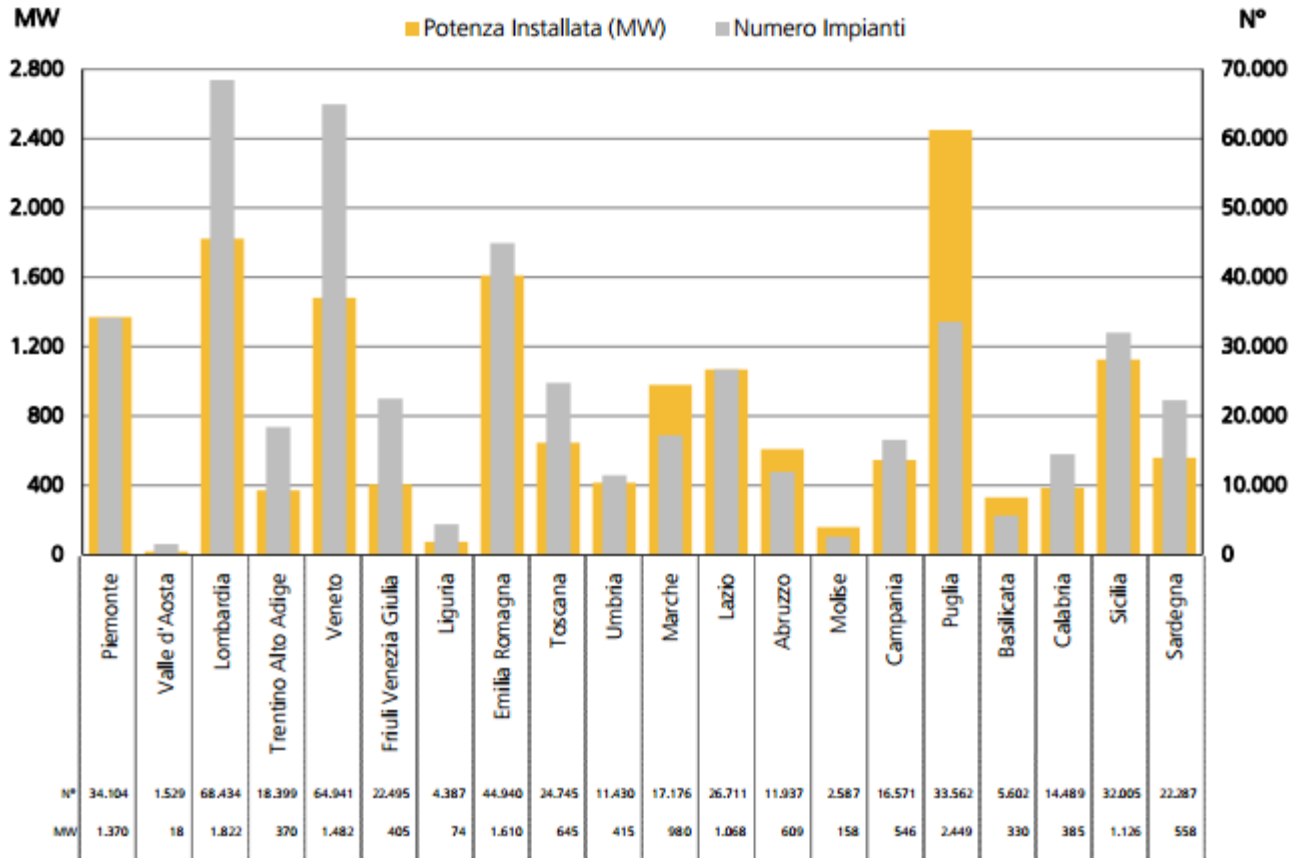
Tipologia di pensilina fotovoltaica per il ricovero delle biciclette completa di telaio per sostenere n. 2 lampade fluorescenti per illuminazione notturna. Fonte: catalogo Eurosolare.

Potenza e numerosità degli impianti fotovoltaici

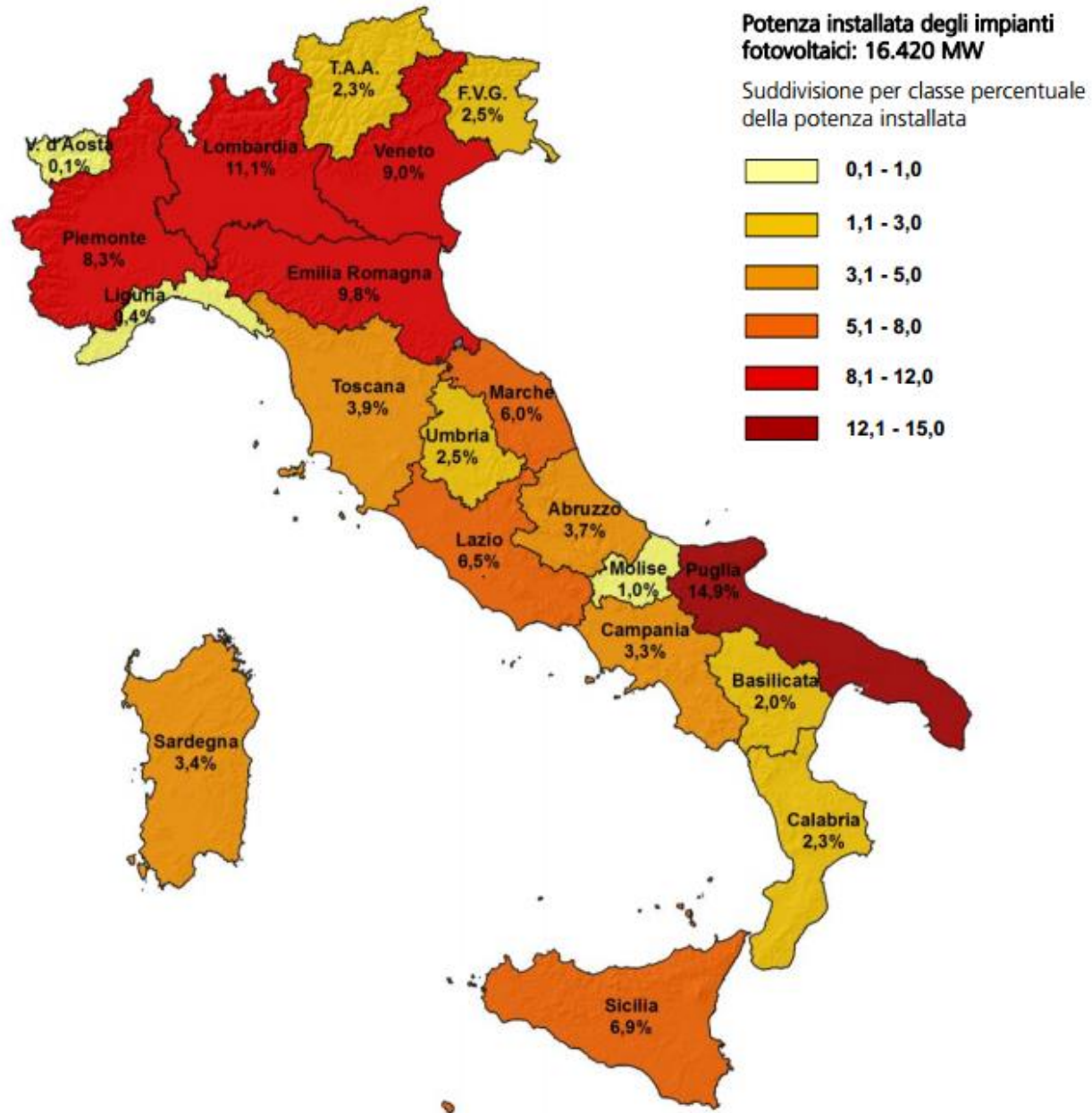
Classi di potenza (kW)	2011		2012		Var % 2012 /2011	
	n°	MW	n°	MW	n°	MW
1<=P<=3	110.577	303,4	154.637	427,8	+39,8	+41,0
3<P<=20	179.170	1.431,6	267.710	2.106,8	+49,4	+47,2
20<P<=200	31.379	2.445,7	44.341	3.477,7	+41,3	+42,2
200<P<=1.000	8.100	5.404,6	10.595	6.944,8	+30,8	+28,5
1.000<P<=5.000	827	1.876,1	890	2.035,3	+7,6	+8,5
P>5.000	143	1.312,0	158	1.427,4	+10,5	+8,8
Totale	330.196	12.773,4	478.331	16.419,8	+44,9	+28,5



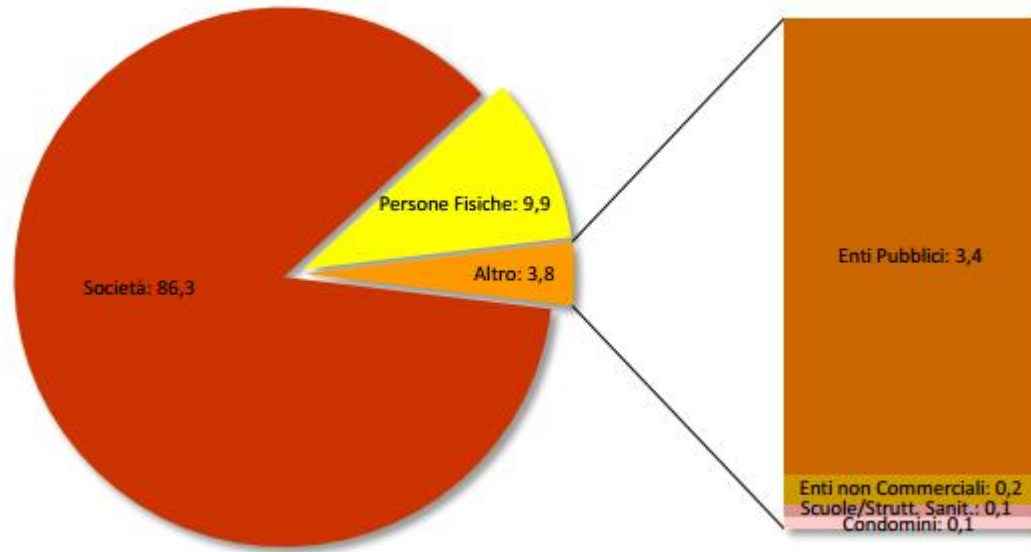
Distribuzione regionale degli impianti fotovoltaici



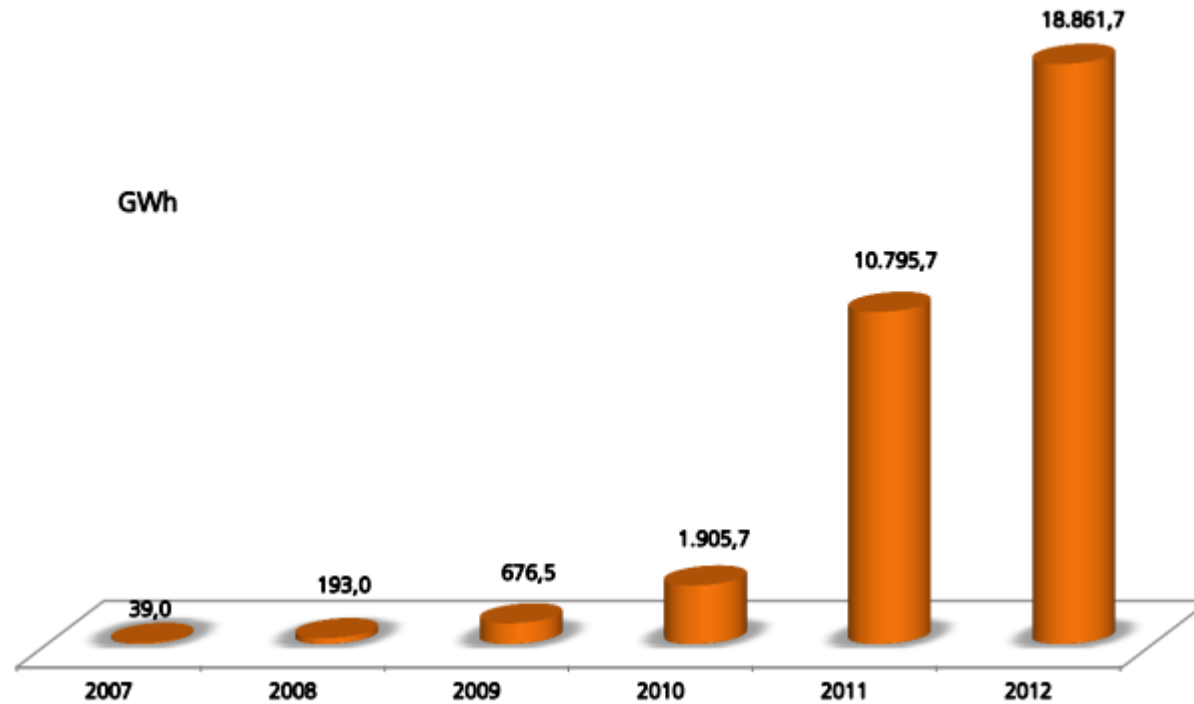
Distribuzione regionale degli impianti fotovoltaici 2012



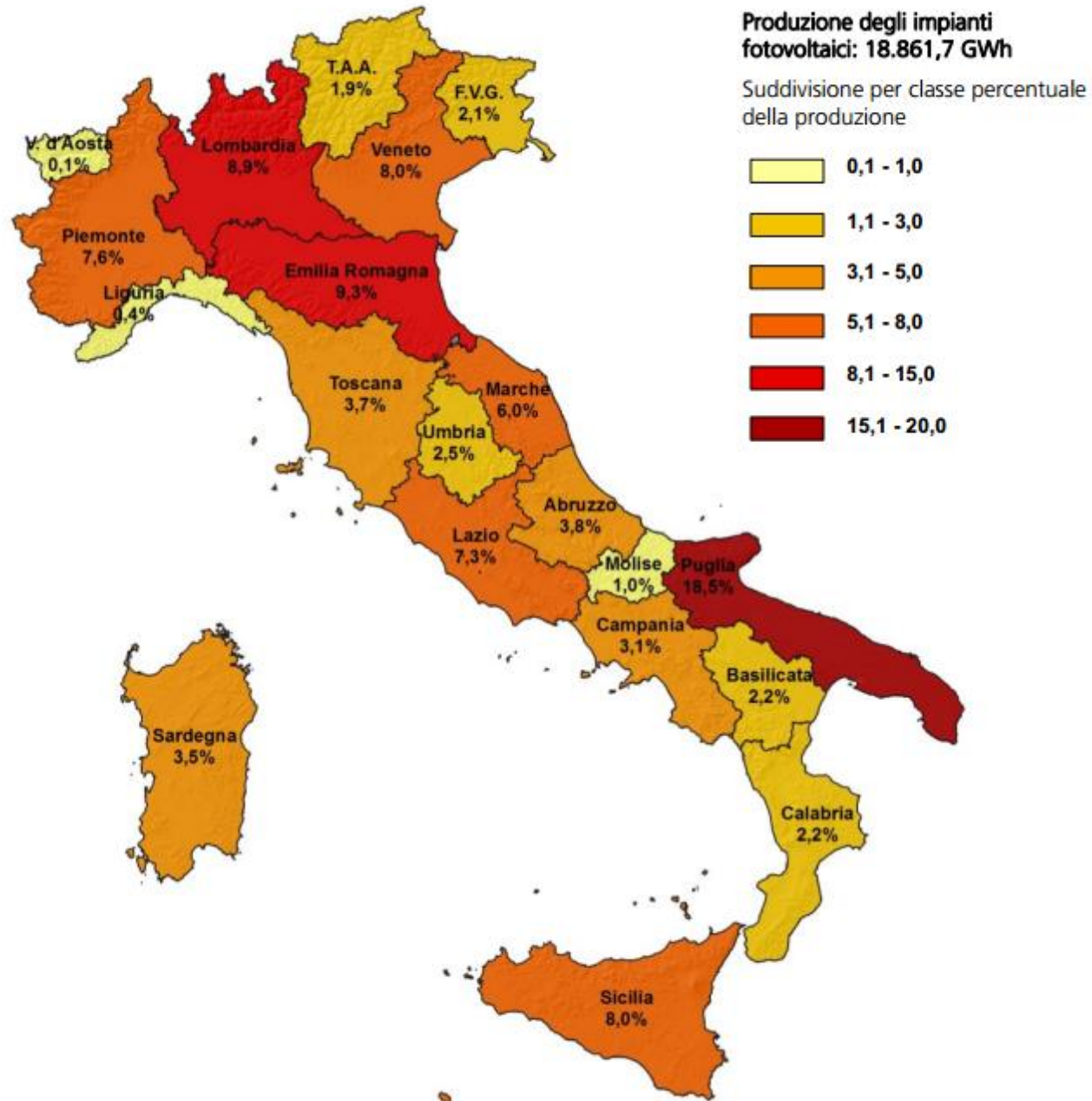
Potenza per categorie di soggetto responsabile 2012



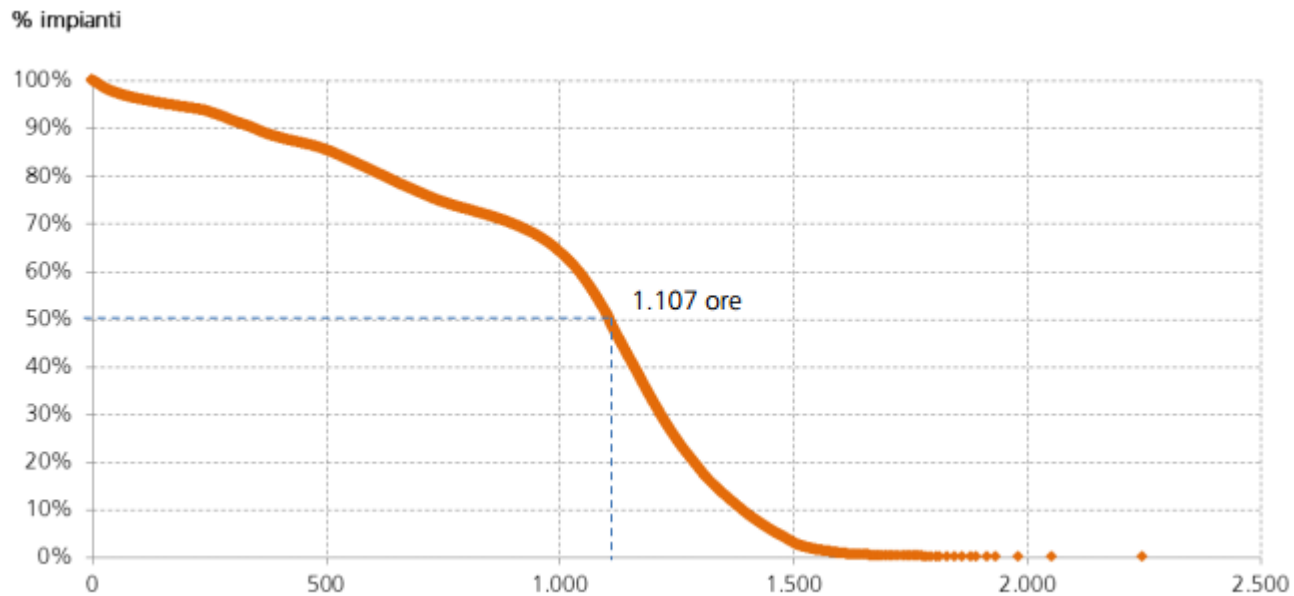
Produzione di impianti fotovoltaici in Italia



Distribuzione regionale della produzione fotovoltaica 2012

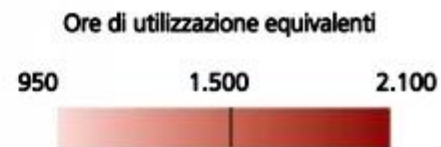
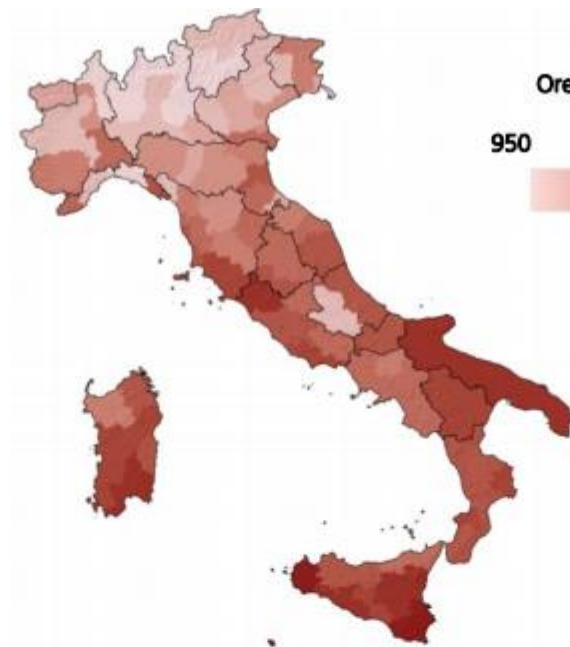


Ore di utilizzazione equivalenti nel 2012

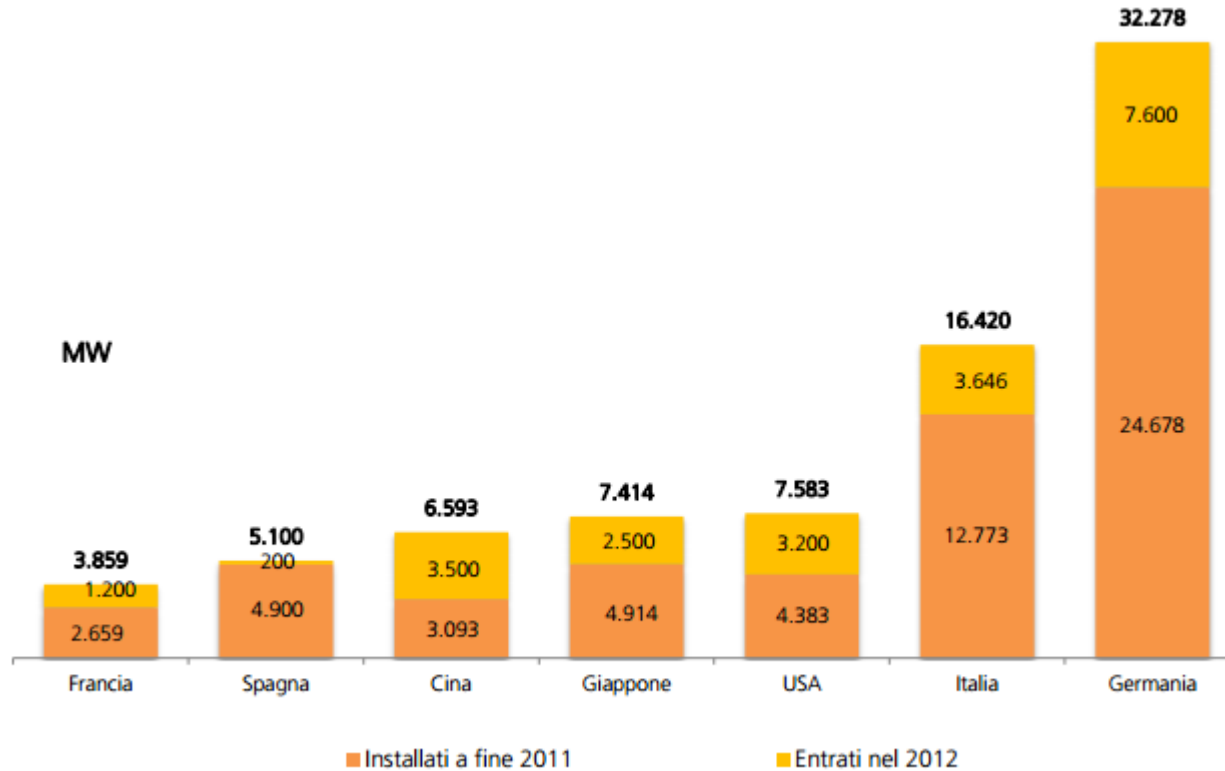


Distribuzione territoriale delle ore di utilizzazione equivalente

Impianti in
esercizio al
31/12/2011



Potenza impianti fotovoltaici in Europa nel 2012



Criteri di progetto per impianti fotovoltaici

I sistemi fotovoltaici possono vantaggiosamente essere utilizzati per:

- Sistemi autonomi (*stand alone*)
- Sistemi connessi alla rete (*grid connected*)
- Centrali fotovoltaiche
- Sistemi integrati negli edifici

Nel caso dei sistemi autonomi si hanno utenze difficilmente collegabili alla rete perché ubicati in aree poco accessibili. In genere le utenze con bassi consumi di energia non rendono conveniente il costo dell'allacciamento (esempio tipico delle utenze nelle isole).

Per le utenze connesse alla rete si utilizza come sistema di accumulo la rete principale. In questo caso si utilizzano contatori bidirezionali. Senza lo scambio con la rete si dovrebbero utilizzare gli accumulatori di energia con conseguenti alti costi.

Criteri di progetto per impianti fotovoltaici

Controllo di potenza

Per regolare la tensione in uscita dalle celle fotovoltaiche occorre un sistema di controllo (*BOS Balance Of System*) che ne mantenga costanti i valori. Le funzioni svolte sono:

- Regolatore di cariche delle batterie preservando gli accumulatori da un eccesso di carica o scarica;
- Dispositivo di inseguimento del punto di massima potenza;
- Convertitore CC/CA o inverter nel caso si richieda la CA per l'utenza o questa sia connessa in rete;
- Dispositivo di controllo per adattare la tensione alla rete (filtraggio delle armoniche e rifasamento).

Potenzialità del fotovoltaico

La quantità di energia elettrica prodotta dipende:

- Dalla superficie dell'impianto
- Dalla posizione dei moduli (angolo rispetto all'orizzontale ed angolo di orientamento rispetto al Sud)
- Radiazione solare incidente sul sito
- Efficienza dei moduli
- Efficienza del sistema di regolazione (BOS)
- Temperatura di funzionamento.

Criteri di progetto per impianti fotovoltaici

Se si ipotizza che il modulo fotovoltaico presenti un'efficienza linearmente dipendente dalla temperatura si ha la relazione:

$$\eta = \eta_R \left[1 - \beta (T_c - T_R) \right]$$

Ove η_R è il prodotto dell'efficienza di riferimento della cella per il fattore di riempimento del modulo mentre T_R è la temperatura di riferimento per l'efficienza precedente. β è il coefficiente di efficienza di temperatura della cella.

Un bilancio energetico del modulo fotovoltaico fornisce la potenza elettrica utile prodotta:

$$E = AI_\beta \tau \eta = AI_\beta \tau \alpha - AU_L (T_c - T_a)$$

Ove I_β è l'intensità dell'energia solare incidente sul piano del modulo;

U_L è il coefficiente di dispersione termica del modulo;

τ la trasmittività solare della copertura protettiva;

α il fattore di assorbimento della cella

Tenendo conto che U_L è almeno un ordine di grandezza maggiore del gruppo β si ottiene la seguente espressione approssimata per il rendimento (sottostimata al 5%):

$$\eta = \eta_R \left\{ -\beta (T_a - T_R) - \frac{\beta \tau \alpha I_\beta}{U_L} \right\}$$

Criteri di progetto per impianti fotovoltaici

La media mensile dell'energia elettrica giornaliera prodotta dalla cella si ottiene integrando sul mese il valore istantaneo e dividendo per il numero N di giorni del mese:

$$\bar{E} = \frac{1}{N} \int_{mese} E dt = \int_{mese} A I_{\beta} \tau \alpha \eta dt = A \tau \bar{H}_{\beta} \bar{\eta}$$

Dove \bar{H}_{β} è la media mensile della radiazione solare giornaliera incidente sul piano del modulo, τ è il valore medio mensile della trasmittività.

Il valore medio mensile dell'efficienza del modulo è dato da:

$$\bar{\eta} = \frac{\int_{mese} \eta I_{\beta} dt}{\int_{mese} I_{\beta} dt} = \frac{\eta_R}{N \bar{H}_{\beta}} \left[\int_{mese} I_{\beta} dt - b \int_{mese} (T_a - T_R) I_{\beta} dt - \frac{\beta}{U_L} \int_{mese} \tau \alpha I_{\beta}^2 dt \right]$$

Il primo integrale è la radiazione solare mensile sulla superficie del modulo, il secondo integrale è la differenza fra la temperatura ambiente media mensile pesata con l'intensità della radiazione T'_a e la temperatura di riferimento mentre il terzo integrale va valutato in termini del prodotto medio mensile trasmittività - assorbimento ed una variabile adimensionale V definita come:

$$V = \frac{n \int_{mese} I_{\beta}^2 dt}{N \bar{H}_{\beta}^2 \beta}$$

Con n numero di ore o di secondi nel giorno.

Criteri di progetto per impianti fotovoltaici

La variabile di riferimento viene espressa nella forma:

$$V = aX^2 + bX + c$$

Con i seguenti valori:

$$X = \frac{\frac{\bar{R}}{\bar{R}_n}}{\left(\omega'_s 1,548\bar{K}_h\right) + \left(\left(1 - 1,548\bar{K}_h\right)\omega_s\right)}$$

$$a = 12,16\bar{K}_h^2 - 9,88\bar{K}_h + 0,80$$

$$b = -1,90\bar{K}_h^2 - 9,79\bar{K}_h + 10,15$$

$$c = 2,04\bar{K}_h^2 + 1,23 - 0,58$$

Con \bar{K}_h indice di trasparenza atmosferica e con il simbolismo già visto per il calcolo della radiazione solare.

Nuova Normativa per l'incentivazione di impianti fotovoltaici

La nuova normativa per l'incentivazione degli impianti fotovoltaici non concede più finanziamenti diretti (a fondo perduto) bensì introduce un meccanismo di scambio di energia elettrica prodotta mediante impianti fotovoltaici con l'ENEL a tariffe agevolate (Conto Energia).

L'Utente potrà vendere l'energia prodotta al gestore elettrico nazionale, ricevendo periodicamente:

per gli impianti da 1 a 3 kWp una cifra di 0,40 € per ogni kWh prodotto per gli impianti su tetto piano o posti in giardino, 0,44 € per gli impianti con i pannelli fotovoltaici fissati sulle tegole, 0,49 € per gli impianti solari con i pannelli inseriti al posto delle tegole (integrati architettonicamente).

per gli impianti superiori a 3kWp sino a 20 kWp una cifra di 0,38 € per ogni kWh prodotto per gli impianti su tetto piano o posti in giardino, 0,42 € per gli impianti con i pannelli fotovoltaici fissati sulle tegole, 0,46 € per gli impianti solari con i pannelli inseriti al posto delle tegole (integrati architettonicamente nelle falde dei soffitti degli edifici.)

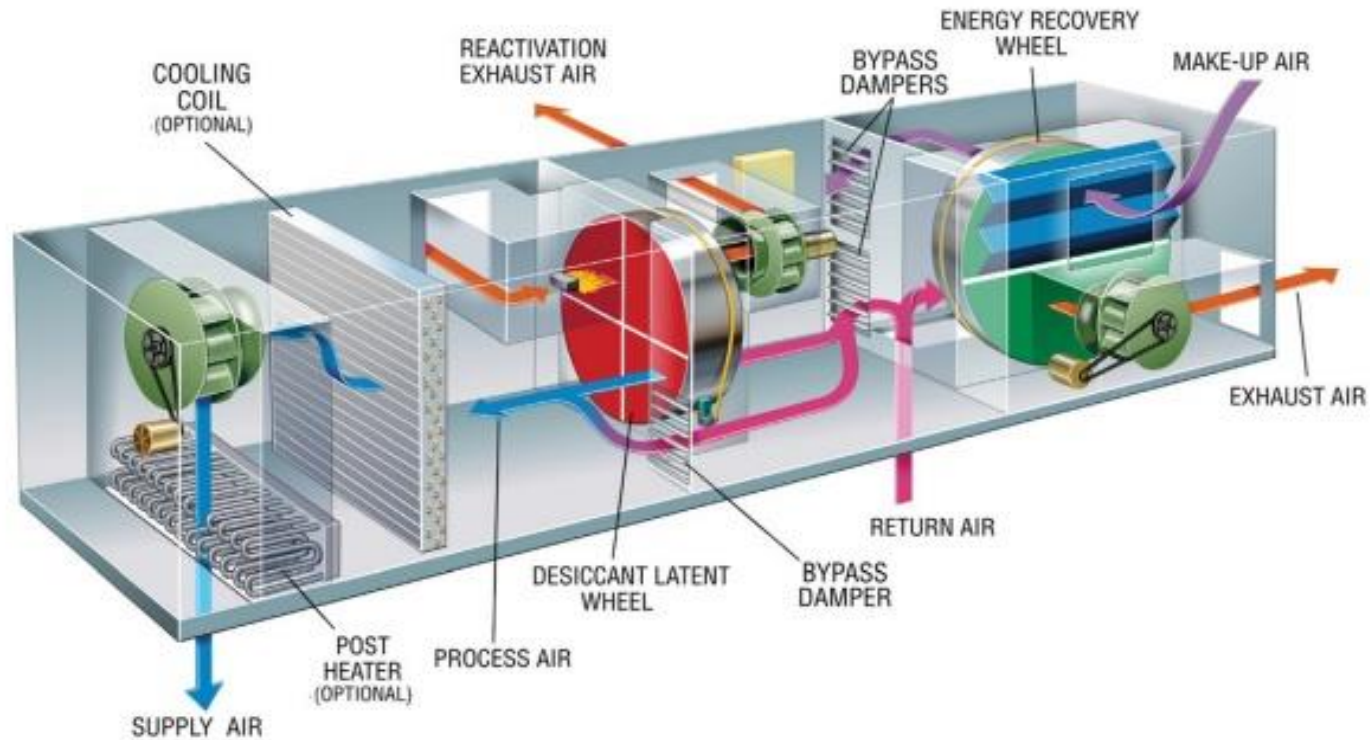
per gli impianti superiori a 20kWp una cifra di 0,36 € per ogni kWh prodotto per gli impianti su tetto piano o posti in giardino, 0,40 € per gli impianti con i pannelli fotovoltaici fissati sulle tegole, 0,44 € per gli impianti solari con i pannelli inseriti al posto delle tegole (integrati architettonicamente).

Si indica con *kWp* la potenza elettrica di picco prodotta. Si ricordi che la potenza generata in un giorno ha un valore medio pari a circa $W_m = kWp / 1.42$.

SOLAR COOLING

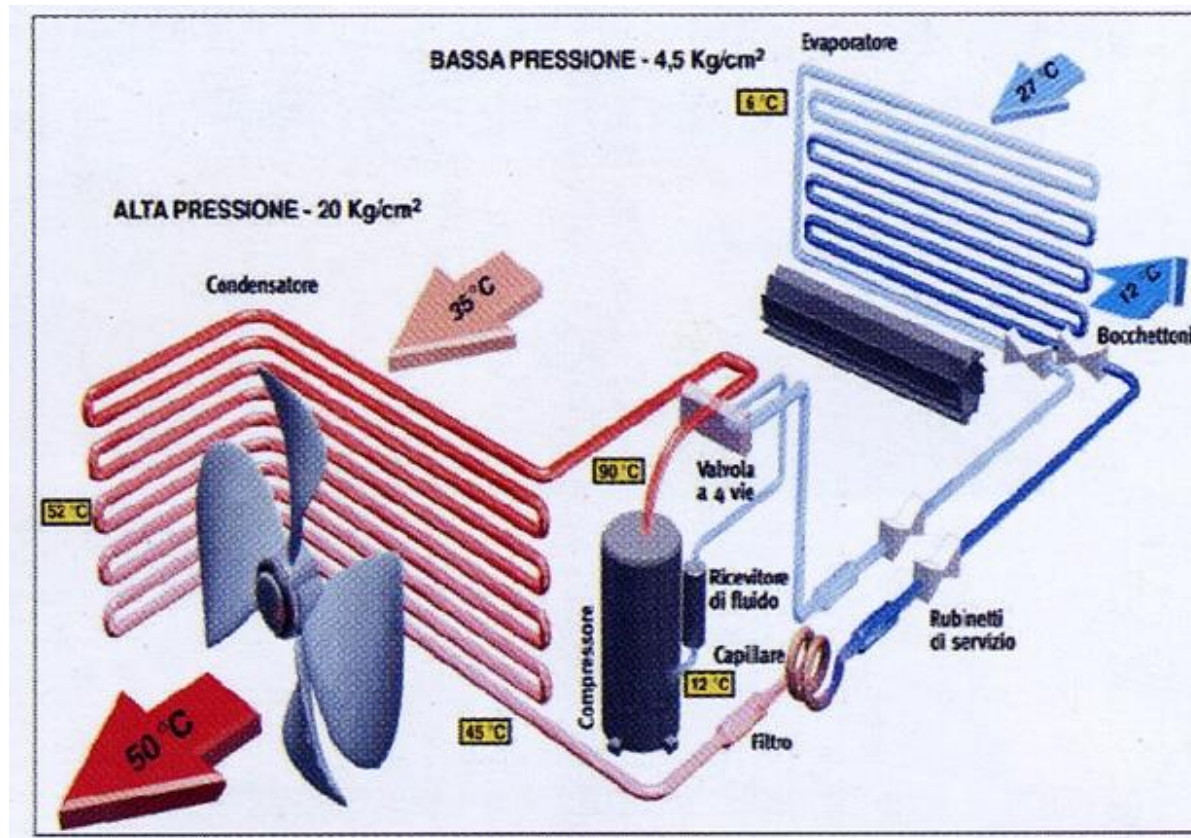
PROF. ING. GIULIANO CAMMARATA

Modalità di funzionamento



Creazione di un modello simulativo di un sistema
“Desiccant Solar Cooling”

Schema di condizionamento a compressione di vapore



Vantaggi

- Costo di investimento minore
- Grande scelta di taglie
- Manutenzione non specialistica

Svantaggi

- Consumi elettrici elevati
- Fluidi impiegati dannosi per l'ozono

Perché il *Solar Cooling*

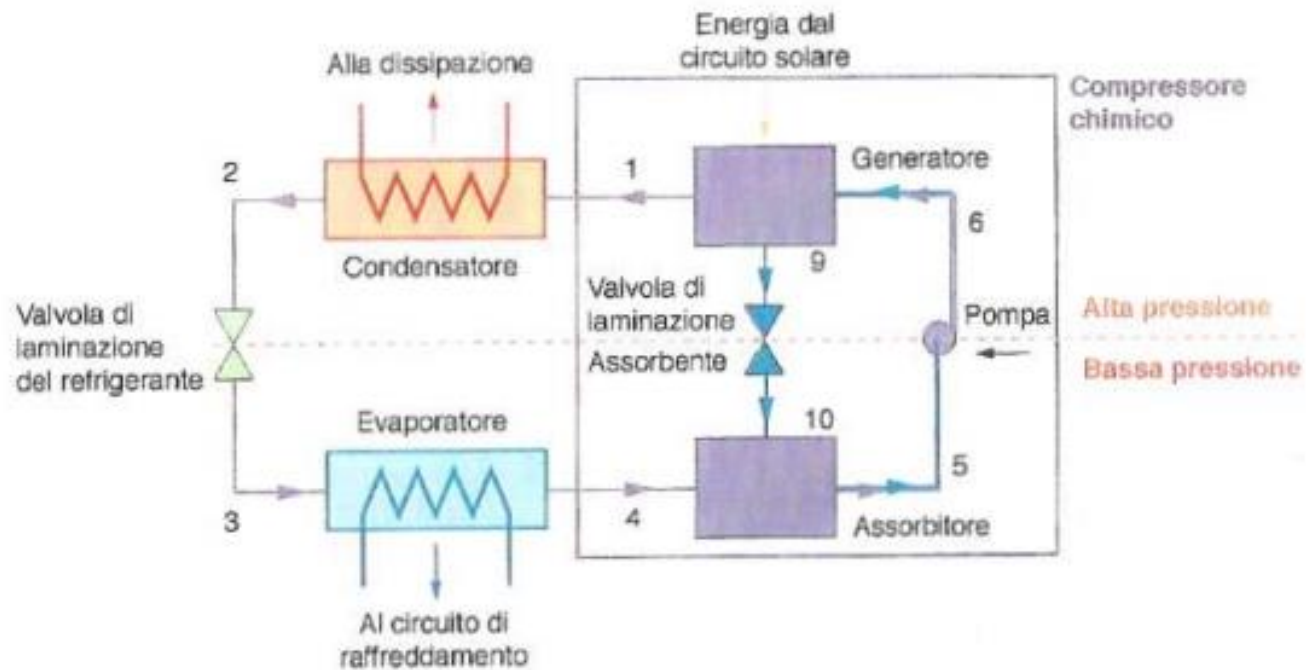
Vantaggi

- **Risparmio energetico**
- **Sfruttamento maggiore dei collettori solari (piani, sottovuoto, concentrazione)**
- **Elevata sostenibilità ambientale**

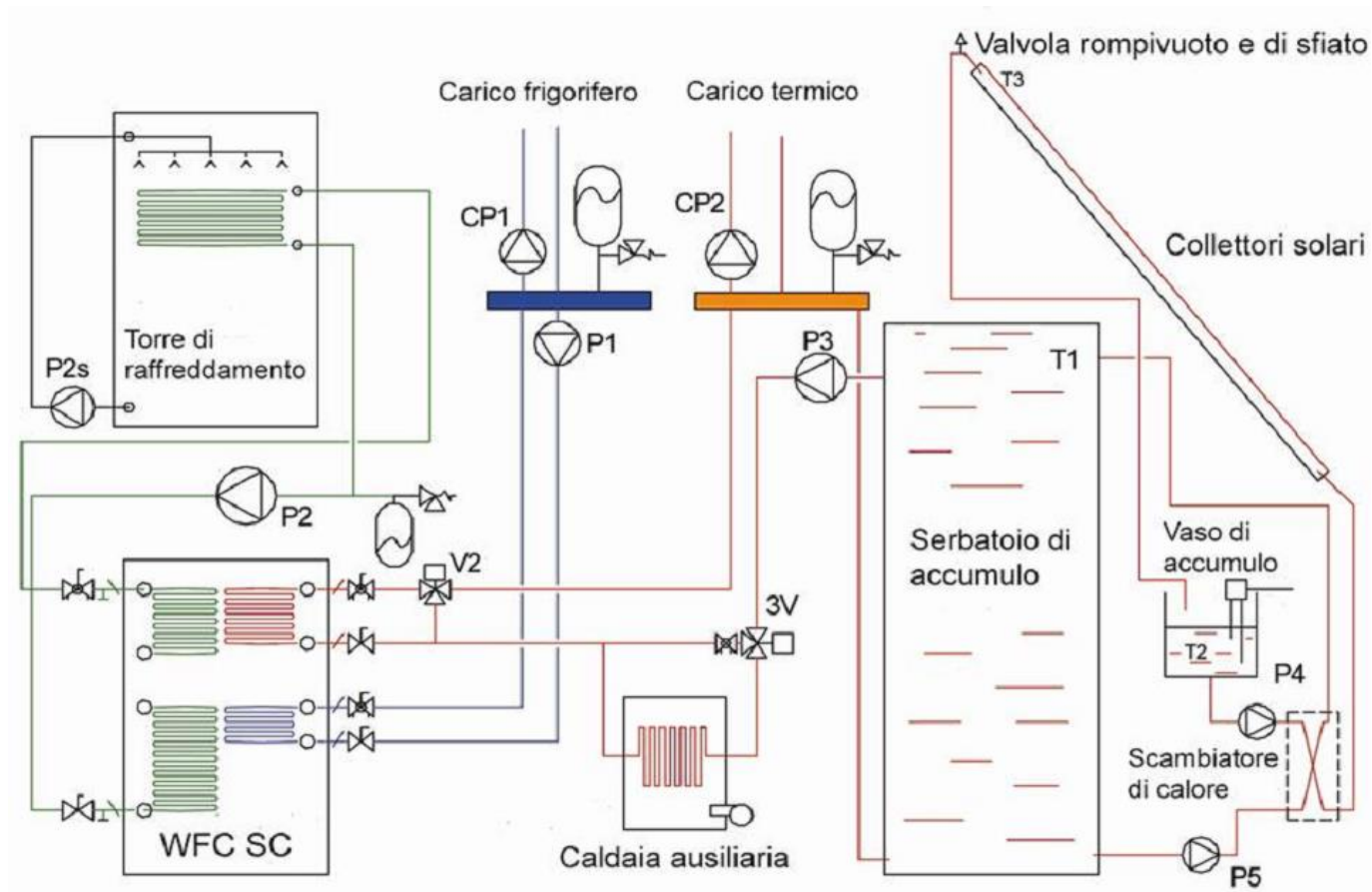
Svantaggi

- Non adatti a regioni a scarsa disponibilità idrica
- Richiedono maggiore manutenzione alle componenti rotative
- Necessaria caldaia ausiliaria

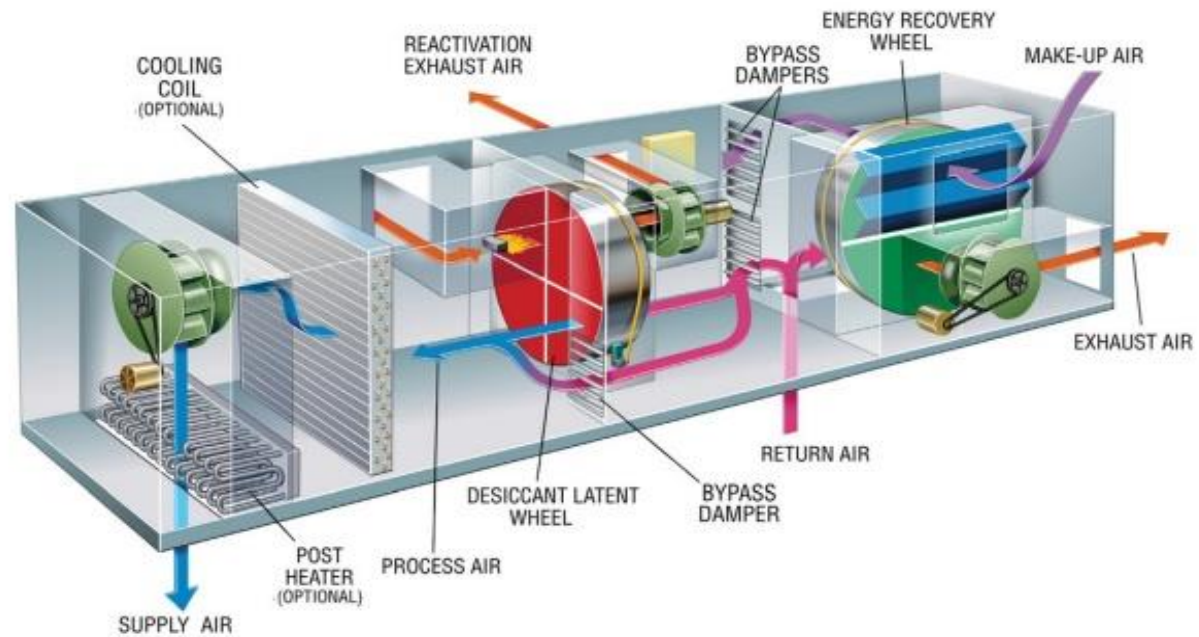
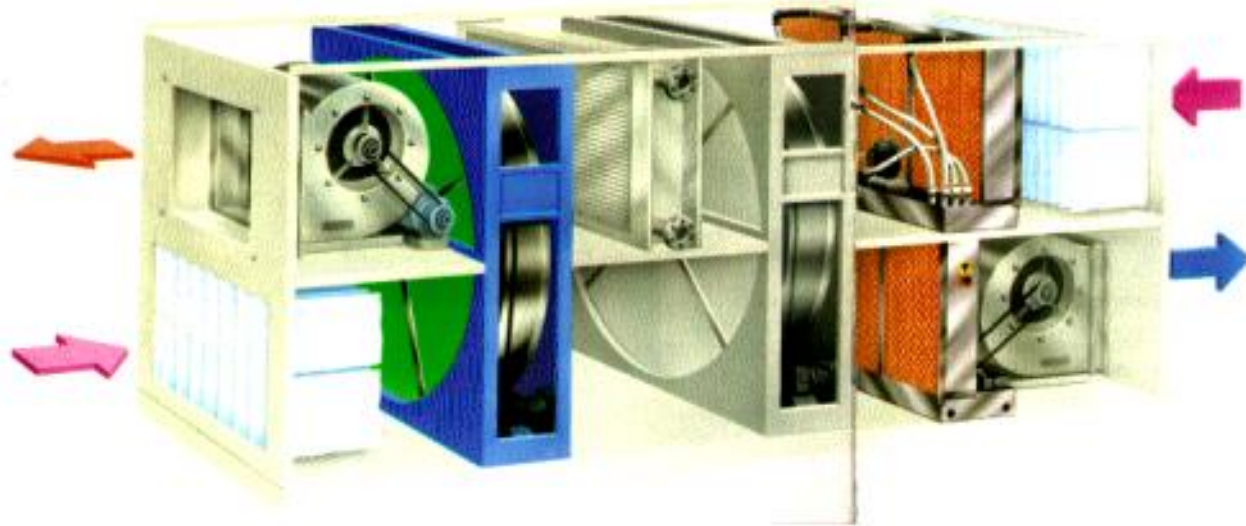
Schema a blocchi di un sistema di solar cooling



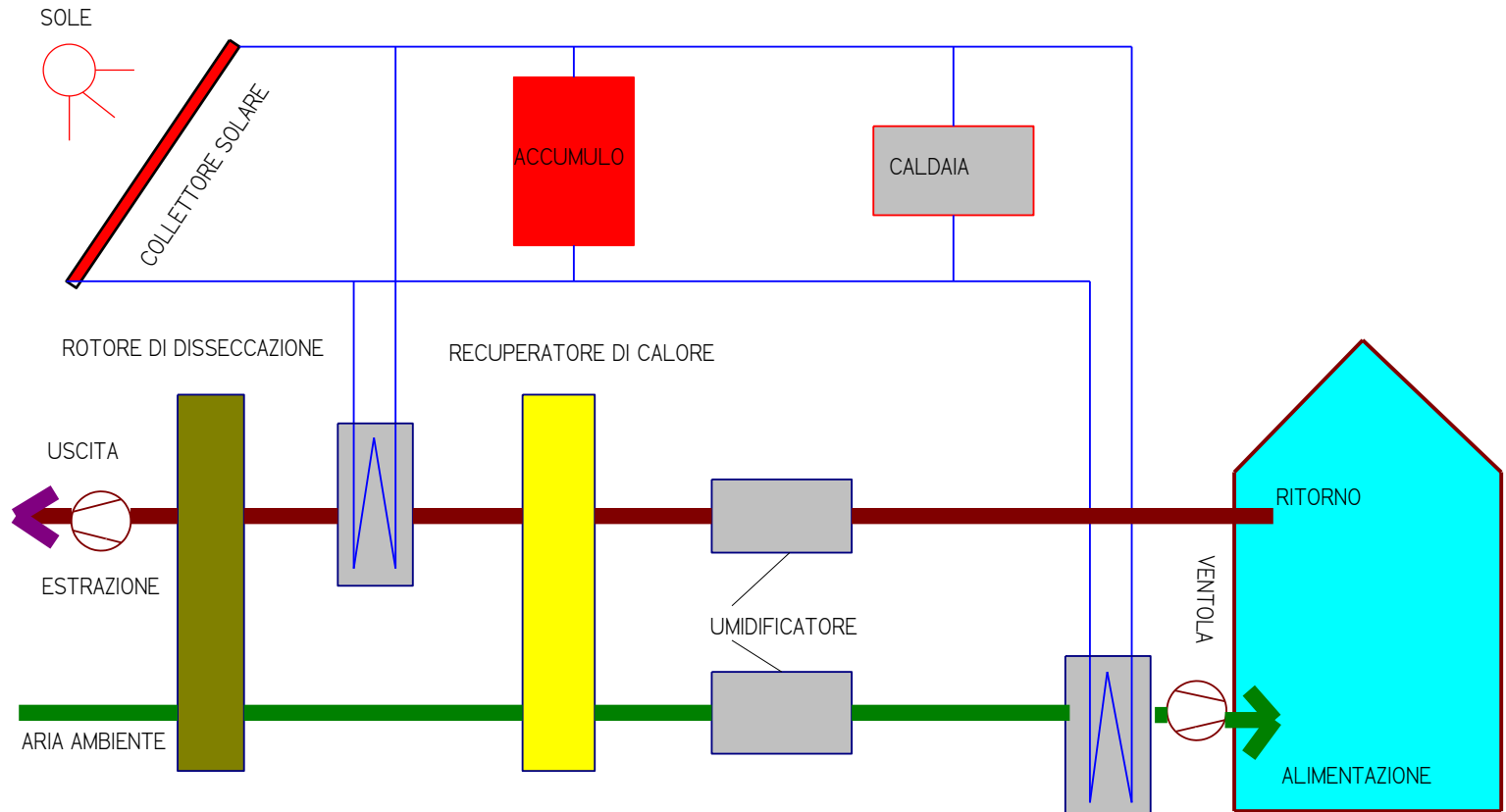
Schema a blocchi di un sistema di solar cooling



Schema a blocchi di un sistema di solar cooling



Schema a blocchi di un sistema di solar cooling



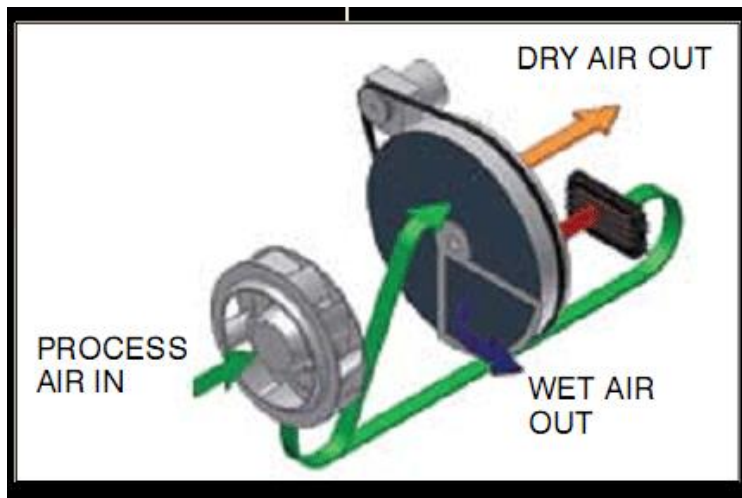
Sistema di solar cooling commerciale



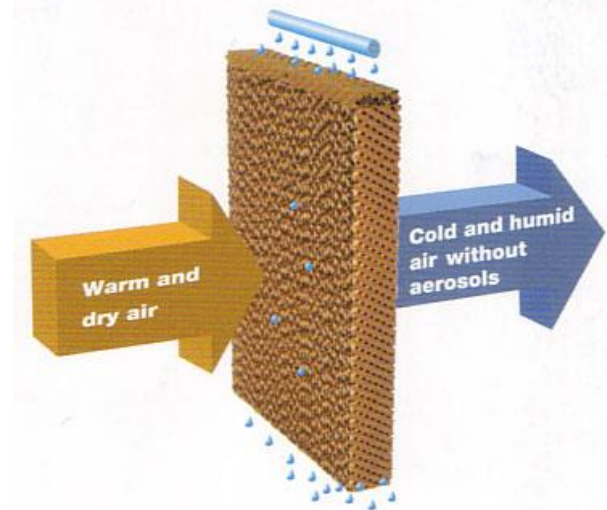
Sistema "DEC"

Combinazione di un processo di deumidificazione e di raffreddamento diretto dell'aria

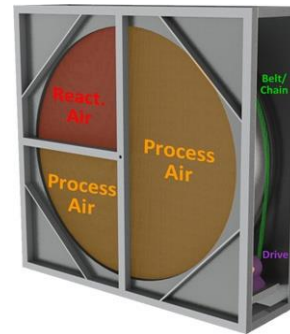
Deumidificazione per adsorbimento



Raffreddamento evaporativo



Ruota Essiccante



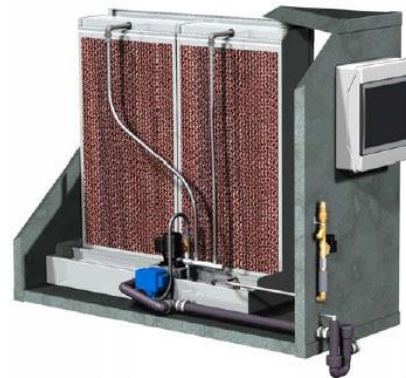
Scambiatore rotativo



Sistema "DEC" Elementi principali



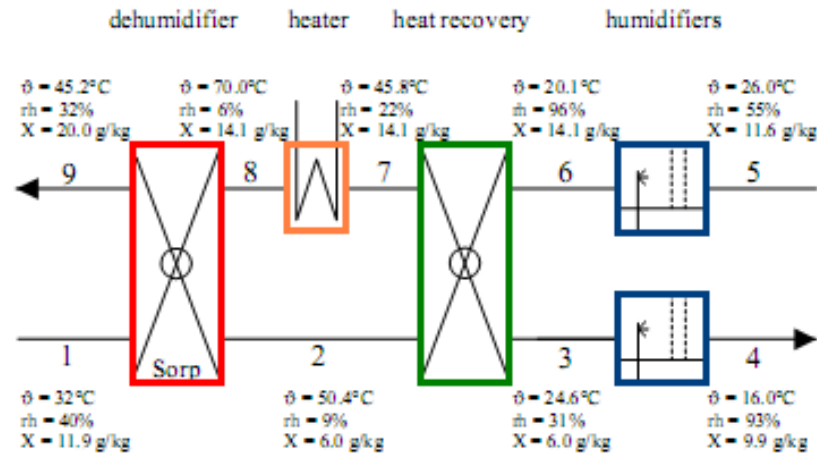
Collettore solare



Umidificatore adiabatico

Modello "Dec"

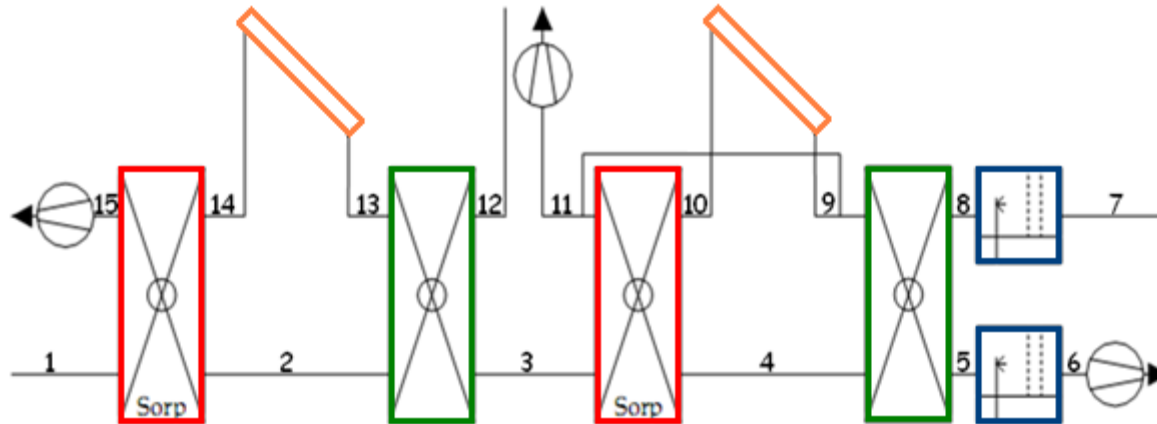
De Montfort University Leicester, Hochschule für Technik
Stuttgart



Dispositivi
presenti nel
modello

- Una **ruota essiccante** (Sorp)
- Uno scambiatore di calore rotativo
- Due **umidificatori adiabatici**
- Un riscaldatore (collettore solare)

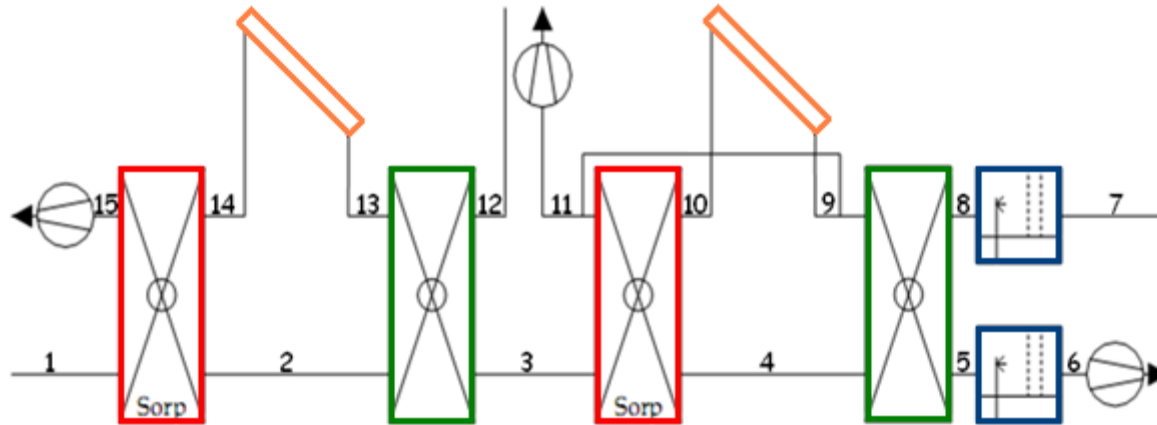
Modello “Dec”



Dispositivi
presenti nel
modello

- Due ruote essiccanti (Sorp)
- Due scambiatori di calore rotativi
- Due umidificatori adiabatici
- Due collettori solari
- Due scambiatori di calore per ACS

Modello “Dec”



Ruote essiccanti:

Bilancio potenze

$$\begin{cases} Q_1 c_p (T_2 - T_1) = Q_2 c_p (T_{14} - T_{15}) \\ Q_1 c_p (T_4 - T_3) = Q_2 c_p (T_{10} - T_{11}) \end{cases}$$

Umidificatori adiabatici:

Bilancio umidità

$$\begin{cases} m_5 \frac{x_5}{1000} + m_w = m_6 \frac{x_6}{1000} \\ m_7 \frac{x_7}{1000} + m_w = m_8 \frac{x_8}{1000} \end{cases}$$

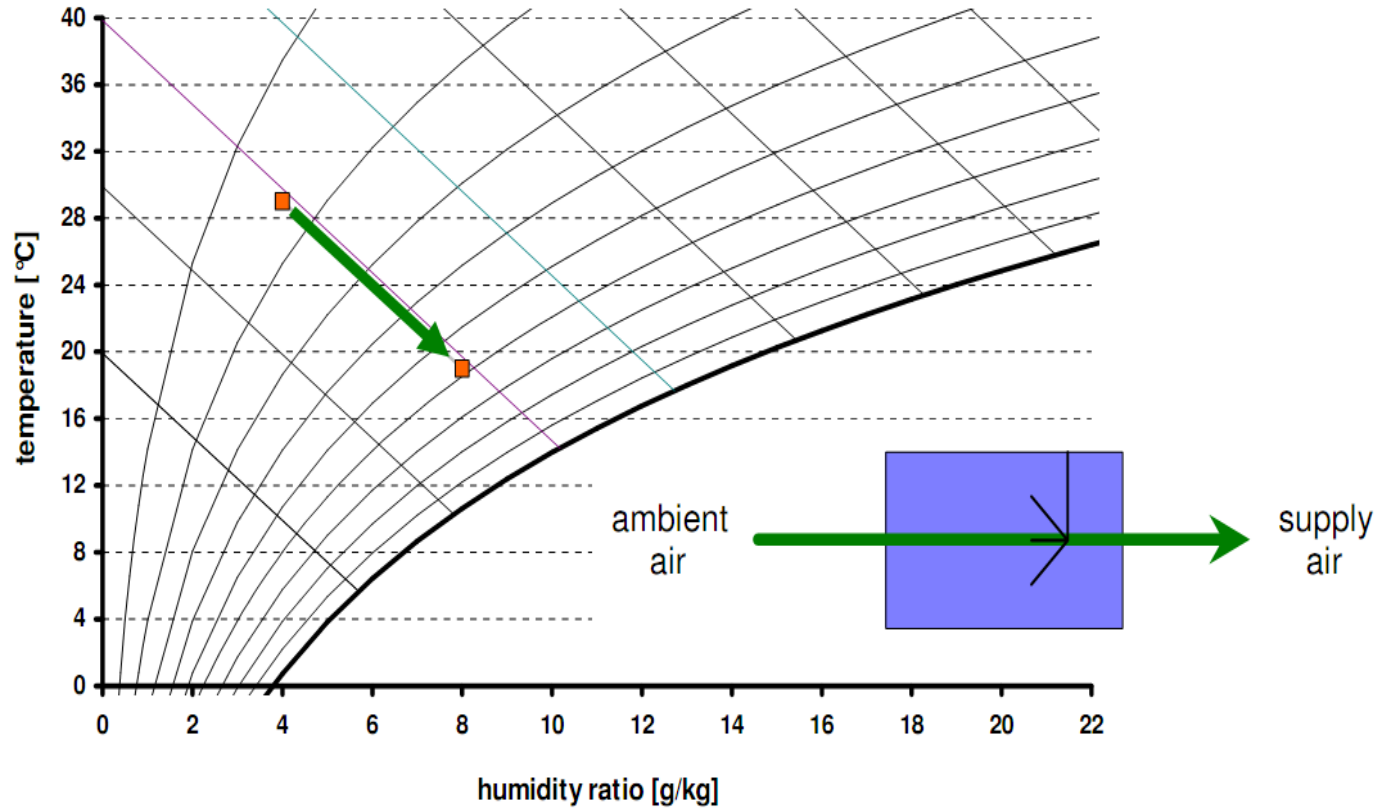
Scambiatori rotativi:

Bilancio termico

$$\begin{cases} T_3 = T_2 - \eta_{cw} (T_2 - T_{12}) \\ T_5 = T_4 - \eta_{cw} (T_4 - T_8) \end{cases}$$

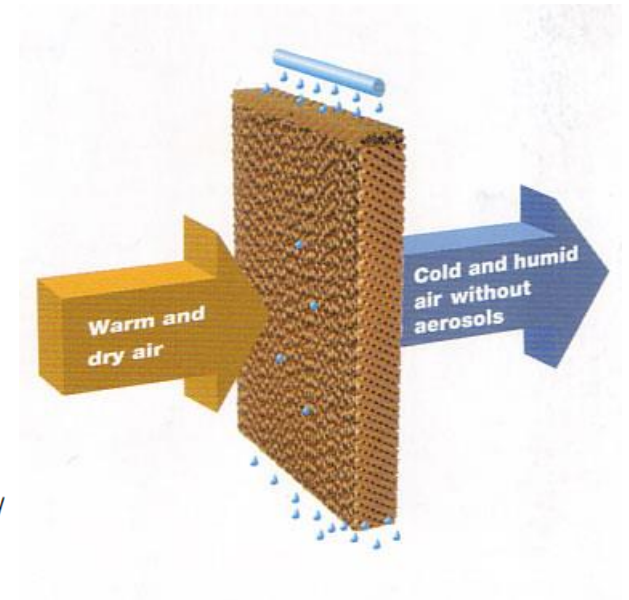
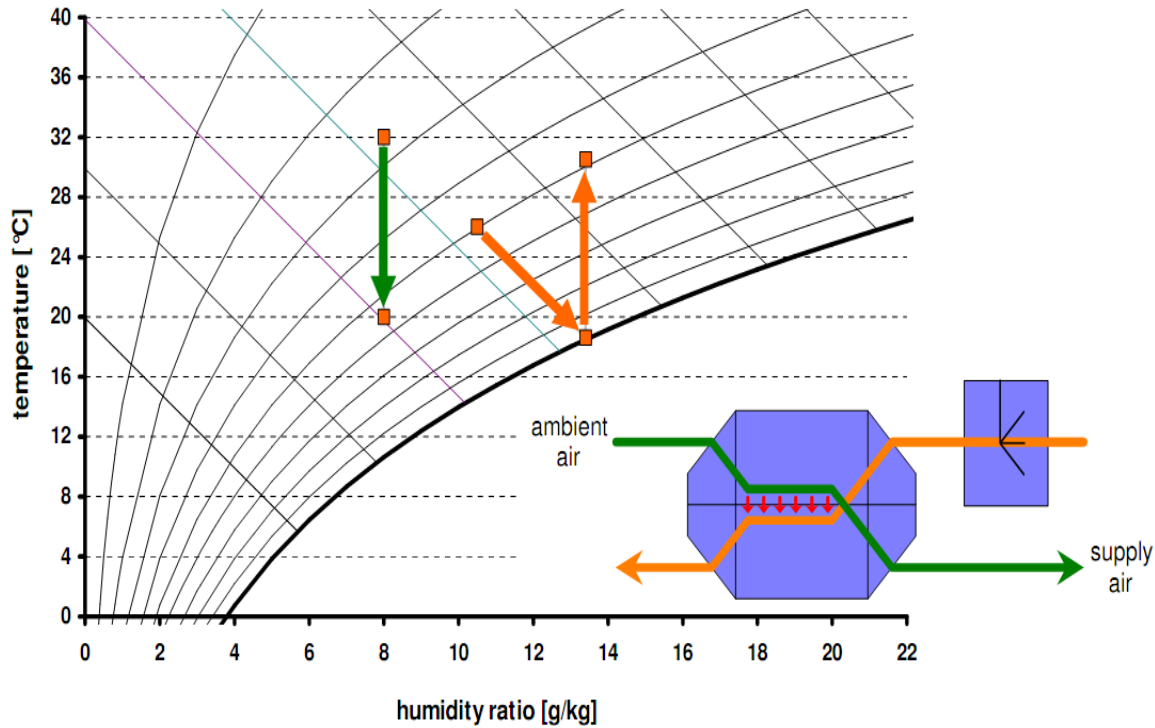
Cicli base di un solar cooling

Fase di raffreddamento evaporativo



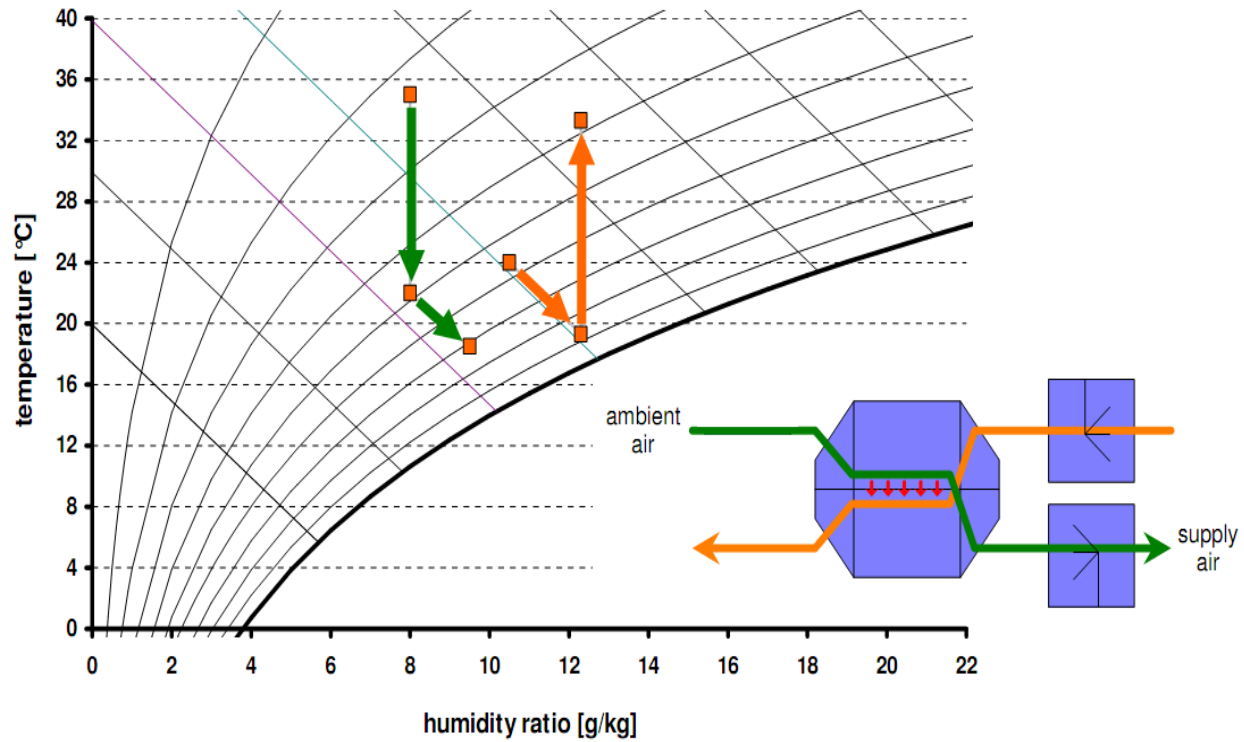
Cicli base di un solar cooling

Raffreddamento evaporativo indiretto



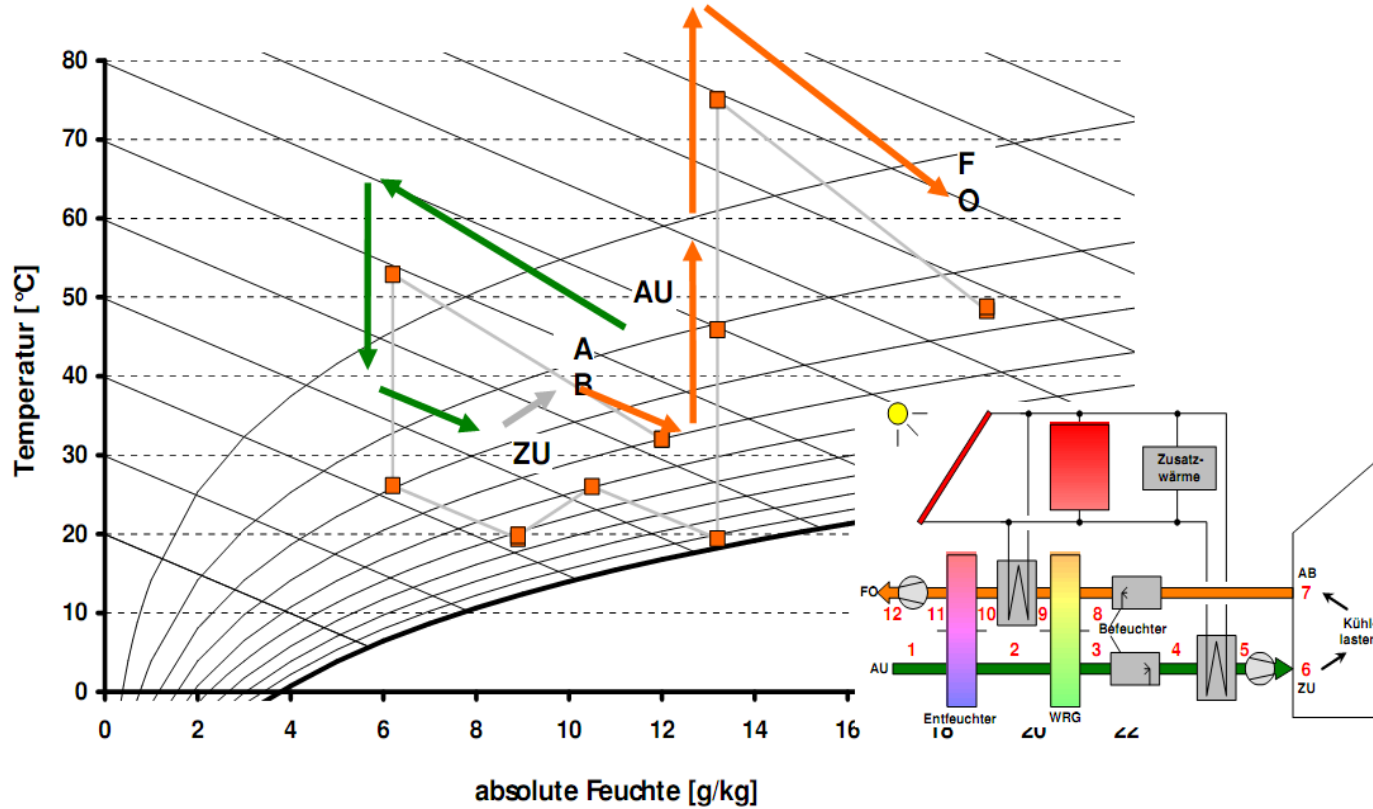
Cicli base di un solar cooling

Raffreddamento evaporativo combinato



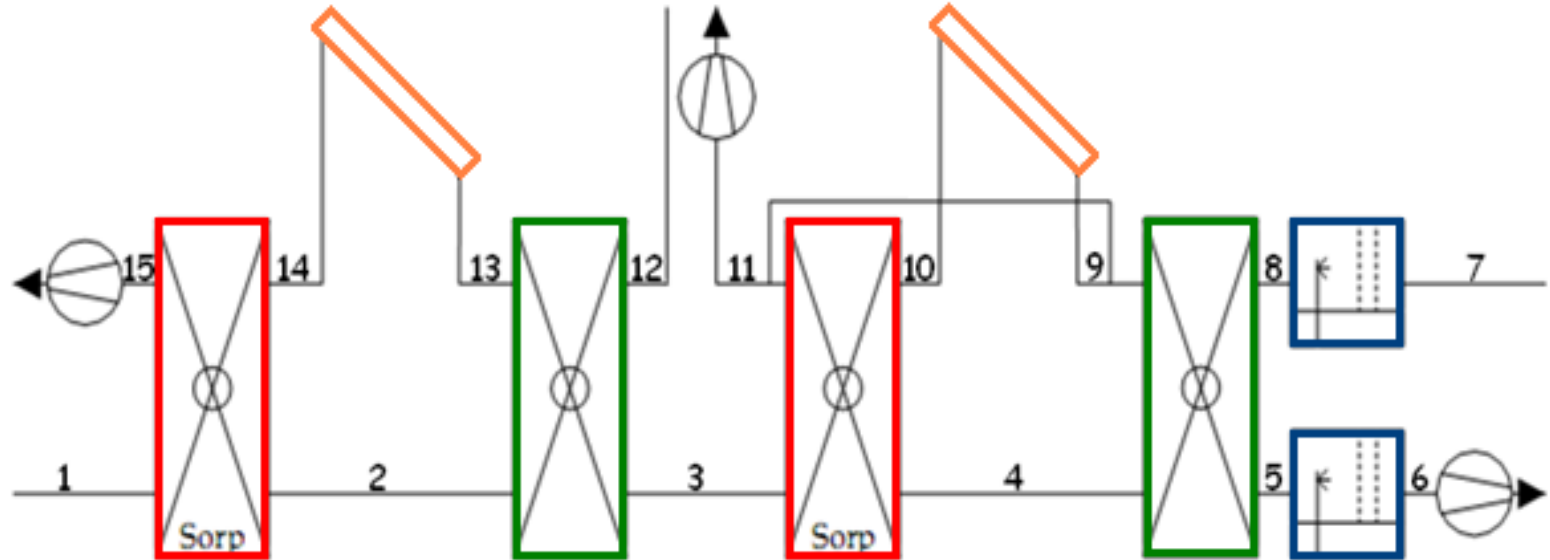
Cicli base di un solar cooling

Processo standard per cicli moderati

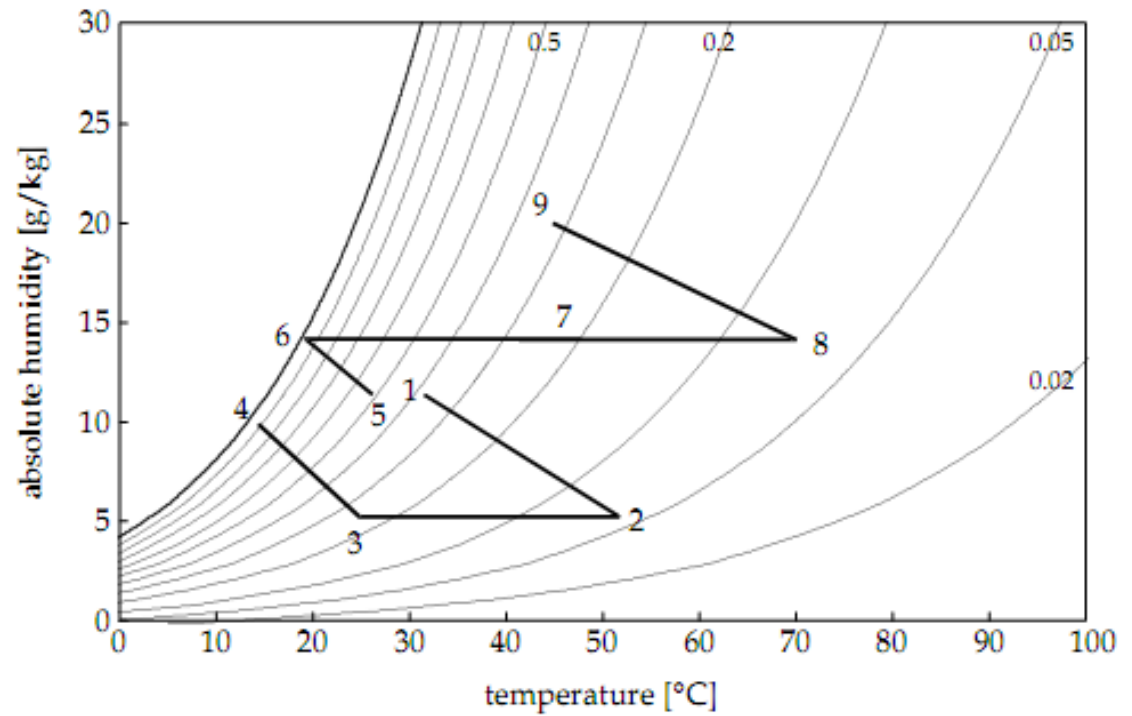
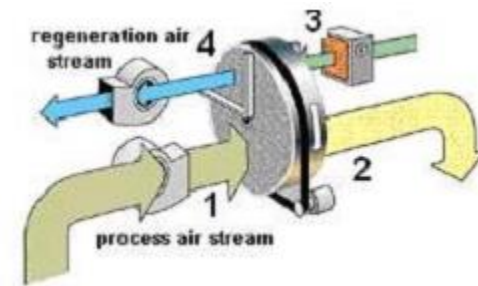
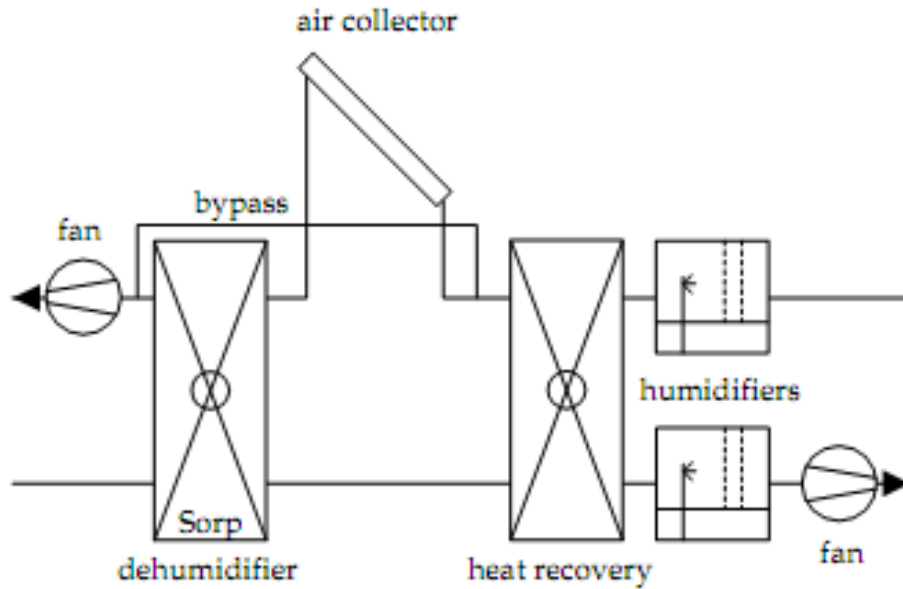


Cicli base di un solar cooling

Sistema DEC per deumidificazione spinta con collettori solari



Layout di un sistema DEC



Sostanze assorbenti

Gel di silice, cloruro di litio e filtri molecolari



Modello "Dec" in Excel

Condizioni ambientali da importare	
T. Esterna	36,0 [°C]
UR %	60 [-]

Parametri preimpostati			
Q	1,2 [kg/m ³]	V2	1897,5 [m ³ /h]
V1	2530 [m ³ /h]	Q2	2277,00 [kg/h]
Q1	3036,00 [kg/h]		
		T _{max}	0,82
		V2/V1	0,75
		T _{min}	0,85
		T _{ext}	0,90
		T _{max-ACS}	0,98
		T _{int} [°C]	70

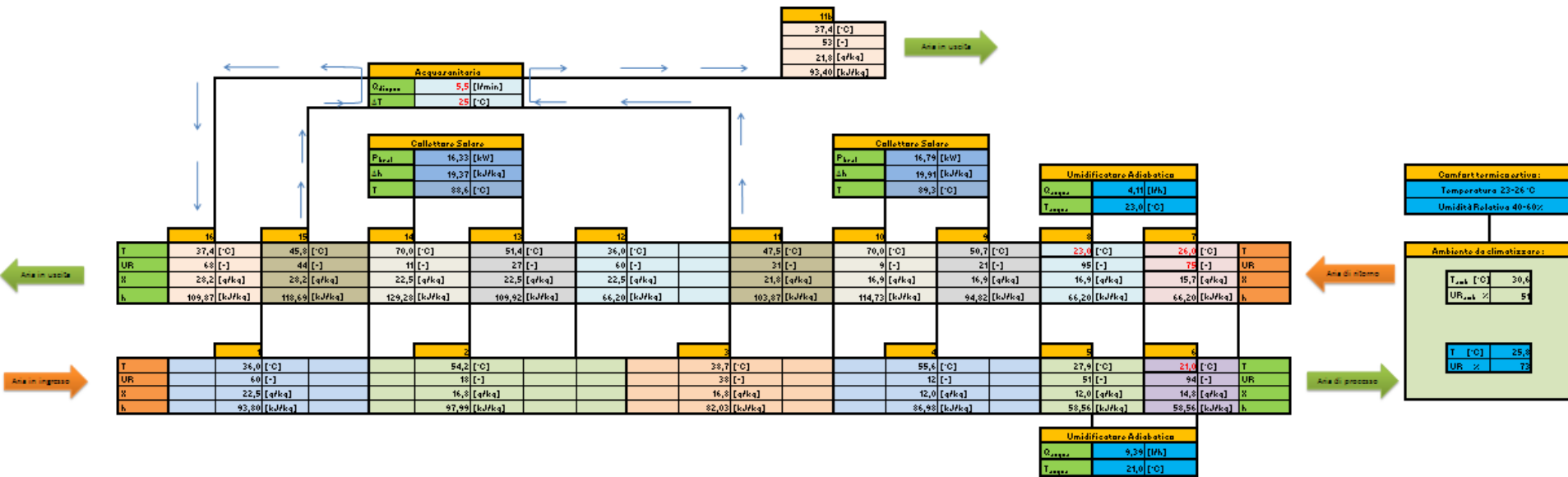
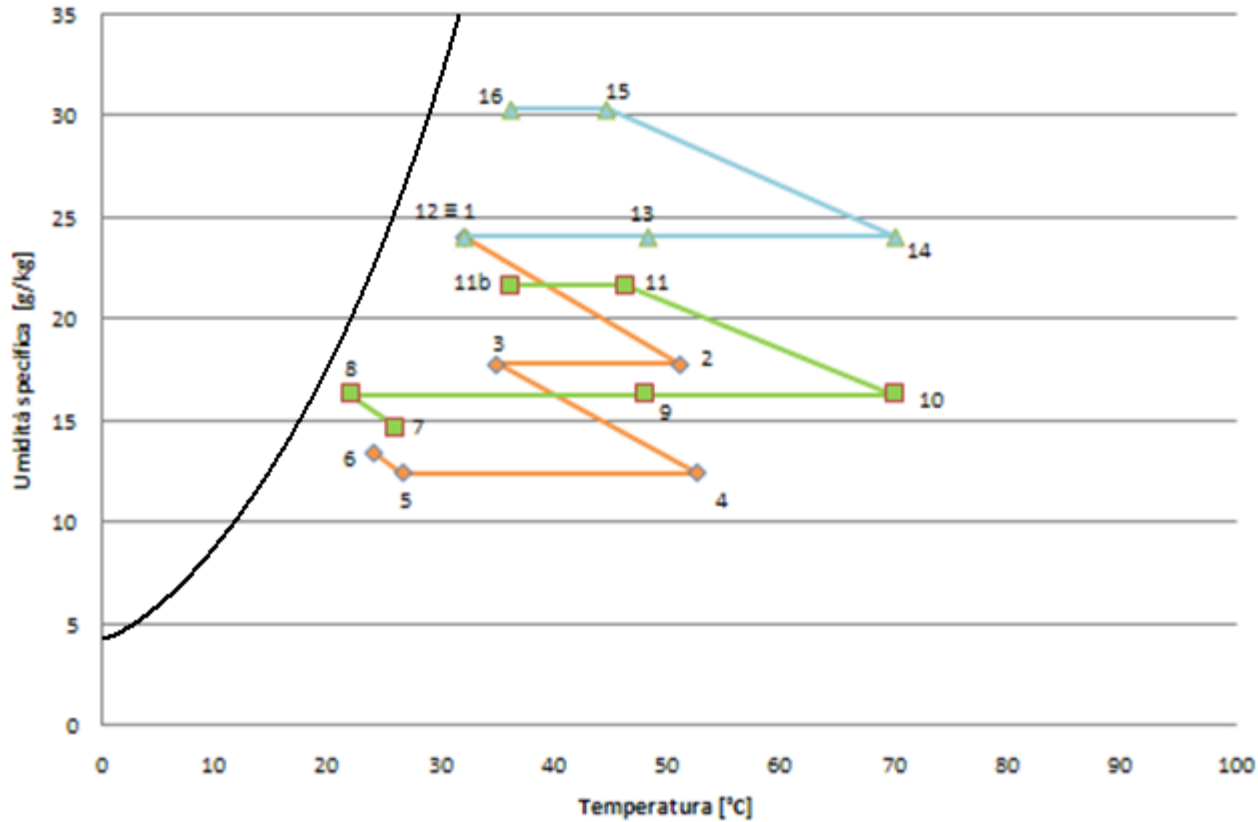


Grafico trasformazioni dell'aria umida



	T [°C]	X [g/kg]
1	32,0	24,05
2	51,0	17,79
3	34,9	17,79
4	52,6	12,41
5	26,6	12,41
6	24,0	13,46
7	26,0	14,65
8	22,0	16,28
9	48,0	16,28
10	70,0	16,28
11	46,3	21,66
11b	36,2	21,66
12	32,0	24,05
13	48,2	24,05
14	70,0	24,05
15	44,7	30,30
16	36,2	30,30

- Aria di processo
- Aria di rigenerazione (2^a ruota)
- Aria di rigenerazione (1^a ruota)

Risultati ottenuti – T_{rig} 70°C

Condizioni Ambientali Esterne

- 32°C – 80%
- 34°C – 70%
- 36°C – 60%
- 38°C – 50%
- 40°C – 40%



Ambiente climatizzato

- 25,6°C – 70%
- 25,5°C – 74%
- 25,8°C – 73%
- 26,2°C – 69%
- 26,5°C – 64%

Comfort termico estivo:

Temperatura 23°C - 26°C

Umidità 40% - 60%

Risultati ottenuti – T_{rig} 80°C

Condizioni Ambientali Esterne

- 32°C – 80%
- 34°C – 70%
- 36°C – 60%
- 38°C – 50%
- 40°C – 40%



Ambiente climatizzato

- 25,6°C – 67%
- 25,5°C – 71%
- 25,8°C – 70%
- 26,2°C – 66%
- 26,5°C – 61%

Comfort termico estivo:

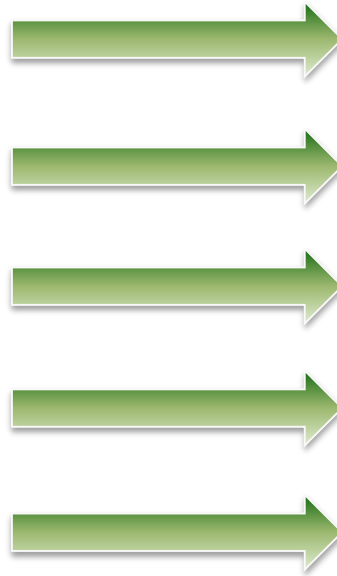
Temperatura 23°C - 26°C

Umidità 40% - 60%

Risultati ottenuti – T_{rig} 90°C

Condizioni Ambientali Esterne

- 32°C – 80%
- 34°C – 70%
- 36°C – 60%
- 38°C – 50%
- 40°C – 40%



Ambiente climatizzato

- 25,6°C – 65%
- 25,5°C – 68%
- 25,8°C – 67%
- 25,7°C – 66%
- 25,5°C – 66%

Comfort termico estivo:

Temperatura 23°C - 26°C

Umidità 40% - 60%

CONCLUSIONI

Esaminati questi nuovi sistemi di condizionamento e valutate le configurazioni impiantistiche più adatte alle condizioni ambientali delle aree mediterranee.

Le prestazioni sono legate alla temperatura di rigenerazione della ruota essiccante.

Da prendere in considerazione i consumi degli apparecchi ausiliari elettrici discriminanti per la validità dell'impianto.

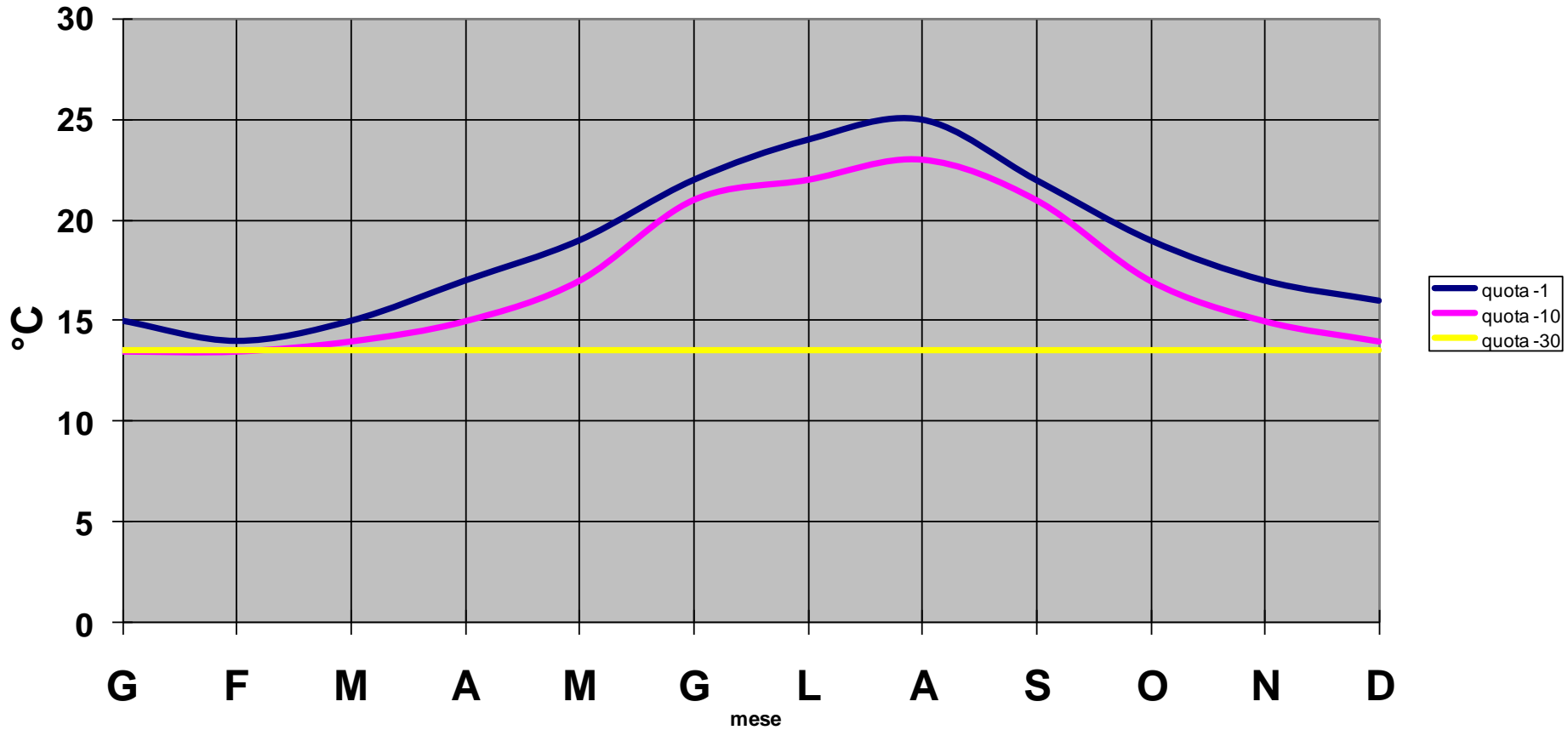
Previsioni prestazionali possono assicurare un apprezzabile risparmio energetico favorendo lo sviluppo di queste nuove tecnologie sul mercato.

ENERGIA GEOTERMICA A BASSA ENTALPIA

PROF. ING. GIULIANO CAMMARATA

Temperatura del terreno

Temperature a varie profondità

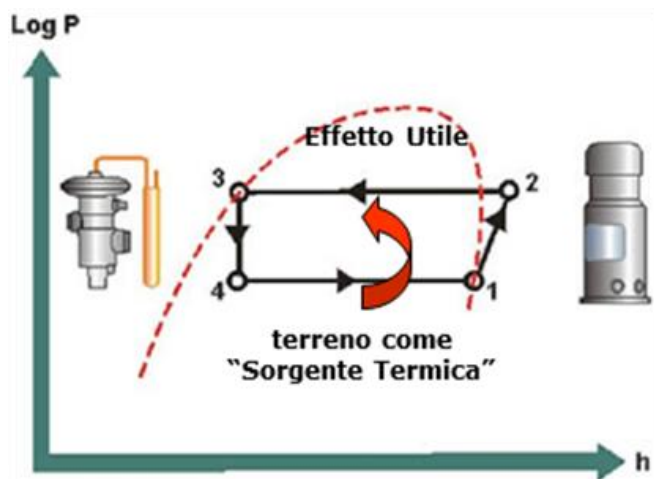


Dati termofisici del terreno

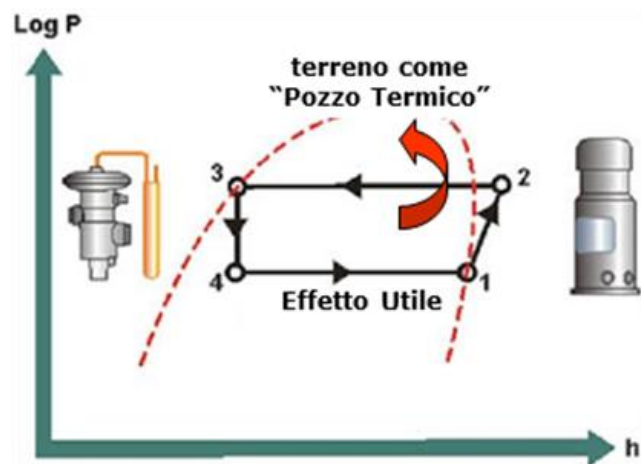
descrizione terreno	PESO di VOLUME (densità media) KN/m ³	Calore Specifico kJ/kg°C	CONDUCIBILITA' TERMICA med (W/mK)	CAPACITA' TERMICA VOLUMETRICA min (MJ/m ³ K)	CAPACITA' TERMICA VOLUMETRICA max (MJ/m ³ K)	PROFONDITA'	SPESSORE
terreno vegetale	19.00	0.80	2.40	2.20	2.90	0.00	3.00
argilla	19.00	0.80	1.70	1.60	3.40	3.00	34.50
ghiaia e sabbia	19.00	0.80	1.80	2.40	2.40	37.50	3.50
sabbia	19.00	0.80	2.40	2.20	2.90	41.00	9.00
ghiaia e sabbia	19.00	0.80	1.80	2.40	2.40	50.00	18.00
sabbia con intercalati livelli di argilla rossa	19.00	0.80	2.40	2.20	2.90	68.00	2.00
ghiaia, ciottoli e sabbia	19.00	0.80	1.80	2.40	2.40	70.00	10.00
argilla	19.00	0.80	1.70	1.60	3.40	80.00	3.00
terreno di riporto	19.00	0.80	2.40	2.20	2.90	0.00	1.00
ciottoli, ghiaia, ghiaietto e sabbia	19.00	0.80	1.80	2.40	2.40	1.00	50.00
argilla e sabbione argilloso passante verso il basso a sabbia fine argillosa	19.00	0.80	2.40	2.20	2.90	51.00	18.50
sabbia e ghiaia	19.00	0.80	2.40	2.20	2.90	69.50	21.50
argilla gialla cenere	19.00	0.80	1.70	1.60	3.40	91.00	11.00
terreno di coltura	19.00	0.80	2.40	2.20	2.90	0.00	4.50
ghiaia e sabbia con ciottoli	19.00	0.80	1.80	2.40	2.40	4.50	17.00
argilla giallastra	19.00	0.80	1.70	1.60	3.40	21.50	2.20
ghiaia, ghiaietto e sabbia media	19.00	0.80	1.80	2.40	2.40	23.70	33.30
argilla e sabbia	19.00	0.80	2.40	2.20	2.90	57.00	11.00
ghiaia, ghiaietto e sabbia media	19.00	0.80	1.80	2.40	2.40	68.00	12.20
sabbia argillosa finissima	19.00	0.80	2.40	2.20	2.90	80.20	4.40
argilla giallastra	19.00	0.80	1.70	1.60	3.40	84.60	13.40
sabbia argillosa	19.00	0.80	2.40	2.20	2.90	98.00	4.00
argilla giallastra	19.00	0.80	1.70	1.60	3.40	102.00	8.00

Il terreno come sorgente termica

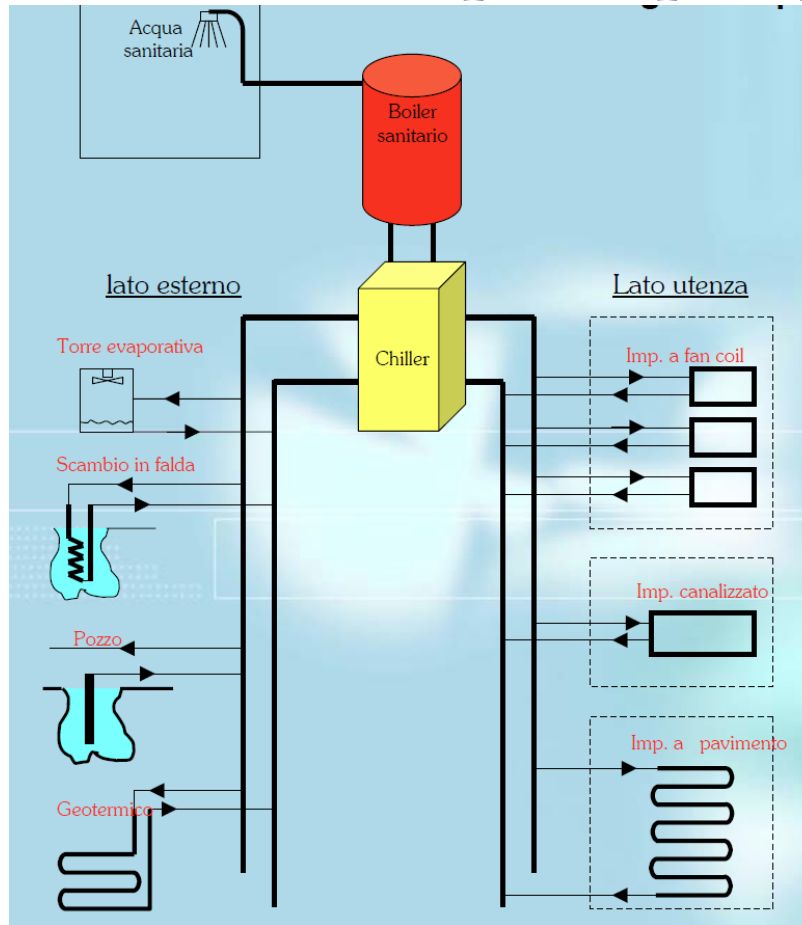
Sorgente termica per la pompa di calore



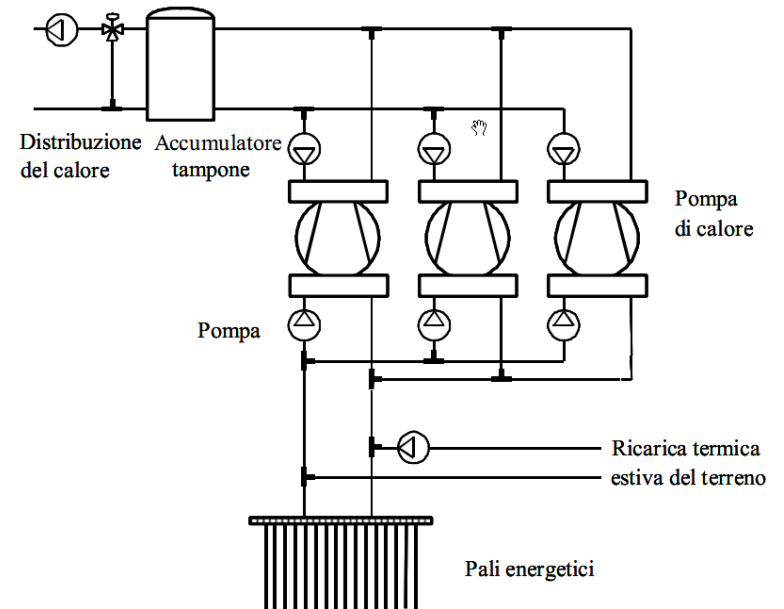
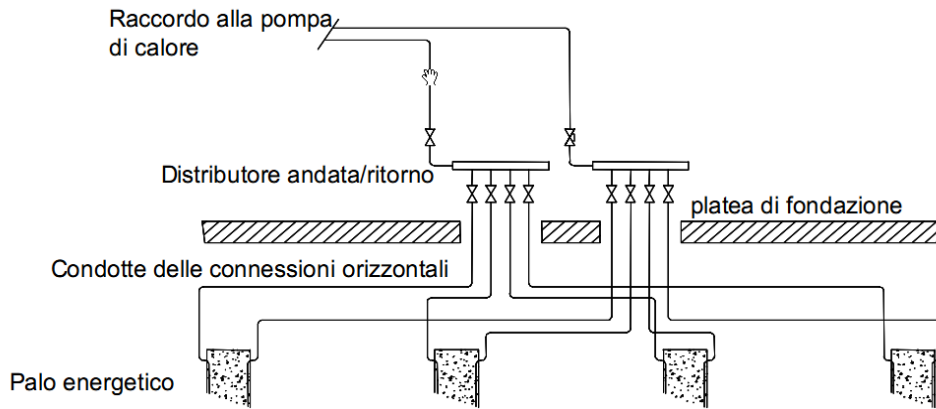
Sorgente termica come refrigeratore



Tipologie di scambio termico per le pompe di calore

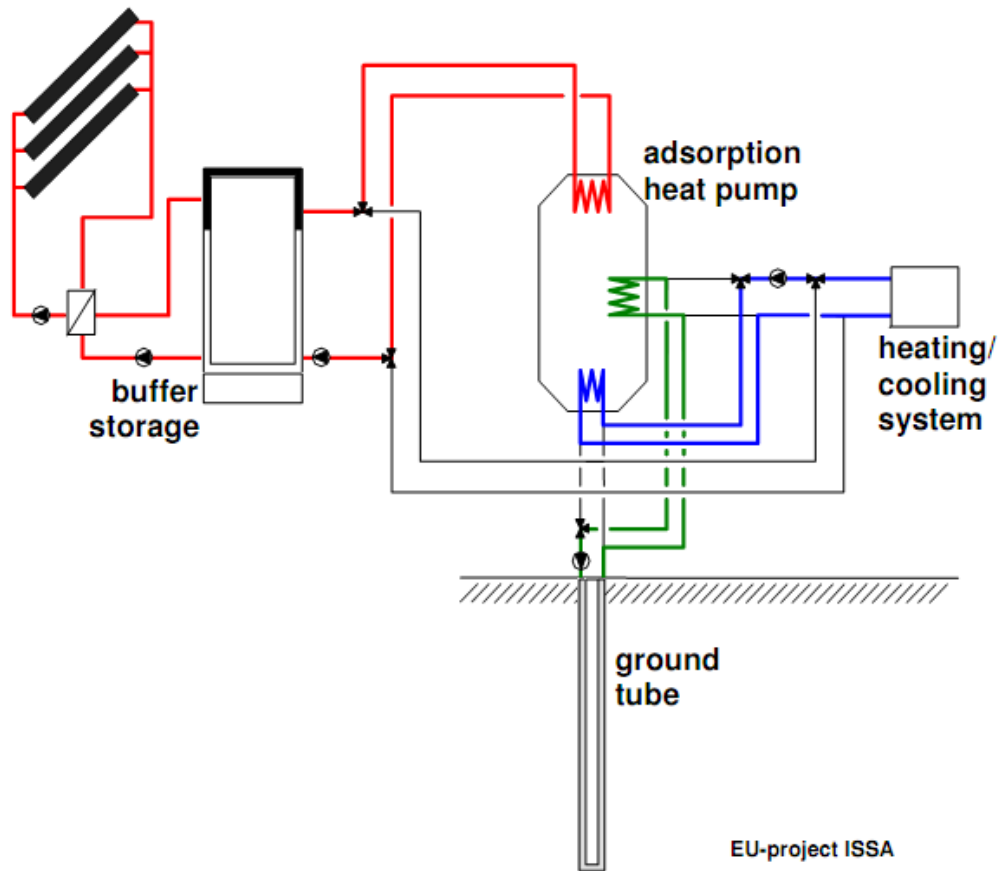


Tipologie di scambio termico per le pompe di calore



Tipologie di scambio termico per le pompe di calore

Pompa di calore geotermica installata presso il Politecnico di Milano



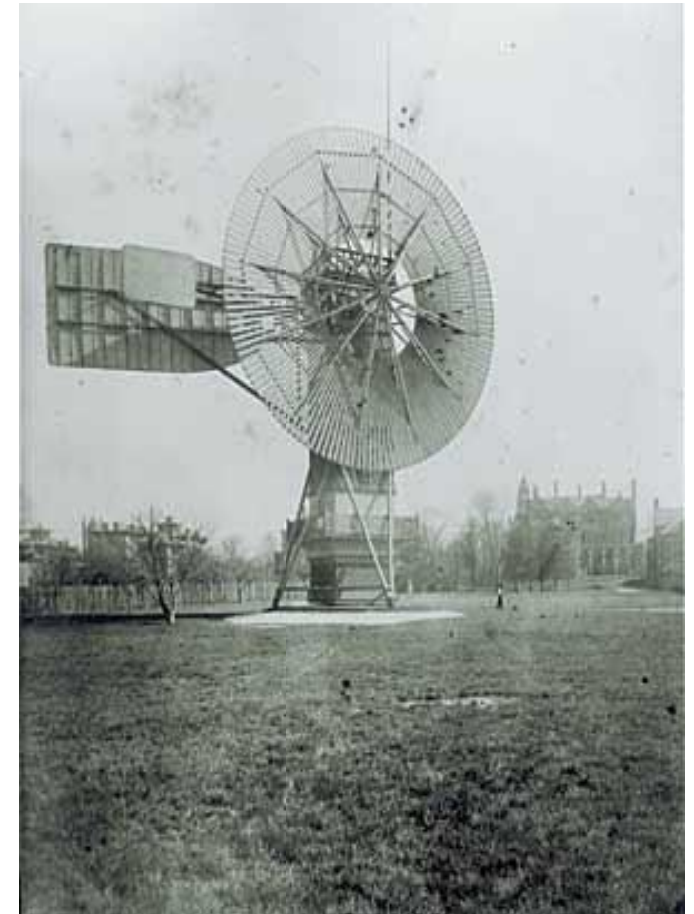
ENERGIA EOLICA

PROF. ING. GIULIANO CAMMARATA

Energia dal vento

Una fonte di energia certamente rinnovabile e assolutamente eco-compatibile è quella eolica. Indirettamente l'energia eolica è figlia dell'energia solare poiché si tratta di spostamenti di massa d'aria innescati da surriscaldamenti locali dovuti alla radiazione solare. *Tutta la meteorologia è figlia della distribuzione dell'energia solare sulla Terra.*

Questi impianti sono concettualmente semplici: l'energia dinamica dell'aria in movimento mette in azione un mulino a pale opportunamente sagomate che a sua volta aziona un generatore elettrico per la produzione di energia elettrica. Oggi sono disponibili pale che possono entrare in azione con velocità di 2-4 m/s. La fattibilità economica di questi impianti è assicurata in zone particolarmente ventose durante tutto l'anno.



Scelta dei siti eolici

La scelta dei siti di installazione delle pale a vento è effettuata, oltre che in base all'**indice di ventosità**, anche in funzione dell'inquinamento acustico prodotto da questi generatori. Pertanto sono favoriti i siti lontani dai centri abitati o addirittura in mare.

In Sicilia è già attiva una Legge Regionale che incentiva l'installazione di questi sistemi di conversione. Si conta di avere una potenza elettrica installata di almeno 500 MWe. L'energia prodotta è direttamente immessa nella rete del GRNT.

Il costo medio è di circa 1.000.000 €/MWe a seconda della taglia dell'impianto.

Sono in corso diverse iniziative nazionali e regionali per l'installazioni di campi di generatori eolici e l'incidenza di potenza elettrica così prodotta potrà arrivare al 3-5% della potenza totale prodotta in Italia.



Generatori eolici

AEROGENERATORE

Il rotore

Il rotore è costituito da un mozzo su cui sono fissate le pale. Le pale più utilizzate sono realizzate in fibra di vetro.

I rotori a due pale sono meno costosi e girano a velocità più elevate. Sono però più rumorosi e vibrano di più di quelli a tre pale. Tra i due la resa energetica è quasi equivalente.

Sono stati realizzati anche rotori con una sola pala, equilibrata da un contrappeso.

A parità di condizioni, questi rotori sono ancor più veloci dei bipala, ma hanno rese energetiche leggermente inferiori.

Ci sono anche rotori con numerose pale, di solito 24, che vengono impiegati per l'azionamento diretto di macchine, come le pompe.

Sono stati messi a punto dei rotori con pale "mobili". Variando l'inclinazione delle pale al variare della velocità del vento è possibile mantenere costante la quantità di elettricità prodotta dall'aerogeneratore.

Il sistema frenante

È costituito da due sistemi indipendenti di arresto delle pale: un sistema di frenaggio aerodinamico e uno meccanico.

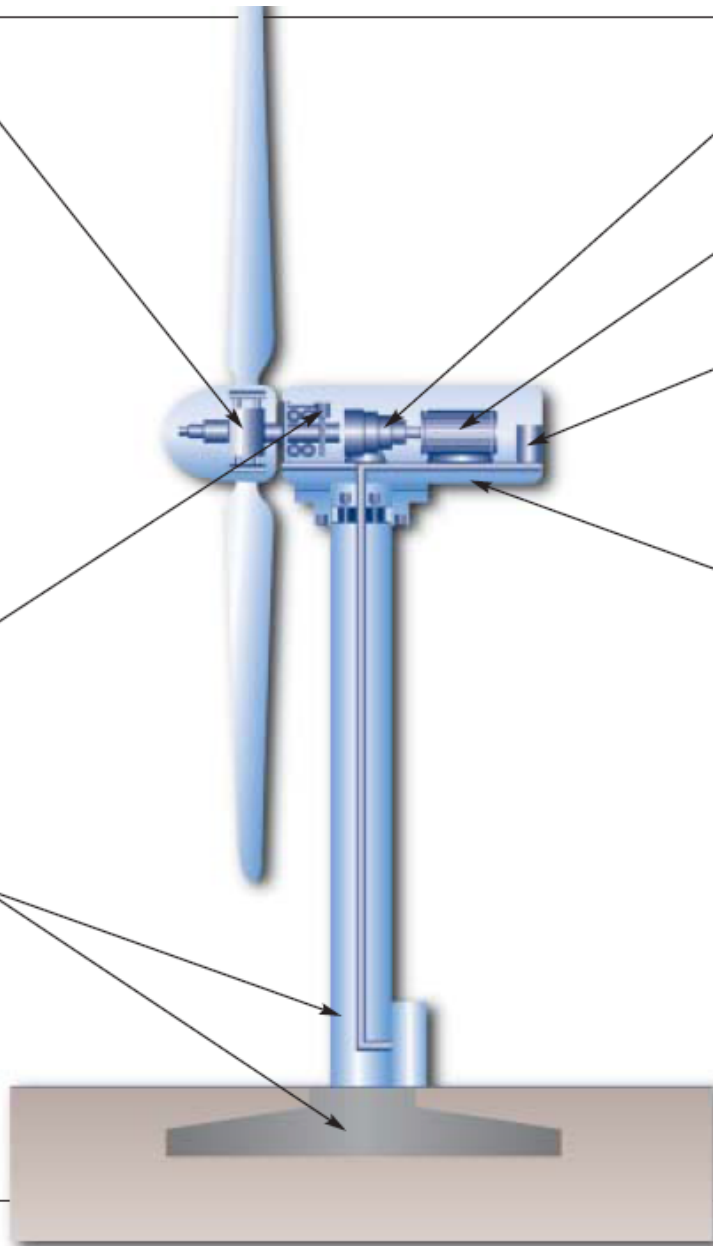
Il primo viene utilizzato per controllare la potenza dell'aerogeneratore, come freno di emergenza in caso di sovravelocità del vento e per arrestare il rotore. Il secondo viene utilizzato per completare l'arresto del rotore e come freno di stazionamento.

La torre e le fondamenta

La torre sostiene la navicella e il rotore, può essere a forma tubolare o a traliccio. In genere è costruita in legno, in cemento armato, in acciaio o con fibre sintetiche.

La struttura dell'aerogeneratore per poter resistere alle oscillazioni ed alle vibrazioni causate dalla pressione del vento deve essere ancorata al terreno mediante fondamenta.

Le fondamenta molto spesso sono completamente interrate e costruite con cemento armato.



Il moltiplicatore di giri

Il moltiplicatore di giri serve per trasformare la rotazione lenta delle pale in una rotazione più veloce in grado di far funzionare il generatore di elettricità.

Il generatore

Il generatore trasforma l'energia meccanica in energia elettrica. La potenza del generatore viene indicata in chilowatt (kW).

Il sistema di controllo

Il funzionamento di un aerogeneratore è gestito da un sistema di controllo che svolge due diverse funzioni. Gestisce, automaticamente e non, l'aerogeneratore nelle diverse operazioni di lavoro e aziona il dispositivo di sicurezza che blocca il funzionamento dell'aerogeneratore in caso di malfunzionamento e di sovraccarico dovuto ad eccessiva velocità del vento.

La navicella e il sistema di imbardata

La navicella è una cabina in cui sono ubicati tutti i componenti di un aerogeneratore, ad eccezione, naturalmente, del rotore e del mozzo.

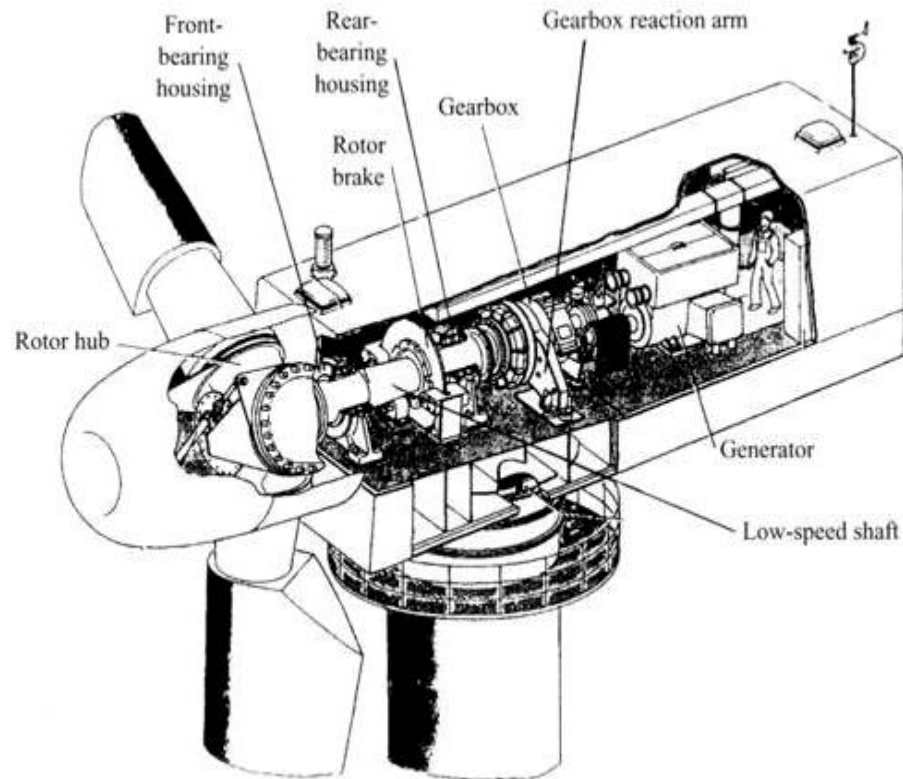
La navicella è posizionata sulla cima della torre e può girare di 180° sul proprio asse.

Per assicurare sempre il massimo rendimento dell'aerogeneratore è importante mantenere un allineamento più continuo possibile tra l'asse del rotore e la direzione del vento.

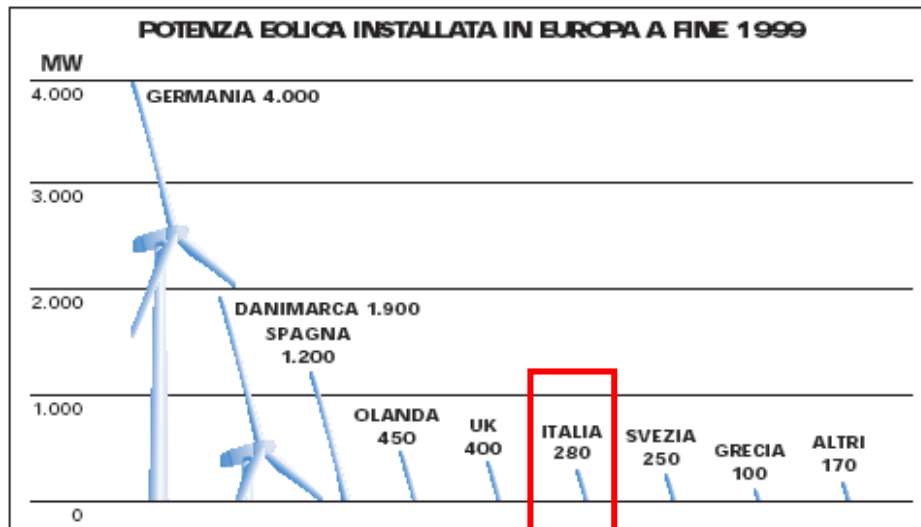
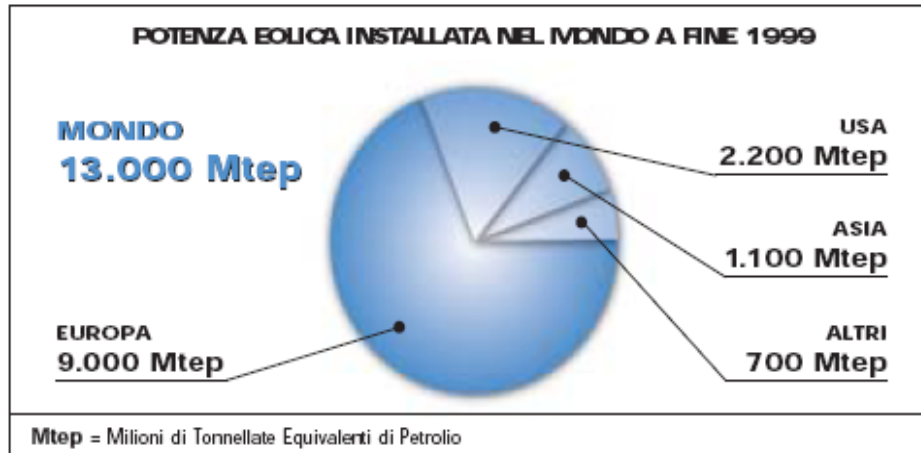
Negli aerogeneratori di media e grossa taglia, l'allineamento è garantito da un servomeccanismo, detto sistema di imbardata, mentre nei piccoli aerogeneratori è sufficiente l'impiego di una pinna direzionale. Nel sistema di imbardata un sensore, la banderuola, indica lo scostamento dell'asse della direzione del vento e aziona un motore che riallinea la navicella.

La navicella e il rotore

La navicella è sorretta da una torre da cui è possibile accedere all'interno della macchina per gli interventi di controllo e manutenzione (vedi Figura). La torre è in qualche caso sostituita da un traliccio metallico (in genere per questioni d'impatto visivo).



Energia eolica nel mondo



I COSTI DELL'ENERGIA EOLICA

TIPO DI IMPIANTO	POTENZA IMPIANTO MW	POTENZA AEROGENERATORE kW	COSTO INVESTIMENTO Euro/kW	VELOCITÀ VENTO m/sec	COSTO ENERGIA Euro/kWh
Impianto eolico a terra	10	500-750	800,00-1.000,00	6-7	0,04-0,07
Impianto eolico offshore	4,95	450	2.200,00	7,5	0,08
Impianto a carbone			1.000,00-1.350,00		0,05-0,09
Impianto a gas			500,00-700,00		0,03-0,04

Risparmi energetici conseguiti

I vantaggi conseguiti con lo sfruttamento dell'energia eolica si possono riassumere nelle tabelle a fianco ove sono indicate le produzioni di inquinanti (CO₂, SO₂, NO₂) evitati per kWh prodotta e le quantità di combustibile (di vario tipo) per GWh prodotto.

Sostanza	emissione evitata g/kWh
CO ₂	1000
SO ₂	1,4
NO ₂	1,9

Combustibile	quantità risparmiata
CH ₄	300000 mc/GWh
Gasolio	2400 kN/GWh
Lignite	8000 kN/GWh
Litantracite	3500 kN/GWh
Antracite	3000 kN/GWh

Situazione attuale degli impianti eolici

Negli ultimi anni si è avuto un notevole sviluppo degli impianti eolici favoriti dalle legislazioni regionali (fino a poco tempo fa molto permissive) e dalla facile concessione di licenze da parte delle amministrazioni comunali interessate.

Di recente la Regione Siciliana ha rivisto le norme di concessione delle licenze richiedendo, fra gli altri documenti, una reale valutazione di impatto ambientale.

Sempre di recente la Regione Puglia ha fermato la costruzione di alcune centrali eoliche sostenendo di averne già troppe e che queste ultime rovinano il paesaggio.

REGIONE	PRODUCIBILITA' oltre 1750 h/anno)	TOTALE INSTALLATO (al 2004-2005)
Val D'Aosta	76	0
Piemonte	108,5	0
Liguria	54	4
Lombardia	28,5	0
Veneto	28,5	0
T.A.Adige	67,5	1
F.V.Giulia	10	0
E.Romagna	537,5	4
Toscana	336	2
Marche	115	0
Umbria	108	2
Lazio	277,5	15
Abruzzo	1.553,5	151
Molise	1.023,5	35
Campania	2.399,5	384
Puglia	5.163	371
Basilicata	4.003	151
Calabria	2.970	0
Sicilia	6.792,5	377
Sardegna	5.411	325
TOTALE	31.063	1.822

IN EUROPA		
	TOTALE INSTALLATO	nel 2003
Germania	14.609	2.645
Spagna	6.202	1.377
Danimarca	3.100	243
Italia	904	116
Olanda	873	196
Regno Unito	415	276
Austria	415	276
Svezia	399	54
Grecia	375	78
Portogallo	299	107
Francia	239	91
Irlanda	186	49
Belgio	68	33
Finlandia	51	8
Lussemburgo	22	5
Totale Ue	23.056	5.871

Introduzione ai sistemi eolici

Cenni storici: lo sviluppo dei moderni generatori eolici

La risorsa eolica

Il vento

Calcolo dell'energia producibile: Weibull

La Teoria di Betz

Aerodinamica del profilo

Componenti principali dei generatori eolici e controllo

Aspetti ambientali

Cenni storici

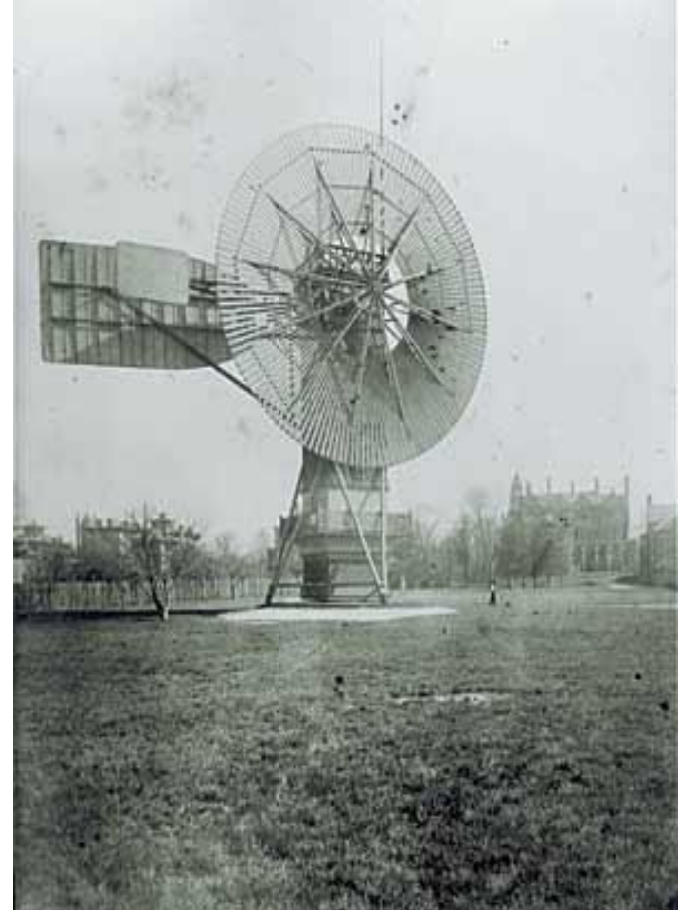
Charles F. Brush (1849-1929)

La prima turbina eolica automatica

Generatore CC, alimentazione batterie

17 m, 144 pale in legno di cedro 12 kW

20 anni di funzionamento



Cenni storici

Poul la Cour (1846-1908)



Johannes Juul (allievo P. la Cour)

Vester Egerborg (DK): la prima turbina AC, 1950



Gedser Wind Turbine (1956-57)

200 kW

3 pale

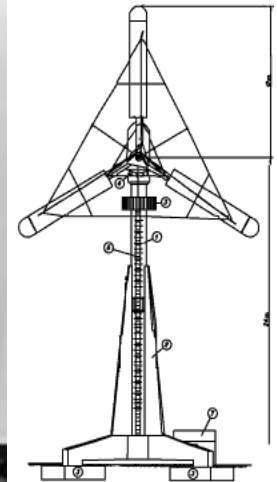
Upwind

Electromechanical yawing

Stall control

Aerodynamic tip brakes

**In pratica, molte soluzioni tipiche delle
moderne turbine (11 anni di funzionamento)
senza manutenzione)**



Cenni storici

1979: prime turbine da 630 kW

Stall controlled

Pitch controlled

In parallelo, altre tipologie erano studiate

Darreius: tipicamente 5-11 kW

Twind 2 MW machine

**Downwind, generatore sincrono,
connessione indiretta (power electronics)**

Nordtank 55 kW (1980-81)

Industrializzazione

Costo di produzione diminuito del 50 %



Cenni storici

California

Wind park con più di 1000 generatori ciascuno
(Palm Springs, macchine da 55 kW)

Il mercato si fermò nel 1985 per la cessazione
degli incentivi

Il futuro

Offshore (?)

In figura turbine Bonus da 2 MW

Large Wind Turbine

4-6 MW

4 MW Enercon

124 m torre, 122 m diametro rotore



Installazione dei moderni sistemi eolici



LA RISORSA EOLICA
IL VENTO

PROF. ING. GIULIANO CAMMARATA

La risorsa eolica

Le grandi masse d'aria

Si muovono per differenze di pressione

Il loro moto è influenzato dalla forza di Coriolis

Vento geostrofico:

dove

$$V_g = -\frac{1}{f\rho} \frac{\partial p}{\partial n}$$

f = fattore di Coriolis = $2 \omega \phi$

ω = rotazione angolare della terra

ϕ = latitudine, n = dir.normale alle isobare

Bilancio tra Forza di Coriolis $CF = fV$

e Forza di Pressione

Vento di gradiente

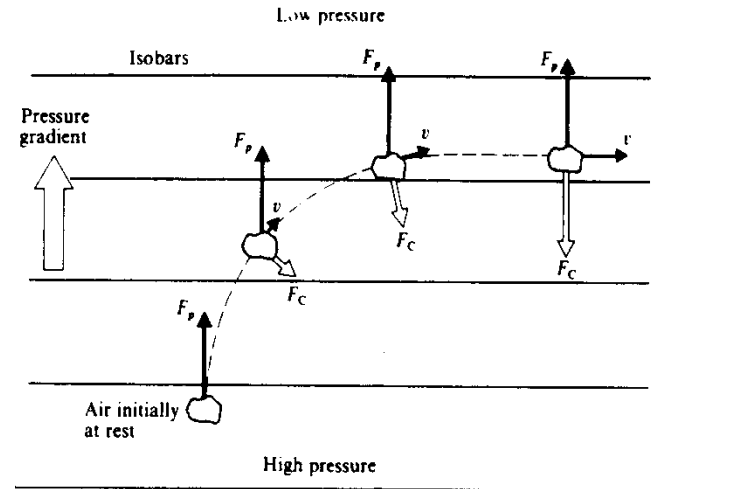
$$\frac{V_{gr}^2}{R} = -fV_{gr} - \frac{1}{\rho} \frac{\partial p}{\partial n}$$

dove R è la curvatura della traiettoria.

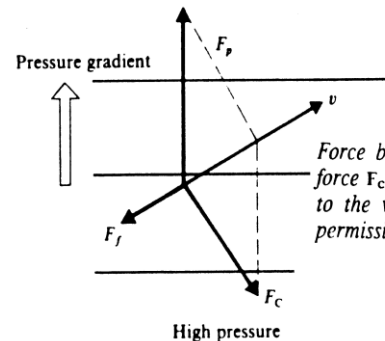
E' dovuto al fatto che le isobare sono curve a causa della presenza di zone di Bassa ed Alta P (→ forza centrifuga)

Combinando le due relazioni :

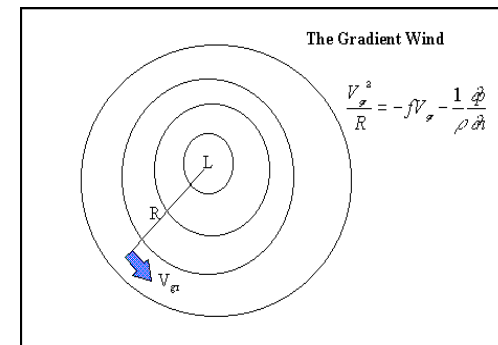
$$V_{gr} = V_g - \frac{V_{gr}^2}{R \cdot f}$$



Air mass responding to a pressure-gradient force F_p is imagined to accelerate initially from rest. Once it gains a velocity v , the Coriolis force F_c deflects it until a force balance is reached in geostrophic flow (from Williamson, 1973). [Reprinted with permission from Addison-Wesley.]



Force balance between the pressure gradient force F_p , the Coriolis force F_c , and the frictional force F_f (which must be directed opposite to the wind velocity v) (from Williamson, 1973). [Reprinted with permission from Addison-Wesley.]



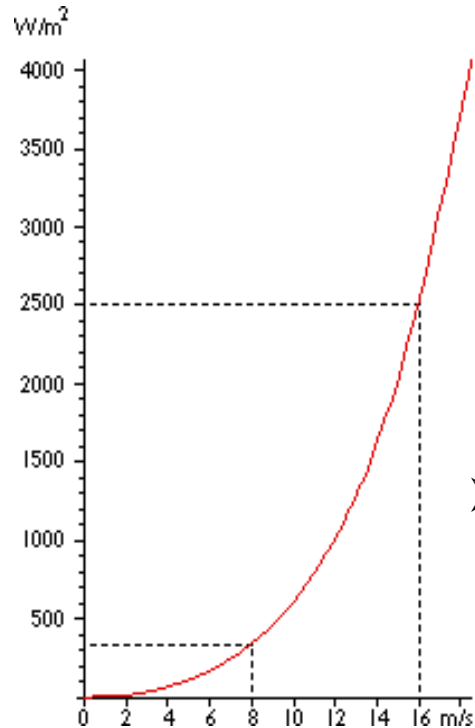
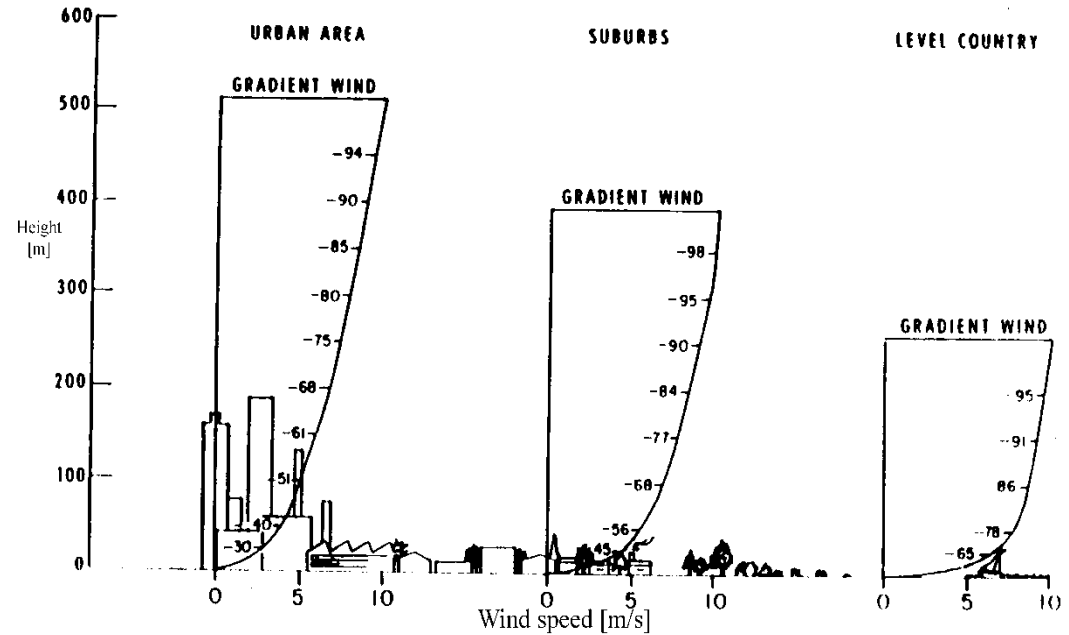
La risorsa eolica

I generatori però operano in uno strato limite influenzato dalla presenza del terreno
rugosità superficiale

moti locali

Brezze di mare e di terra

Venti locali montani



➤ $P = (1/2) \rho A V^3$

⇒ I valori tipici di densità sono $0.9 - 1.4 \text{ kg/m}^3$
(valori minori per climi più caldi e maggiori latitudini)

⇒ V doppia → P cresce con il cubo della V

Variazione della velocità con l'altezza

La velocità del vento all'interno del gradiente varia secondo la relazione di Hellmann:

$$v_h = v_{10} \left(\frac{h}{10} \right)^\alpha$$

Con v_{10} velocità a 10 m di altezza.

Il coefficiente α dipende dal tipo di suolo secondo la seguente tabella:

Terreno erboso	0,08 – 0,12
Mare , costa	0,14
Terreno poco accidentato	0,13 – 0,16
Terreno rustico	0,2
Terreno accidentato e boschivo	0,2 – 0,26
Terreno molto accidentato , città	0,25 – 0,4

La risorsa eolica

Misura del vento (direzione, velocità)

Anemometri

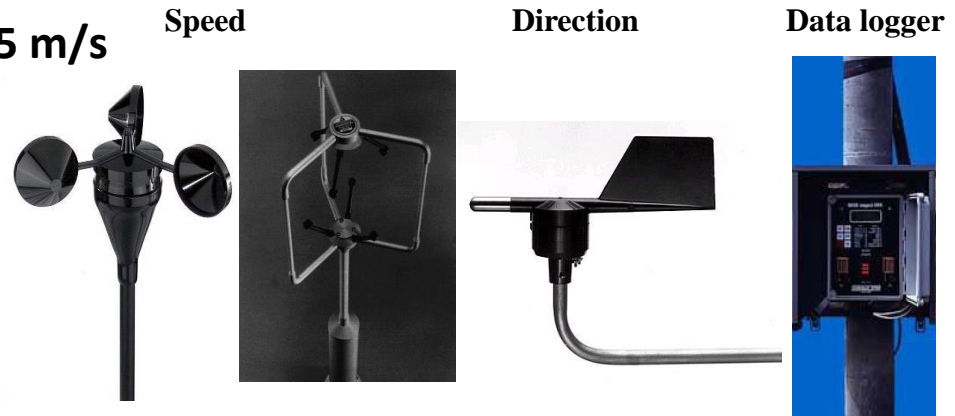
Misure a 10, 20 e 40 m

Precisione Velocità: 0.1 m/s tra 5 e 25 m/s

Media su 10 min

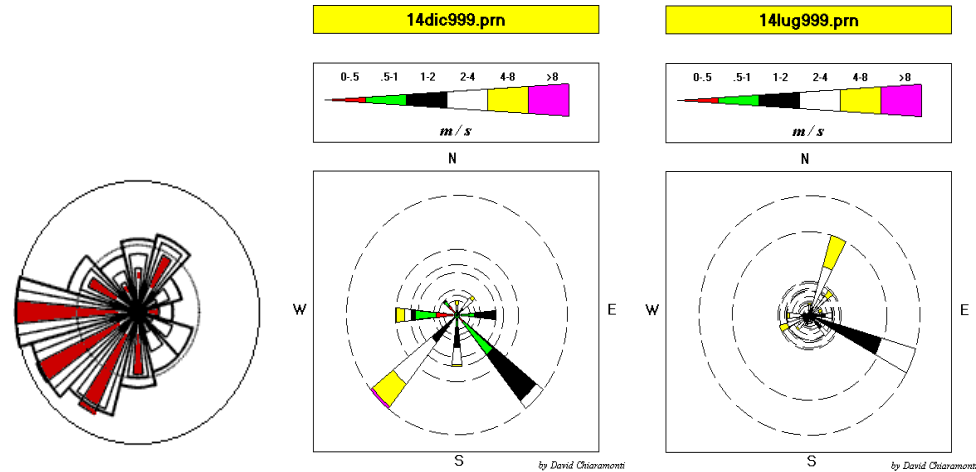
Attenzione al posizionamento

(rugosità, terreno complesso, ostacoli)



Rosa dei venti

In rosso V^3 per la frequenza



Windrose for wind energy

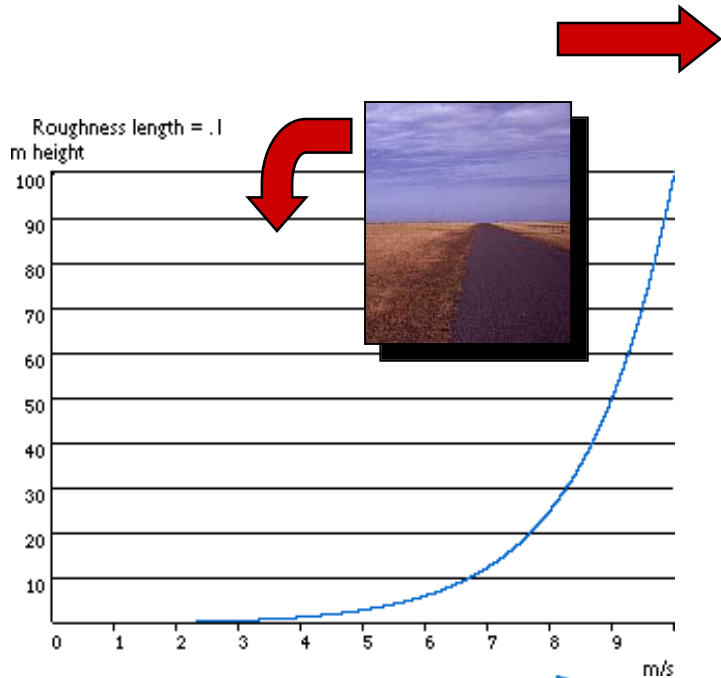
Windrose for air pollution

La rugosità

Il tipo di terreno condiziona

il profilo di velocità sino a
circa 1-2 km dal suolo
(wind shear) (strato limite)

Classi di rugosità



Roughness Class	Roughness Length m	Landscape Type
0	0.0002	Water surface
0.5	0.0024	Completely open terrain with a smooth surface, e.g. concrete runways in airports, mowed grass, etc.
1	0.03	Open agricultural area without fences and hedgerows and very scattered buildings. Only softly rounded hills
1.5	0.055	Agricultural land with some houses and 8 metre tall sheltering hedgerows with a distance of approx. 1250 metres
2	0.1	Agricultural land with some houses and 8 metre tall sheltering hedgerows with a distance of approx. 500 metres
2.5	0.2	Agricultural land with many houses, shrubs and plants, or 8 metre tall sheltering hedgerows with a distance of approx. 250 metres
3	0.4	Villages, small towns, agricultural land with many or tall sheltering hedgerows, forests and very rough and uneven terrain
3.5	0.8	Larger cities with tall buildings
4	1.6	Very large cities with tall buildings and skyscrapers

⇒ **Calcolo profilo di velocità** $u = \frac{u_*}{k} \ln\left(\frac{z-D}{z_0}\right)$

$u_* = \text{friction velocity (basata sul flusso verticale di q.d.m. al suolo)}$ $u_* = \sqrt{\frac{\tau_{Re}}{\rho}}$
 Si riferisce alle situazioni in cui la turbolenza è generata dall'attrito sul terreno (quindi l'ordine di grandezza degli sforzi di Reynolds sulla superficie è un importante parametro di scala)

$z_0 = \text{Roughness Length (dimensioni dei vortici al suolo)}$, $K = \text{Von Karman const} = 0.4$
 $D = \text{Displacement height} = \text{altezza al di sopra di } z_0 \text{ dove il flusso è libero (tipicamente 70-80 \% dell'altezza media dei grandi elementi che determinano rugosità (es alberi, edifici))}$

Se è nota la velocità a una altezza di riferimento R:

$$\text{in base } \frac{u}{u_R} = \frac{\ln\left(\frac{z/z_0}{z_R/z_0}\right)}{\ln\left(\frac{z_R/z_0}{z_0}\right)} \quad \text{oppure} \quad \frac{u}{u_R} = \left(\frac{z-D}{z_R}\right)^\alpha \quad \text{con } \alpha = 0.1 - 0.32$$

⇒ **ROUGHNESS ROSE** ⇒

Accelerazioni del flusso

Orografia

Collina: Speed-up factor

$$\Delta S = \frac{\Delta u}{u} = \frac{h}{L} \frac{\ln^2\left(\frac{L}{z_0}\right)}{\ln^2\left(\frac{l}{z_0}\right)}$$

Compressione delle linee di flusso (spessore l , dell'ordine di $0.1L$)

h = altezza collina, L = larghezza

Speed-up factor dalla cima della collina all'altezza $h/2$

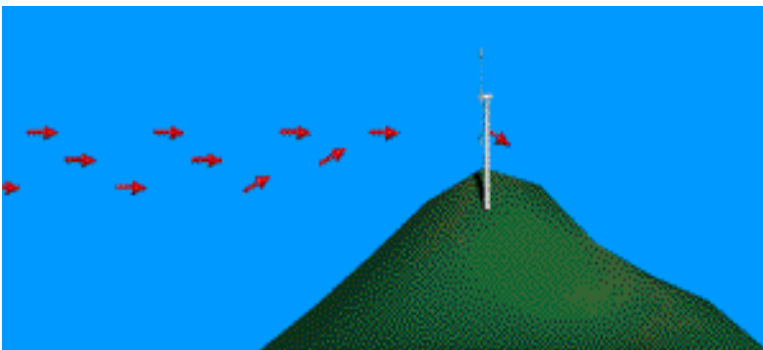
Pendenze $< 20^\circ$ - 30° . L'effetto è anche funzione della rugosità.

Incremento dell'ordine $2h/L$

L'effetto si propaga per distanze almeno pari a $10h$

L'incidenza sulle pale riduce la vita del generatore eolico e riduce il rendimento

Effetto tunnel



Turbolenza

La turbolenza influenza la vita della turbina

La cui varianza è definita come :

$$u(t) = \bar{u} + u'(t)$$

Intensità di turbolenza:

$$\sigma_u^2 = \overline{u'^2} = \frac{1}{T} \int_{t_0 - T/2}^{t_0 + T/2} [u(t) - \bar{u}]^2 dt$$

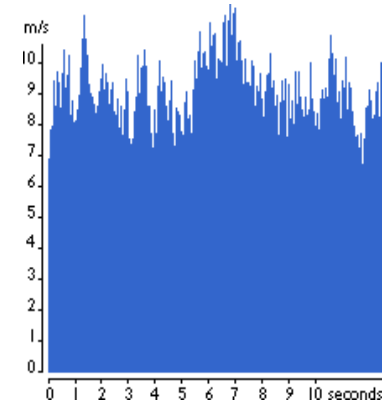
Misure effettuate hanno mostrato che la varianza di u è pari a $2.4 u^*$ →

$$I_u = \frac{\sigma_u}{\bar{U}} \quad I_u = \frac{1}{\ln\left(\frac{z}{z_0}\right)} \quad u = \frac{u_*}{k} \ln\left(\frac{z-D}{z_0}\right)$$

tale risultato può essere considerato valido solo nel caso di

- turbolenza omogenea ed isotropa (non vi sono differenze nelle
- tre direzioni), che è vero nel caso in cui
- L'area di interesse è distante dalla superficie
- Le fluttuazioni sono ad alta frequenza
- → è ragionevole data che le turbine si trovano (hub) ad altezza > 30m.

La pala può essere inoltre sollecitata a fatica (frequenze proprie)



Distribuzione di Weibull

Per la progettazione di una *Wind Farm* è necessario conoscere la disponibilità della risorsa eolica

L'informazione sul potenziale eolico deve essere riferita a periodi significativi (anno, stagione, anni), e non semplicemente a dati puntuali

La scelta del tipo di generatore, e della disposizione dei generatori all'interno del parco dipende fortemente da questa analisi

Lo studio è di tipo prettamente **statistico**

Probabilità di occorrenza di una certa intensità di vento nell'arco di un tempo definito

Anche la probabilità di occorrenza di eventi straordinari dovrebbe essere presa in considerazione

Distribuzione di Weibull

Funzione densità di probabilità $p(u)$

Media (7 m/s)

Mediana (linea nera, 6.6 m/s)

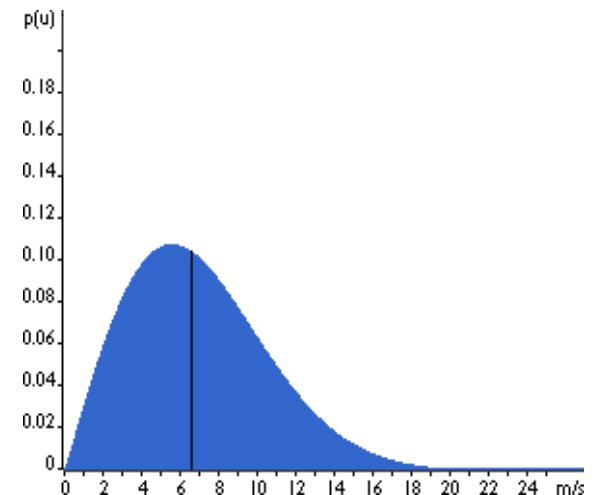
La u è per metà del tempo < 6.6 m/s, e per l'altra metà > 6.6 m/s

Questo avviene perché la distribuzione è asimmetrica (skewed)

Moda (5.5 m/s)

La velocità con la massima probabilità di occorrenza

L'integrale della curva è pari ad 1



Distribuzione di Weibull

Funzione densità di probabilità

$$f(u) = \frac{\beta}{\eta} \left(\frac{u}{\eta}\right)^{\beta-1} \exp\left(-\left(\frac{u}{\eta}\right)^\beta\right)$$

Funzione distribuzione cumulativa

$$F(u) = 1 - \exp\left(-\left(\frac{u}{\eta}\right)^\beta\right)$$

dove

u = velocità del vento

η = parametro di scala (anche "c" od "A"):

si riferisce alla media, e quindi indica "quanto" un sito è ventoso

β = parametro di forma, adimensionale (anche "k")

indica quanto le velocità tendono ad essere concentrate attorno ad un valore (*peaked distribution*)

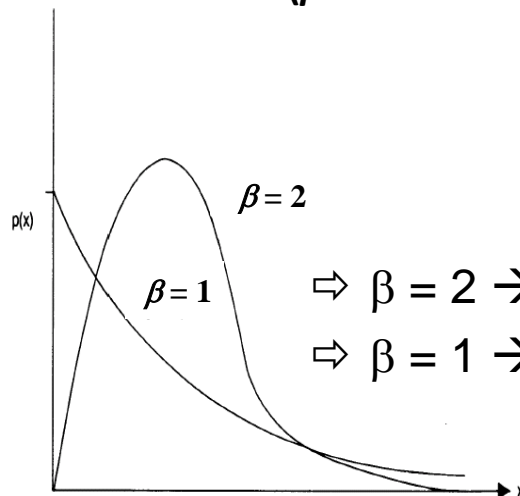
$$f(V) = \frac{k}{c} \left(\frac{V}{c}\right)^{k-1} e^{-(V/c)^k}$$

$$F(V) = 1 - e^{-(V/c)^k}$$



$$k = \left(\frac{\sum_{i=1}^n V_i^k \ln(V_i)}{\sum_{i=1}^n V_i^k} - \frac{\sum_{i=1}^n \ln(V_i)}{n} \right)^{-1}$$

$$c = \left(\frac{1}{n} \sum_{i=1}^n V_i^k \right)^{1/k}$$



$\Rightarrow \beta = 2 \rightarrow$ Distribuzione di Rayleigh

$\Rightarrow \beta = 1 \rightarrow$ Distribuzione esponenziale

(il fatto che la distribuzione non sia simmetrica è detto "Skeweness")

Distribuzione di Weibull

... noti η e β (c e k) \rightarrow

u più probabile :
$$u_{MP} = \eta \left(\frac{\beta - 1}{\beta} \right)^{1/\beta} \quad (\text{m/s})$$

u che trasporta la max energia :
$$u_{MaxE} = \eta \left(\frac{\beta + 2}{\beta} \right)^{1/\beta} \quad (\text{m/s})$$

Densità di potenza :
$$\frac{P}{A} = \int_0^{\infty} P(u) f(u) du = \frac{1}{2} \rho \eta^3 \Gamma \left(\frac{\beta + 1}{\beta} \right) \left(\frac{u}{\eta} \right)^{\beta-1} e^{-\left(\frac{u}{\eta} \right)^\beta} \quad (\text{W/m}^2)$$

Densità di energia del vento per un dato periodo T :

Dove la funzione Γ è :

$$\frac{E}{A} = \frac{1}{2} \rho \eta^3 \Gamma \left(\frac{\beta + 3}{\beta} \right) T$$

$$\Gamma(x) = \int_0^{\infty} t^{x-1} e^{-t} dt$$

Distribuzione di Weibull

Turbina ideale

L'energia disponibile nel vento è completamente estratta.

P aumenta tra $u_{\text{cut-in}}$ (u_I) e u_{rated} (u_R), e quindi resta costante fino a $u_{\text{cut-out}}$ (u_O)

P a velocità nominale (Rated wind speed):

L'energia prodotta in tutto l'intervallo è :

$$P_R = \frac{1}{2} \rho A V_R^3$$

e, sostituendo le espressioni per $P(u) = (1/2) \rho A u^3$, e P_R :

$$E_{TW} = T \int_0^{\infty} P(u) f(u) du = T \left(\int_{u_I}^{u_R} P(u) f(u) du + \int_{u_R}^{u_O} P_R f(u) du \right)$$

Questo è riferito al caso ideale. L'integrale deve essere risolto con metodi numerici.

$$E_{TW} = \frac{\rho}{2} TA \left(\int_{u_I}^{u_R} u^3 \frac{\beta}{\eta} \left(\frac{u}{\eta} \right)^{\beta-1} \exp \left(- \left(\frac{u}{\eta} \right)^{\beta} \right) du + u_R^3 \int_{u_R}^{u_O} \frac{\beta}{\eta} \left(\frac{u}{\eta} \right)^{\beta-1} \exp \left(- \left(\frac{u}{\eta} \right)^{\beta} \right) du \right)$$

Distribuzione di Weibull

Turbina reale

Non è possibile estrarre tutta l'energia dal vento (il flusso dovrebbe arrestarsi completamente sul rotore)

Potenza effettiva P_T prodotta dalla turbina :

L'energia effettivamente estraibile dal vento è dunque:

$$P_T(V) = \begin{cases} 0 & , V < V_I \\ (a_1V^3 + a_2V^2 + a_3V + a_4)P_R & , V_I \leq V < V_R \\ P_R & , V_R \leq V < V_O \\ 0 & , V \geq V_O \end{cases}$$

$$E_{TA} = T \int_{u_I}^{u_O} P_T(u) f(u) du = TP_R \int_{u_I}^{u_R} (a_1u^3 + a_2u^2 + a_3u + a_4) \frac{\beta}{\eta} \left(\frac{u}{\eta}\right)^{\beta-1} \exp\left(-\left(\frac{u}{\eta}\right)^\beta\right) du + TP_R \int_{u_R}^{u_O} \frac{\beta}{\eta} \left(\frac{u}{\eta}\right)^{\beta-1} \exp\left(-\left(\frac{u}{\eta}\right)^\beta\right) du$$

Distribuzione di Weibull

Rendimento della macchina (*Wind Turbine Efficiency*)

Rapporto tra E_{reale} (E_{TA}) e E_{ideale} (E_{TW}): $\eta = \frac{E_{TA}}{E_{TW}}$ **in accordo con la teoria di Betz, non può superare 0.59)**

Capacity Factor C_F

rapporto tra l'energia reale estratta in un dato periodo e quella che si avrebbe facendo lavorare la turbina alla potenza nominale per lo stesso arco di tempo (con $E_{TR} = TP_R$)

$$C_F = \frac{E_{TA}}{E_{TR}} = \int_{u_I}^{u_R} (a_1 u^3 + a_2 u^2 + a_3 u + a_4) \frac{\beta}{\eta} \left(\frac{u}{\eta}\right)^{\beta-1} \exp\left(-\left(\frac{u}{\eta}\right)^\beta\right) du + \int_{u_R}^{u_O} \frac{\beta}{\eta} \left(\frac{u}{\eta}\right)^{\beta-1} \exp\left(-\left(\frac{u}{\eta}\right)^\beta\right) du$$

Availability Factor A_F

misura della percentuale di tempo in cui la turbina è operativa :

$$A_F = P(u_I \leq u < u_O) = \int_{u_I}^{u_O} \frac{\beta}{\eta} \left(\frac{u}{\eta}\right)^{\beta-1} \exp\left(-\left(\frac{u}{\eta}\right)^\beta\right) du$$

A_F aumenta al diminuire della velocità di Cut-in e al crescere di quella di Cut-out e di quella media.

Considerare separatamente rendimento η e coefficienti C_F ed A_F porterebbe a considerazioni erronee; è possibile avere un elevato A_F ma con basso rendimento elettrico della macchina e viceversa.

Il giusto approccio consiste quindi nel valutare nel loro complesso i parametri, così da ottimizzare il più possibile lo sfruttamento delle risorse con il minor costo.

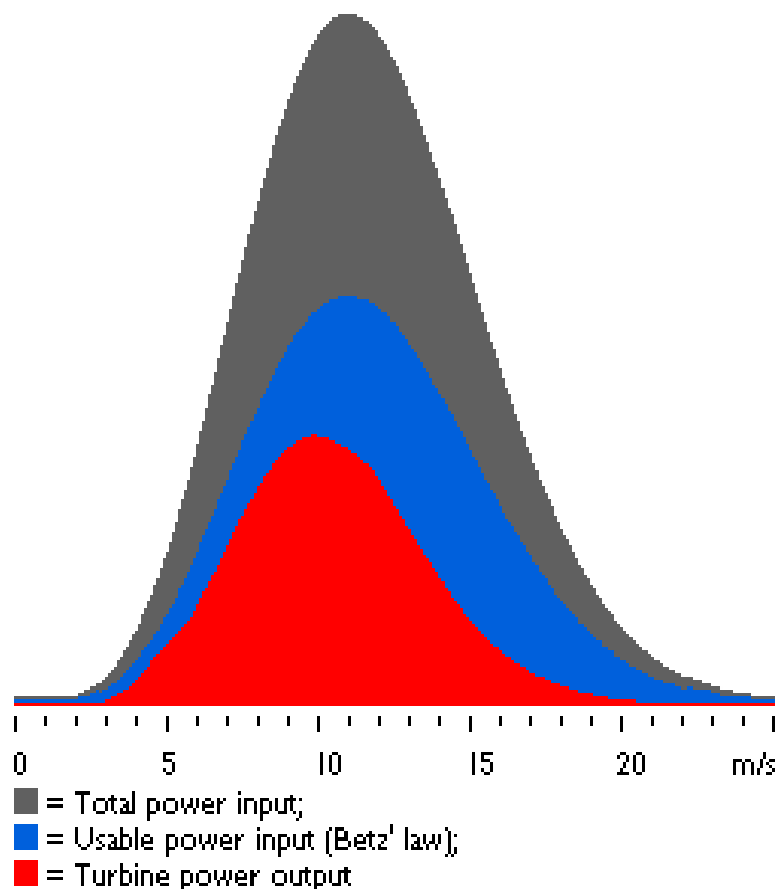
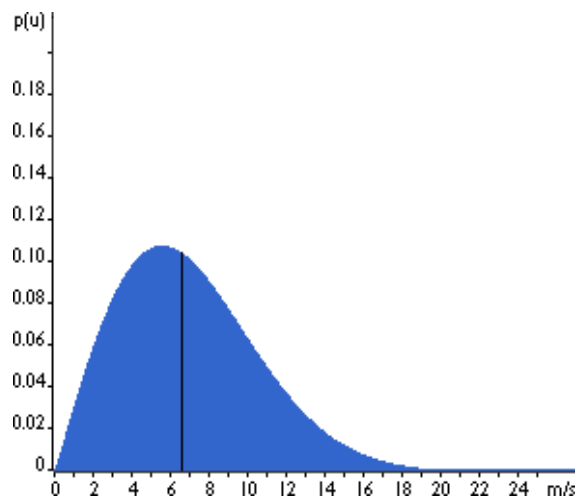
Considerazioni sulla distribuzione di Weibull

La maggiore energia nel vento si trova a velocità superiori a quella media

Media (7 m/s)

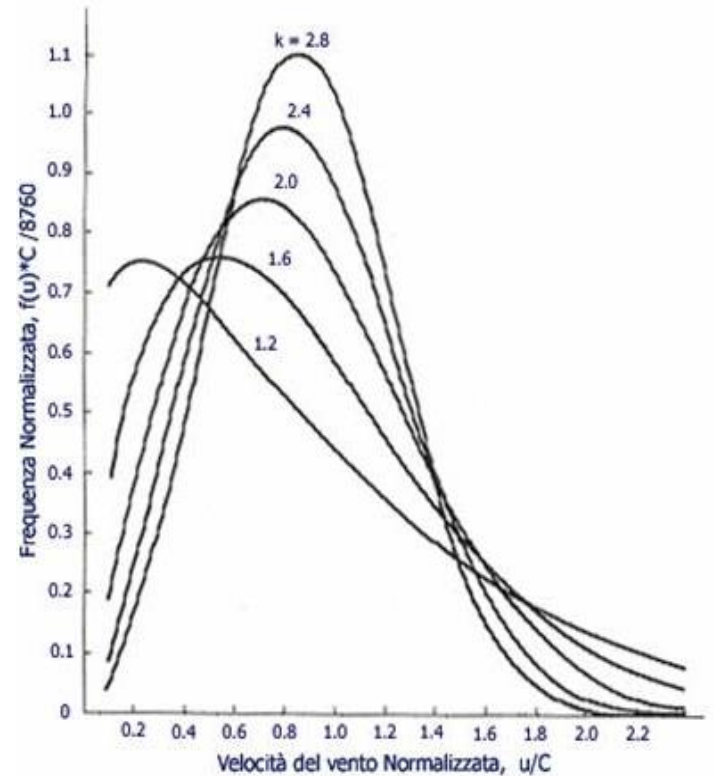
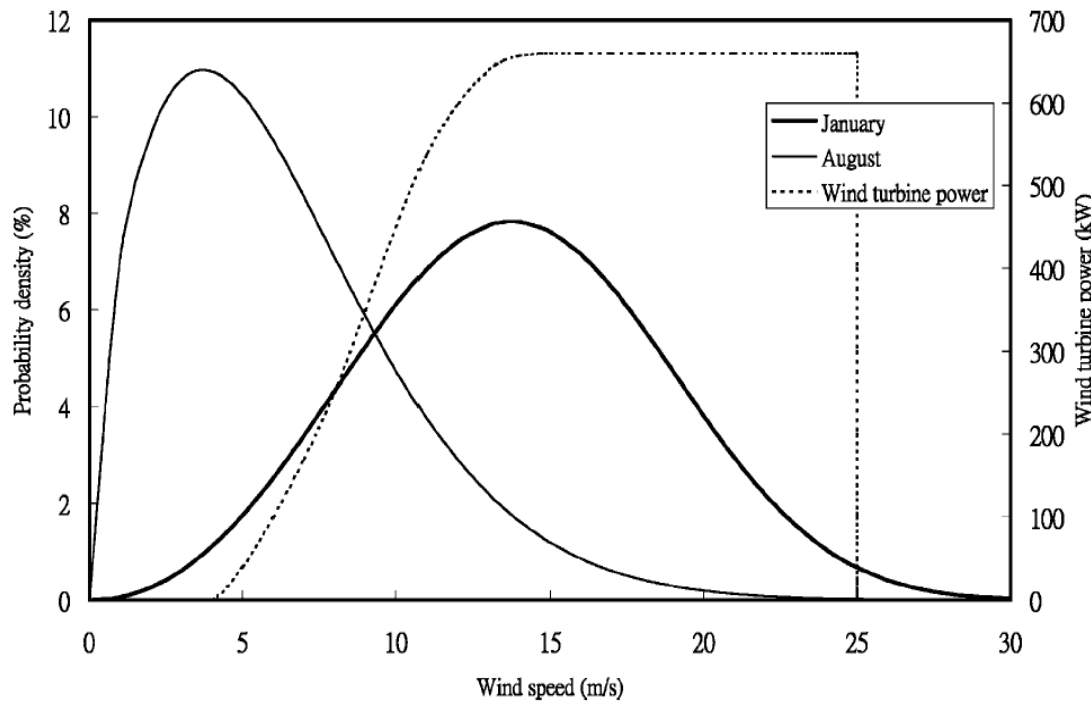
Mediana (linea nera, 6.6 m/s)

Moda (5.5 m/s)

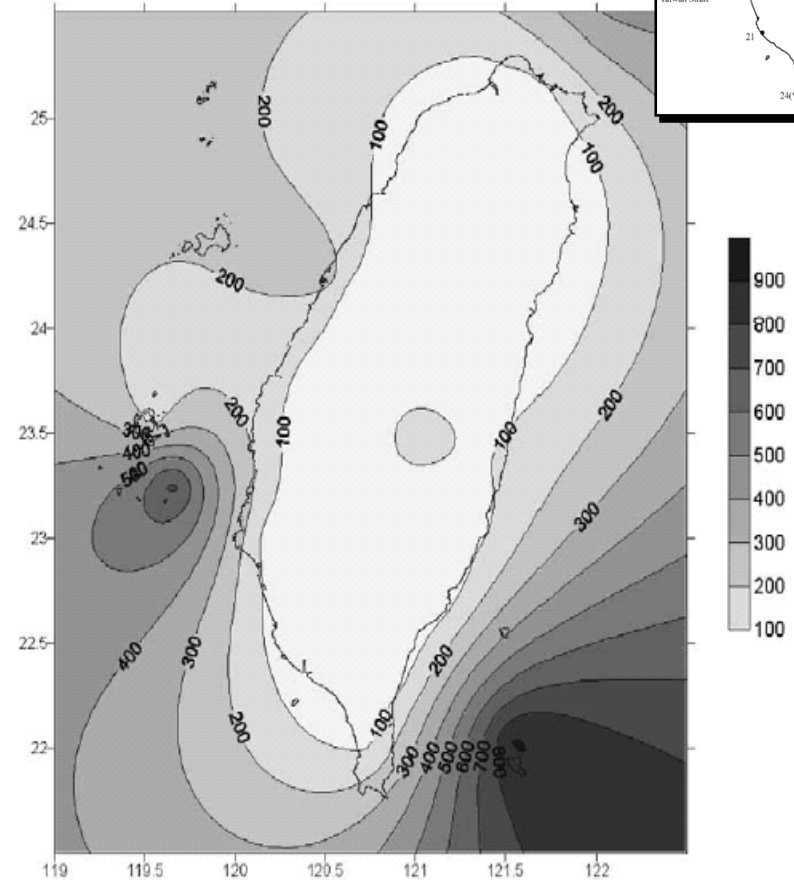
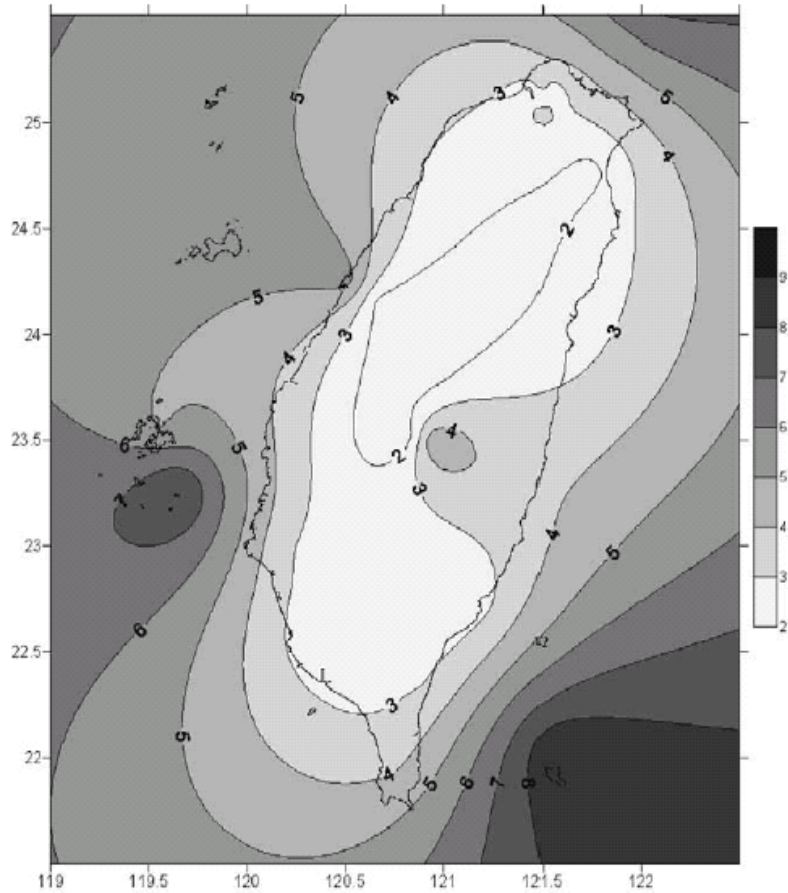
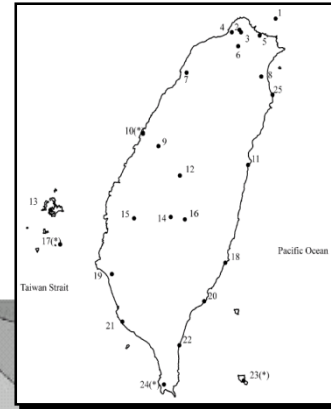


Distribuzione di Weibull - esempio

Esempio dati turbina reale: diametro rotore 47 m, altezza torre 45 m, cut-in 4.5 m/s, rated 15 m/s, cut-out 25 m/s, $P_R = 660$ kW (Vestas V47-660 kW).



Distribuzione di Weibull - esempio



Yearly wind speed distribution of Taiwan (10 m over the ground level, m/s) Yearly wind power density distribution of Taiwan (10 m over the ground level, W/m²).

Distribuzione di Weibull - esempio

Monthly wind characteristics and wind turbine characteristics at Wuchi (No.10)

Month	Shape parameter	Scale parameter	Mean wind speed	Most probable wind speed	Wind speed carrying maximum energy	Mean wind power density	Wind energy generated by an ideal wind turbine	Actual wind energy output from a wind turbine	Availability factor	Capacity factor	Wind turbine efficiency
	k	c (m/s)	V (m/s)	V_{MP} (m/s)	V_{MaxE} (m/s)	P/A (W/m ²)	E_{TW} (KWh)	E_{TA} (KWh)	A_F	C_F	η
January	1.99	8.12	7.19	5.71	11.52	429.42	4.89E+05	1.64E+05	0.783	0.344	0.334
February	1.89	7.78	6.91	5.24	11.38	399.50	4.53E+05	1.52E+05	0.753	0.320	0.336
March	1.71	6.48	5.78	3.88	10.18	262.92	3.04E+05	1.08E+05	0.645	0.227	0.354
April	1.61	5.27	4.73	2.89	8.70	155.44	1.83E+05	6.89E+04	0.527	0.145	0.377
May	1.58	4.45	4.00	2.36	7.47	96.55	1.12E+05	4.40E+04	0.430	0.093	0.392
June	1.74	4.63	4.13	2.83	7.20	94.22	1.10E+05	4.38E+04	0.461	0.092	0.400
July	1.61	4.21	3.77	2.30	6.95	79.20	9.07E+04	3.59E+04	0.398	0.076	0.396
August	1.47	4.06	3.68	1.87	7.29	83.58	9.59E+04	3.73E+04	0.376	0.078	0.388
September	1.31	5.07	4.68	1.68	10.30	208.04	2.23E+05	7.57E+04	0.480	0.159	0.340
October	1.63	7.28	6.52	4.06	11.90	402.04	4.26E+05	1.38E+05	0.686	0.290	0.323
November	1.67	7.70	6.88	4.46	12.34	457.89	4.77E+05	1.51E+05	0.715	0.318	0.317
December	1.96	8.26	7.33	5.73	11.85	461.24	5.16E+05	1.69E+05	0.785	0.356	0.328

Aumentare le dimensioni del rotore e diminuire quelle del generatore → Aumenta C_F , ma diminuisce il rendimento (wind turbine efficiency)

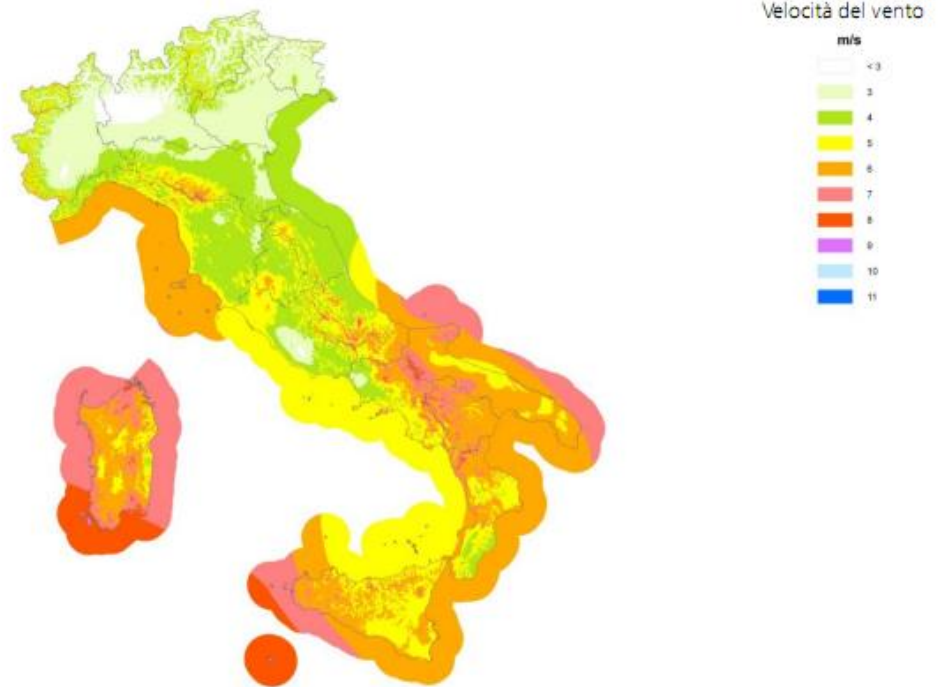
La combinazione tra A_F , C_F ed il rendimento deve essere ottimizzata

Risorse eoliche in Italia

L'Italia, situata al centro di un bacino chiuso come quello del Mediterraneo, non è interessata dai venti di forte intensità e di andamento regolare che spirano in altre parti della terra. Per l'Italia settentrionale è trascurabile l'apporto dell'intera pianura padana, mentre buone velocità medie del vento si riscontrano in località alpine e appenniniche al di sopra degli 800-1000 m di quota. Le zone costiere dell'Italia centro-settentrionale presentano velocità medie più elevate sul versante tirrenico che su quello adriatico, mentre le località interne del centro offrono situazioni alquanto varie.

L'Italia meridionale e le isole sono caratterizzate in genere da buone velocità del vento, che pongono queste regioni tra le più interessanti dal punto di vista dello sfruttamento dell'energia eolica nel nostro paese. Per quanto riguarda l'andamento stagionale si ha una certa prevalenza del periodo inverno-primavera al sud e nelle isole, nonché alle alte quote alpine e appenniniche e nelle regioni costiere. Le zone interne del nord e del centro (alle basse quote) presentano invece una ventosità maggiore nel periodo primavera-estate.

Mappa della ventosità annua a 75 metri s.l.t./s.l.m. – (Fonte RSE- Ricerca sul Sistema Energetico)



Risorse eoliche in Italia

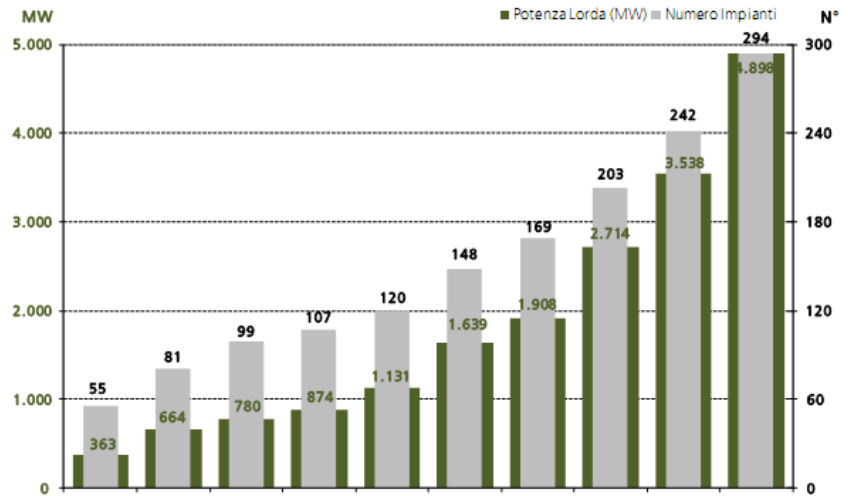
Studi sulle prospettive eoliche in Europa attribuiscono alla fonte eolica la possibilità di coprire il 3-4% del fabbisogno energetico italiano.

In Figura si ha la rappresentazione della numerosità e della potenza degli impianti eolici in Italia al 2009, come desunto dal rapporto statistico GSE L'eolico 2009).

In Figura si ha la situazione, aggiornata al 2008, della numerosità e potenza degli impianti eolici nelle varie regioni d'Italia (sempre secondo il GSE). Si può ben vedere che la Sicilia con 1148 MW è la seconda dopo la Puglia ed ha avuto un incremento del 44,5% rispetto all'anno precedente.

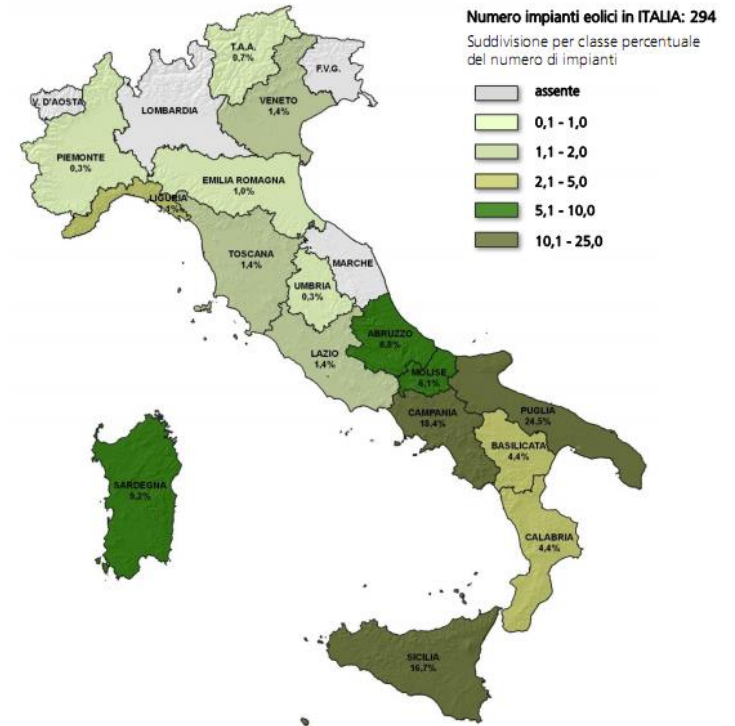
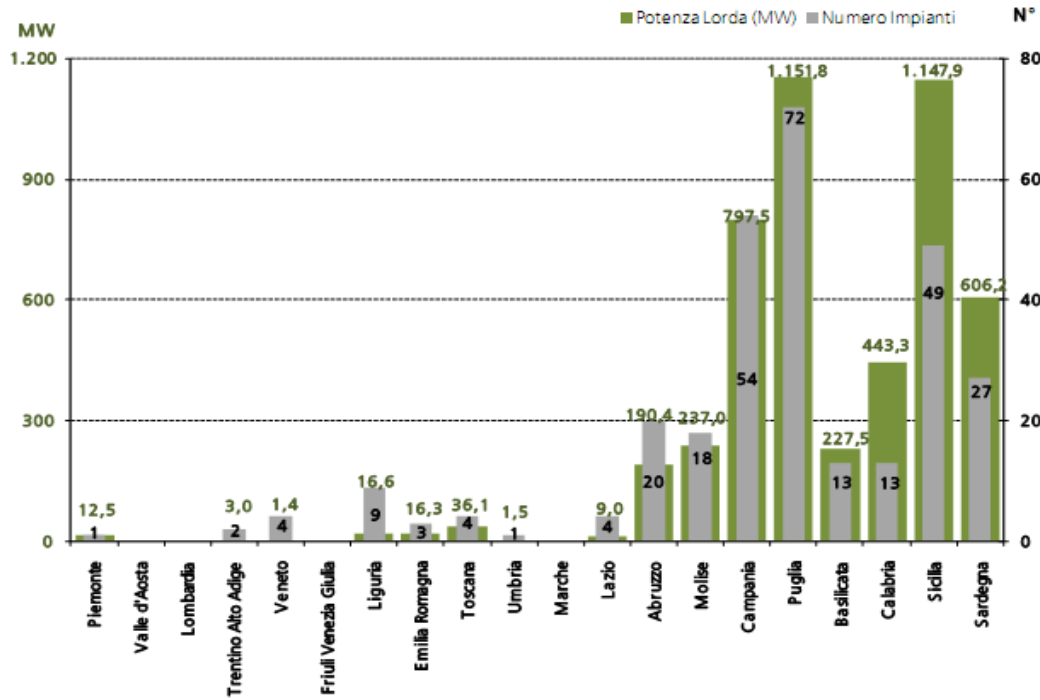
Nella Tabella si ha l'andamento della produzione degli impianti eolici in Italia dal 2004 al 2009 (in MWh).

Si può osservare la grande evoluzione per la Sicilia che la produzione passare da 152.00 MWh a 1.444.392 MWh con un incremento pari a circa il 950%, come per altro testimoniato dal numero di impianti installati al 2009 e riportati in Tabella 6.



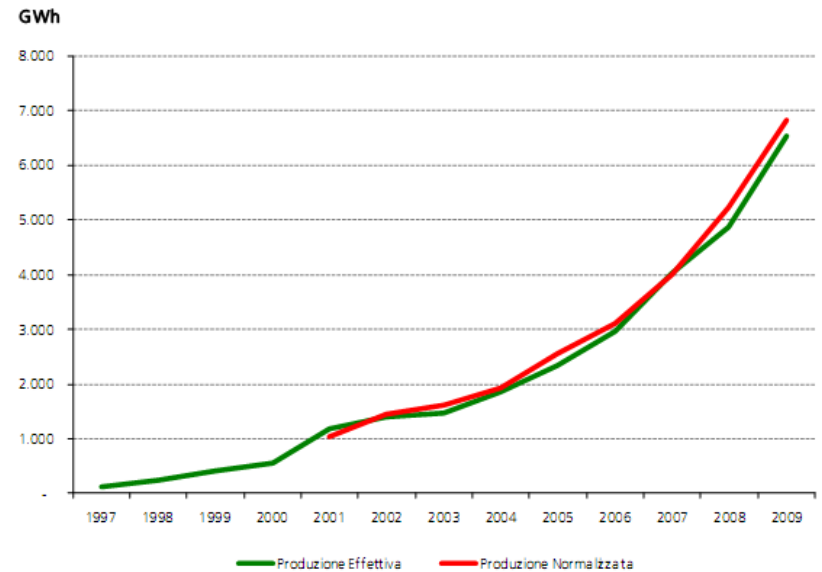
Regione	31/12/2008		31/12/2009		Var Potenza 2009/2008 %
	N°	MW	N°	MW	
Piemonte	-	-	1	12,5	nc
Valle d'Aosta	-	-	-	-	nc
Lombardia	-	-	-	-	nc
Trentino Alto Adige	2	3,0	2	3,0	-
Veneto	3	0,1	4	1,4	2.250,0
Friuli-Venezia Giulia	-	-	-	-	nc
Liguria	7	11,3	9	16,6	46,5
Emilia Romagna	2	3,5	3	16,3	364,2
Toscana	3	28,1	4	36,1	28,5
Umbria	1	1,5	1	1,5	-
Marche	-	-	-	-	nc
Lazio	4	9,0	4	9,0	-
Abruzzo	16	154,8	20	190,4	23,0
Molise	16	163,5	18	237,0	45,0
Campania	47	652,5	54	797,5	22,2
Puglia	58	861,7	72	1.151,8	33,7
Basilicata	12	209,5	13	227,5	8,6
Calabria	7	191,3	13	443,3	131,8
Sicilia	39	794,6	49	1.147,9	44,5
Sardegna	25	453,3	27	606,2	33,7
Italia	242	3.537,6	294	4.897,9	38,5

Risorse eoliche in Italia



Risorse eoliche in Italia

Regione	2004	2005	2006	2007	2008	2009
Piemonte	-	-	-	-	-	17.616
Valle d'Aosta	-	-	-	-	-	-
Lombardia	-	-	-	-	-	-
Trentino Alto Adige	-	100	100	3.508	4.215	435
Veneto	-	-	-	2	4	1.790
Friuli Venezia Giulia	-	-	-	-	-	-
Liguria	4.100	8.700	8.400	16.797	17.118	33.107
Emilia Romagna	3.700	2.200	3.000	3.589	3.222	20.624
Toscana	4.300	3.000	3.900	37.134	36.009	43.714
Umbria	3.600	2.600	2.400	2.997	3.053	2.077
Marche	-	-	-	-	-	-
Lazio	1.900	5.900	9.700	9.849	13.115	14.090
Abruzzo	176.500	177.800	210.200	236.508	243.758	260.403
Molise	60.200	56.900	95.900	145.135	172.476	295.580
Campania	519.800	560.500	653.200	777.628	992.944	1.175.497
Puglia	545.000	586.500	746.400	1.077.316	1.316.880	1.684.376
Basilicata	157.000	147.700	173.600	262.028	283.786	405.876
Calabria	-	-	-	16.971	115.156	432.505
Sicilia	152.200	382.300	488.700	854.744	1.043.970	1.444.392
Sardegna	218.200	409.300	575.200	590.155	615.611	710.775
Italia	1.846.500	2.343.500	2.970.700	4.034.359	4.861.317	6.542.859

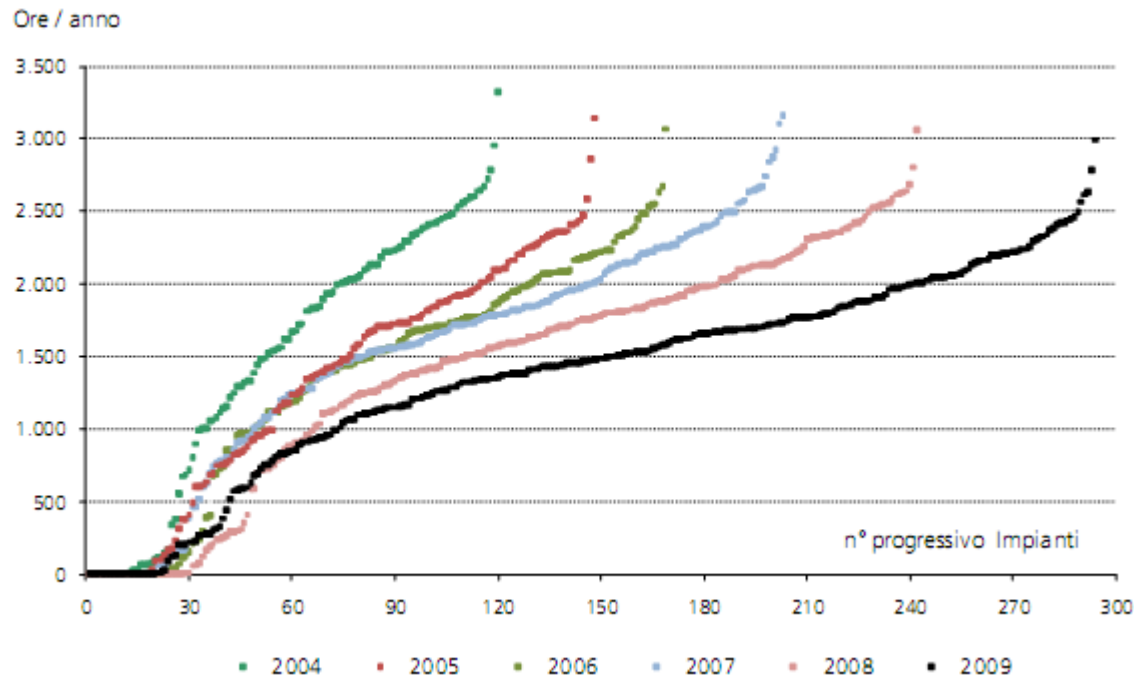


Risorse eoliche in Italia

La scelta del tipo di generatore, e della disposizione dei generatori all'interno del parco dipende fortemente da questa analisi. Lo studio è di tipo prettamente statistico: esso dipende dalla probabilità di occorrenza di una certa intensità di vento nell'arco di un tempo definito. Anche la probabilità di occorrenza di eventi straordinari dovrebbe essere presa in considerazione. Gli standard di progettazione in Italia prevedono una produttività media di 2500 ore per anno ma spesso si hanno indici molto inferiori fino a 1400 ore/anno. Ovviamente l'indice di produttività è molto correlato alla resa economica degli impianti e al tempo di pay back conseguente.

Le zone con indici di produttività superiore a 2500 ore/anno sono poche in Italia. In Sicilia si possono progettare impianti prevedendone una produttività di 2400-2500 ore/anno.

Le curve delle ore equivalenti di utilizzazione descrivono la performance dei singoli impianti nei diversi anni



Parchi eolici installati in Sicilia

Località / Nome Impianto	MW Installati	Numer o Turbine	Installatore
Caccamo	14.45	17	Acciona
Agrigento	17	20	Alerion
Callari	36	18	Alerion
Castel di Lucio	23	27	Alerion
Licodia Eubea	22	26	Alerion
Francofonte	72	24	Allianz
Alia Scafani	25.5	30	Asja
Busetto Palizzolo	6.8	8	Asja
Guarine	5.95	7	Asja
Marsala	9.35	11	Asja
Mola	6.8	8	Asja
Callari	4	2	Callari srl
Ragusa	2	1	CER
Regalbuto	50	20	Cover
Trapani	32	16	E.ON
Vizzini	24	12	E.ON
Caltabellotta	7.5	10	Enel Green Power
Caltavuturo	47.6	56	Enel Green Power
Carlentini - Sicilia	7.26	11	Enel Green Power
Carlentini 2 - Sicilia	14.45	24	Enel Green Power
Cerda	4.25	5	Enel Green Power
Contrada Colla	17		Enel Green Power
Contrada Corvo - Cozzo Miturro	38.25		Enel Green Power

Parchi eolici installati in Sicilia

Nicosia	46.75	55	Enel Green Power
Partinico	8.5	10	Enel Green Power
Sclafani Bagni	19.9	26	Enel Green Power
Villafraati Campofelice	19.95	23	Energia Eolica Siciliana
Vicari	37.5	15	Erg Renew
Castelvetrano	40	20	IP Maestrone
Enna	30		IP Maestrone
Militello	15.3	18	IP Maestrone
Mineo	9.3	10	IP Maestrone
Monreale	7.65	9	IP Maestrone
Camporeale	20.4	24	IVPC
Giarratana	45.6	18	IVPC
Agrigento	105.3	124	Moncada Costruzioni
Licata	26.5	30	Moncada Costruzioni
Naro	36.55	43	Moncada Costruzioni

Parchi eolici installati in Sicilia

Mazara del Vallo	0.6	1	Sicil Marin
Castel di Judica	13.5	9	Veronagest
Catania	70.5	47	Veronagest
Ciminna	29.75	35	Veronagest
Corleone	20	10	Veronagest
Marineo	22.1	26	Veronagest
Palermo	60	30	Veronagest
Prizzi	40	20	Veronagest
Raddusa	27	18	Veronagest
Ramacca	30	20	Veronagest
Trapani	48	24	Veronagest
Salemi	62	31	WindCo Spa
Rocca rossa	58	29	WKN AG
Carlentini	17.92	26	
Gibellina	18.2	12	
TOTALE POTENZA INSTALLATA	1549	MW	

Energia eolica in Italia nel 2012

Alla fine del 2012, in Italia risultano installati **1.054** impianti eolici. A causa delle caratteristiche fisiografiche del nostro territorio e del conseguente regime dei venti, tuttavia, la distribuzione non è uniforme nelle diverse Regioni. Il maggior numero di impianti si trova in **Puglia (372** impianti), seguita da Campania (126), Basilicata (110), **Sicilia (92)**, Toscana (61), Calabria (56), Sardegna (47), Emilia Romagna (42), Molise (26), Marche (21), Abruzzo (18), Liguria (18), Lazio (12), Veneto (9), Trentino (8), Piemonte (7), Umbria (5), Lombardia e Friuli Venezia Giulia (4), Valle d'Aosta (3).

Per quanto riguarda la potenza efficiente lorda, alla fine del 2012 ha raggiunto i **8.119 MW**, così distribuiti: **Puglia** (1.985 MW, il **24,4 %** della potenza eolica nazionale), **Sicilia** (1.749 MW, il **21,5 %** della potenza eolica nazionale), Campania (1.207 MW, il 14,9%), Calabria (996 MW, il 12,3%), Sardegna (989 MW, il 12,2%), Molise (369 MW, il 4,5 %), Basilicata (369 MW, il 4,5%), Abruzzo (2310 MW, il 2,8 %), Toscana (87 MW, l'1,1%), Lazio (51 MW, lo 0,6%), Liguria (23 MW, lo 0,6 %), Emilia Romagna (19 MW, lo 0,2%) e Piemonte (13 MW, lo 0,2%).

L'energia prodotta nel 2011 è stata pari a **13.407 GWh**, e proviene per il **24,1% dalla Puglia**, il **22,3% dalla Sicilia**, il 15,1% dalla Campania, il 12,4% dalla Calabria, l'11,4% dalla Sardegna, il 5,3% dal Molise, il 4,4% dalla Basilicata, il 2,5% dall'Abruzzo. In tutte le altre Regioni la produzione di energia da fonte eolica è inferiore all'1%.

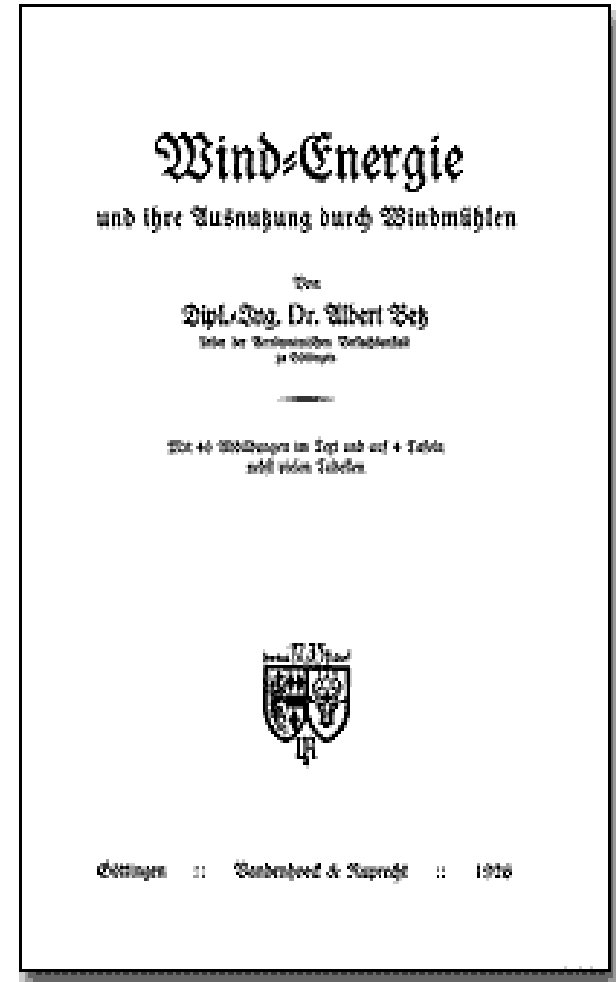
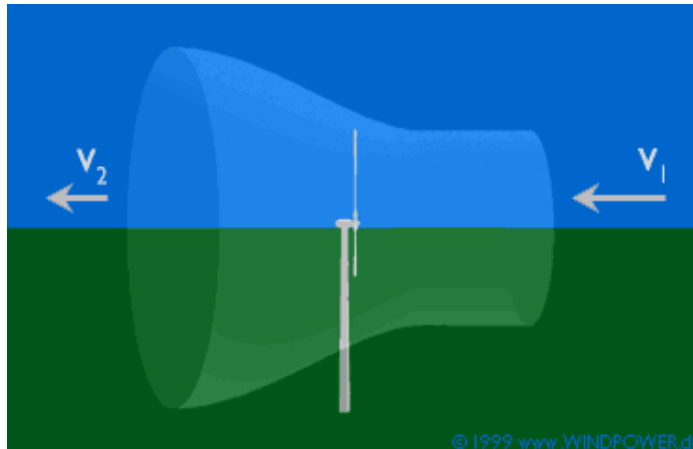
Si vede quindi come le Regioni dell'Italia meridionale e centrale siano le più produttive, grazie alle favorevoli condizioni dei venti lungo il crinale appenninico e sui rilievi delle isole, mentre la presenza delle Alpi condiziona negativamente lo sfruttamento del vento nelle regioni a ridosso dell'arco alpino.

Betz

Perché la Teoria di Betz?

Non tutta l'energia posseduta dal vento può essere estratta

Betz ha dimostrato nel 1926 che non si può estrarre più di
16/27 (circa 2/3, 59 %) di tale energia



Teoria di Betz

Modello mono-dimensionale di un rotore ideale

Rotore = disco permeabile; Ideale (nessun attrito, nessuna componente rotazionale)

Il rotore rallenta il flusso da V_0 (upstream) ad u (nel piano del rotore) e quindi u_1 (downstream)

Le linee di flusso divergono

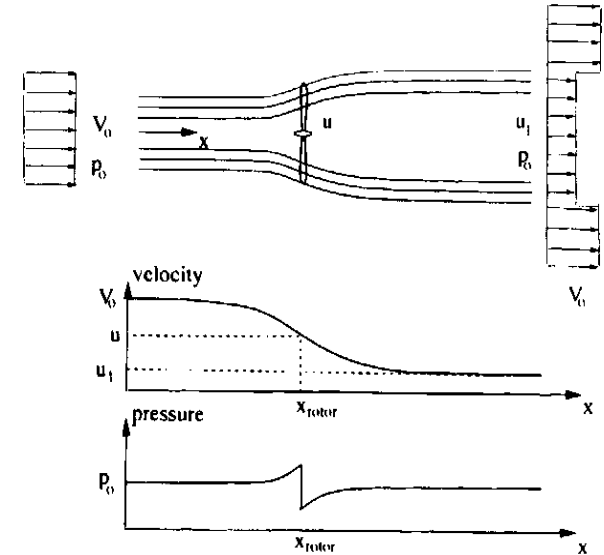


Figure 6.1. Illustration of the streamlines past the rotor and the axial velocity and pressure up- and downstream of the rotor

→ Salto di pressione sul rotore (drag force)

- Subito prima del rotore → incremento di pressione da p_0 (atmosferica) a p downstream of the rotor
- Successivamente si ha una discontinuità Δp sul rotore

→ Mach basso, densità costante → la velocità assiale diminuisce in modo continuo da V_0 ad u_1

⇒ Spinta (thrust) T : forza nella direzione del flusso

→ $T = \Delta p A$ (con $A = \pi R^2$)

⇒ Flusso stazionario, incomprimibile, senza attrito, e non vi sono forze esterne che agiscono sul fluido → Bernoulli: $p + (1/2) \rho (u^2 + v^2 + w^2) = \text{cost}$ (se il flusso non fosse irrotazionale, Bernoulli varrebbe solo lungo una linea di flusso)

→ $p_0 + (1/2) \rho V_0^2 = p + (1/2) \rho u^2$ e $p - \Delta p + (1/2) \rho u^2 = p_0 + (1/2) \rho u_1^2$

Combinando le due equazioni:

→ $\Delta p = (1/2) \rho (V_0^2 - u_1^2)$

Teoria di Betz

L'equazione della Quantità di Moto assiale in forma integrale

$$\frac{\partial}{\partial t} \iiint_{CV} \rho \mathbf{V} d(\text{vol}) + \iint_{CS} \mathbf{V} \rho dA = \mathbf{F}$$

diventa

$$\frac{\partial}{\partial t} \iiint_{CV} \rho U d(\text{vol}) + \iint_{CS} V \rho dA = F_{ext} + F_{pres}$$

dA è un vettore normale ad un elemento infinitesimo della sup.di controllo, di lunghezza infinitesima

F_{pres} è la componente assiale delle forze di pressione che agiscono su sul volume di controllo

$d(\text{vol})$ è un incremento infinitesimo di tale volume di controllo (CV)

Il primo termine nell'equazione è nullo (flusso stazionario)

L'ultimo termine è anch'esso nullo

(la pressione ha lo stesso valore p_{atm} sui lati estremi ed agisce su superfici aventi la stessa area)

Sulle superfici laterali la forza di pressione non ha componente assiale

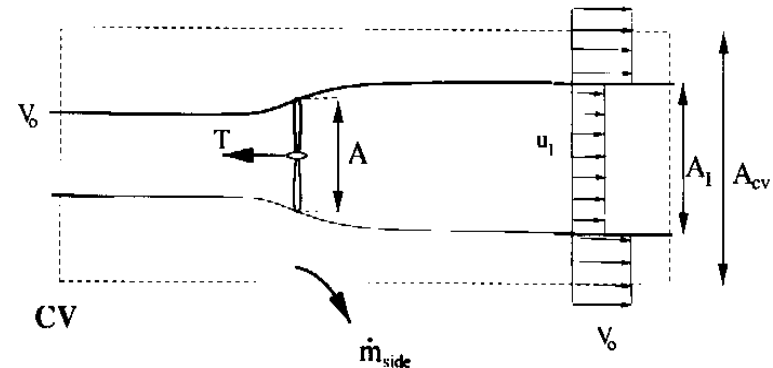


Figure 6.2. Circular control volume around a wind turbine

Teoria di Betz

Utilizzando le ipotesi semplificative di un rotore ideale, l'equazione della QdM diventa

$$\rho u_1^2 A_1 + \rho V_0^2 (A_{CV} - A_1) + \dot{m}_{side} V_0 - \rho V_0^2 A_{CV} = -T \quad (1)$$

\dot{m}_{side} può essere derivato dalla conservazione della massa:

$$\rho A_1 u_1 + \rho (A_{CV} - A_1) V_0 + \dot{m}_{side} = \rho A_{CV} V_0$$

da cui

$$\dot{m}_{side} = \rho A_1 (V_0 - u_1)$$

La conservazione della massa fornisce anche la relazione tra A ed A_1

$$\dot{m} = \rho u A = \rho u_1 A_1 \quad (3)$$

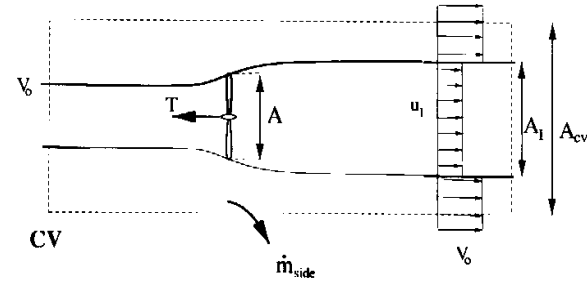
Quindi, da (1), (2) e (3)

$$T = \rho u A (V_0 - u_1) = \dot{m} (V_0 - u_1)$$

Sostituendo T con il salto di pressione ($T = \Delta p A$), ed usando $\Delta p = (1/2) \rho (V_0^2 - u_1^2)$:

$$u = (1/2) (V_0 + u_1)$$

Si osserva dunque che la velocità nel piano del rotore è la media della velocità V_0 e del valore finale nella scia u_1



Teoria di Betz

Si può utilizzare un volume di controllo (CV) alternativo

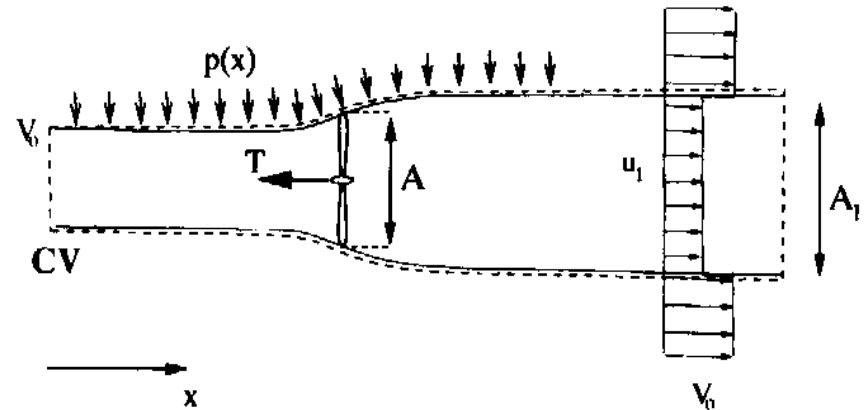


Figure 6.3. Alternative control volume around a wind turbine

La forza $F_{\text{press,lateral}}$ sui lati del volume di controllo è incognita, e quindi anche il contributo netto delle forze di pressione F_{press}

Su questo CV non si ha flusso di massa m'_{side} attraverso i lati (CV allineato con le linee di flusso)

L'equazione della QdM assiale diventa quindi

$$T = \rho u A (V_0 - u_1) + F_{\text{press}}$$

Dato che il problema è lo stesso per i due CV usati, confrontando le equazioni

$$T = \rho u A (V_0 - u_1) + F_{\text{press}} \quad \text{e} \quad T = \rho u A (V_0 - u_1) = m' (V_0 - u_1)$$

si ricava $F_{\text{press}} = 0$ sul CV allineato con le linee di flusso

Teoria di Betz

Il flusso è stazionario e non ha attrito (quindi non si ha variazione di energia interna u_i tra ingresso ed uscita)

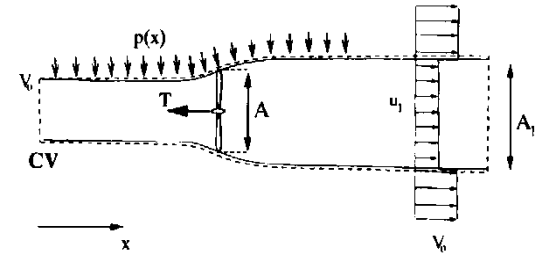
La potenza all'albero P può essere calcolata attraverso l'equazione integrale dell'energia sul volume di controllo CV

$$P + Q = \iint_{CS} \left(u_i + \frac{p}{\rho} + (u^2 + v^2 + w^2) \right) \rho V dA$$

$$P \Rightarrow \dot{m} \left(\frac{1}{2} V_0^2 + \frac{p_0}{\rho} - \frac{1}{2} u_1^2 - \frac{p_0}{\rho} \right)$$

da cui, essendo per continuità $\dot{m} = \rho u A$

$$P = \frac{1}{2} \rho u A (V_0^2 - u_1^2)$$



Introduciamo adesso il fattore “ a ” (axial induction factor) come

$$u = (1 - a) V_0$$

combinando questa equazione con la: $u = (1/2) (V_0 + u_1)$, precedentemente trovata, si ottiene

$$u_1 = (1 - 2a) V_0$$

→ “ a ” pesa la differenza tra u_1 e V_0

Teoria di Betz

Introducendo l'espressione appena trovata [$u_1 = (1 - 2a) V_0$] in $T = \rho u A (V_0 - u_1) = m \cdot (V_0 - u_1)$ e

$$P = \frac{1}{2} \rho u A (V_0^2 - u_1^2)$$

Si ottiene

$$P = 2 \rho V_0^3 a (1 - a)^2 A \quad e$$

$$T = 2 a \rho V_0^2 (1 - a) A$$

Come noto, la potenza disponibile in una sezione A pari a quella spazzata dal rotore è

$$P_{avail} = (1/2) m \cdot V_0^2 = (1/2) \rho V_0^3 A$$

La Potenza è adimensionalizzata rispetto a $P_{avail} \rightarrow$ si definisce il "Power Coefficient C_p ":

$$C_p = P / [(1/2) \rho V_0^3 A]$$

In modo analogo, si definisce il "Thrust Coefficient C_T ":

$$C_T = T / [(1/2) \rho V_0^2 A]$$

Teoria di Betz

Inserendo le equazioni $P, T = f(a, \rho, V_0, A)$ precedentemente individuate nelle espressioni definite per C_p e C_T :

$$C_p = 4a(1-a)^2$$

$$C_T = 4a(1-a)$$

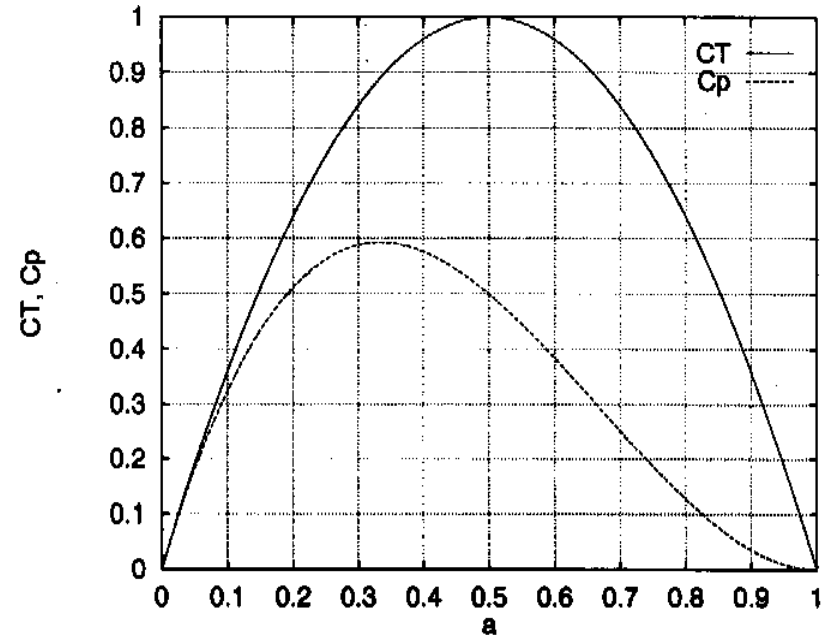
Differenziando C_p rispetto ad a si ricava:

$$(dC_p / da) = 4(1-a)(1-3a)$$

$$\underline{C_{pmax} = 16/27 \quad \text{per} \quad a = 1/3}$$

Si è dunque ricavato il massimo teorico $C_p=16/27$ per $a=1/3$ (detto *Limite di Betz*), valido per una turbina ideale ad asse orizzontale per $a < 0.4$

per $a > 0.4$ il salto $(V_0 - u_1)$ è grande a sufficienza da formare vortici che trasportano QdM dal flusso esterno nella scia (*turbulent wake state*), e quindi la teoria semplice della QdM non è più valida



Teoria di Betz

Come detto, il massimo teorico $C_p=16/27$ per $a=1/3$ (detto *Limite di Betz*) è valido:

- per una turbina ideale ad asse orizzontale per $a < 0.4$

- per $a > 0.4$ il salto $(V_0 - u_1)$ è grande a sufficienza da formare vortici che trasportano QdM dal flusso esterno nella scia (*turbulent wake state*), e quindi la teoria semplice della QdM non è più valida

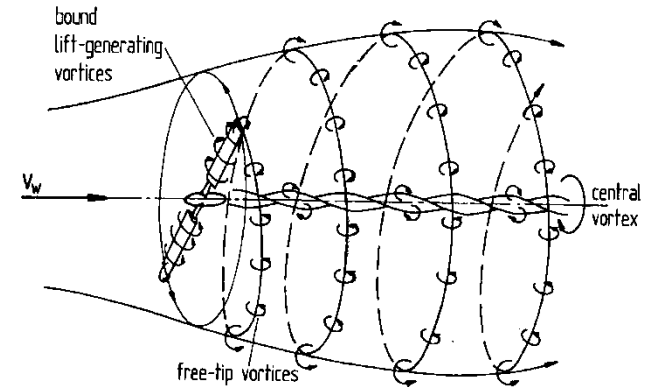
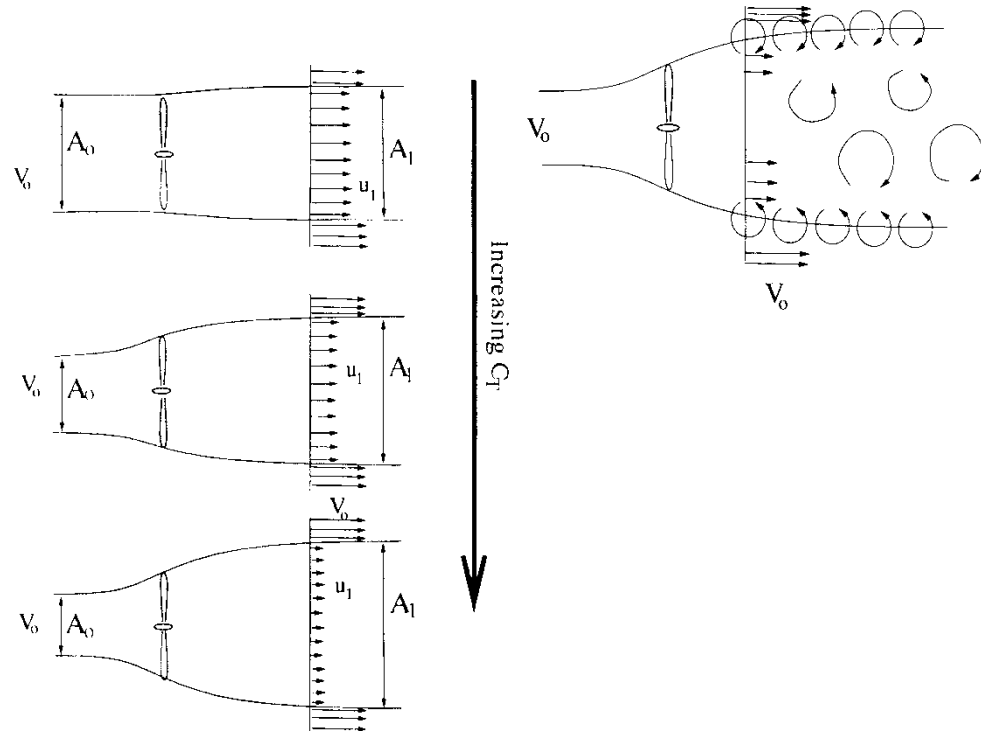
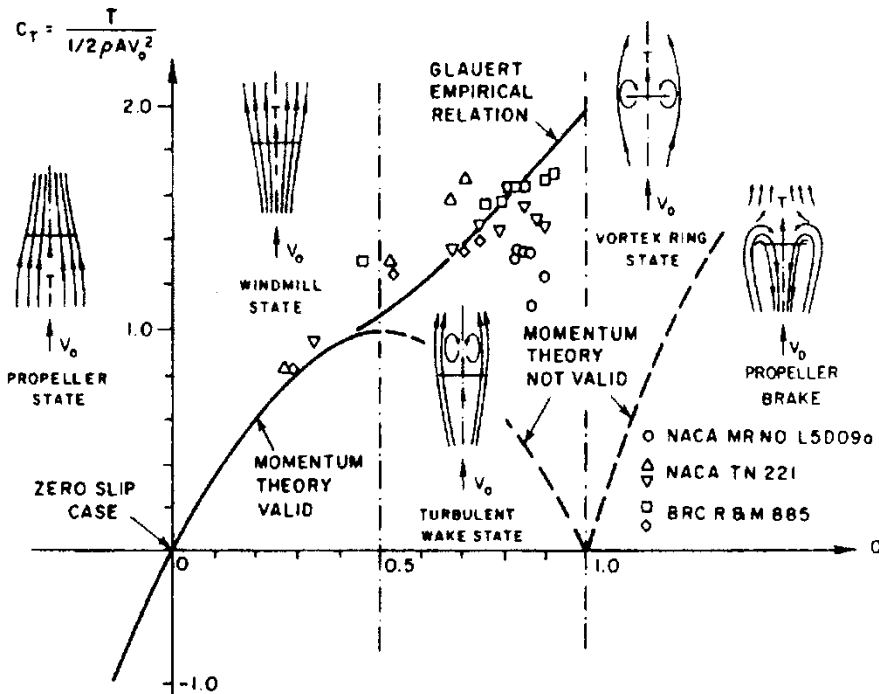


Fig. 5.5. Vortex model of the rotor flow [2]



Produzione di energia effettiva

La velocità del vento oltre che variare da luogo a luogo subisce anche notevoli variazioni locali nel tempo. L'analisi della possibile conversione della energia cinetica del vento in energia elettrica (kWh utili) deve iniziare dunque da una analisi statistica delle velocità locali del vento (tenendo anche conto della variazione della velocità media con l'altezza, così da avere la velocità al mozzo della turbina); dalla integrazione delle potenze su successivi intervalli di tempo e dal fattore di carico della macchina.

Ad esempio, una macchina da 100 kW nominali nell'anno potrebbe produrre 8.76×10^5 kWh, e si tenga presente che questi 100 kW massimi di progetto sono solo una frazione della energia cinetica del vento (tipicamente il 40%, tenendo conto del limite indicato dalla Teoria di *Betz* e del rendimento della macchina).

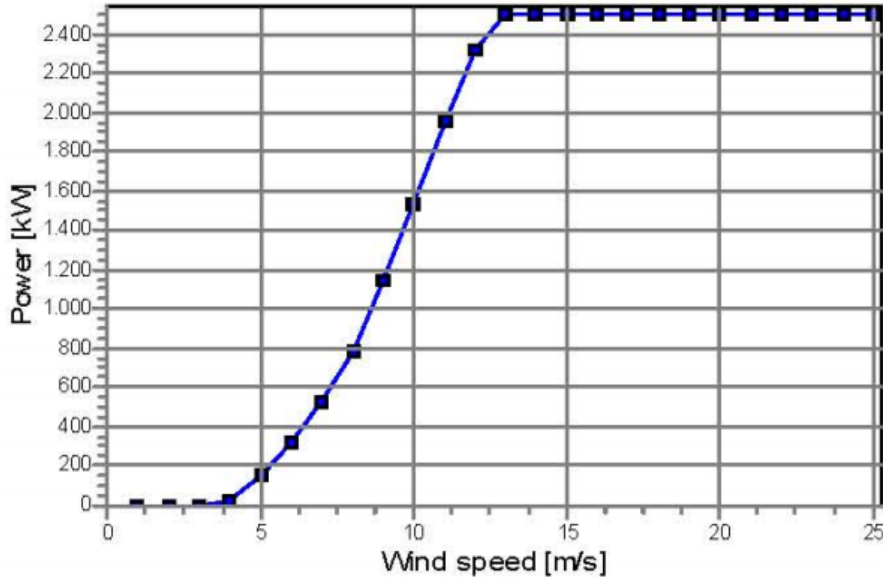
A seconda delle caratteristiche del luogo considerato poi una turbina eolica può funzionare mediamente alla potenza massima solo per una ben determinata frazione del tempo (tipicamente per il 30%), con una disponibilità del 90-95%: il fattore di carico sarà dunque pari a $0.3 \times 0.95 = 28.5\%$ e l'energia effettivamente prodotta 2.5×10^5 kWh.

Le prestazioni di un aeromotore vengono sintetizzate mediante una curva che rappresenta l'andamento della potenza resa (in ordinata) in funzione della velocità del vento (in ascissa).

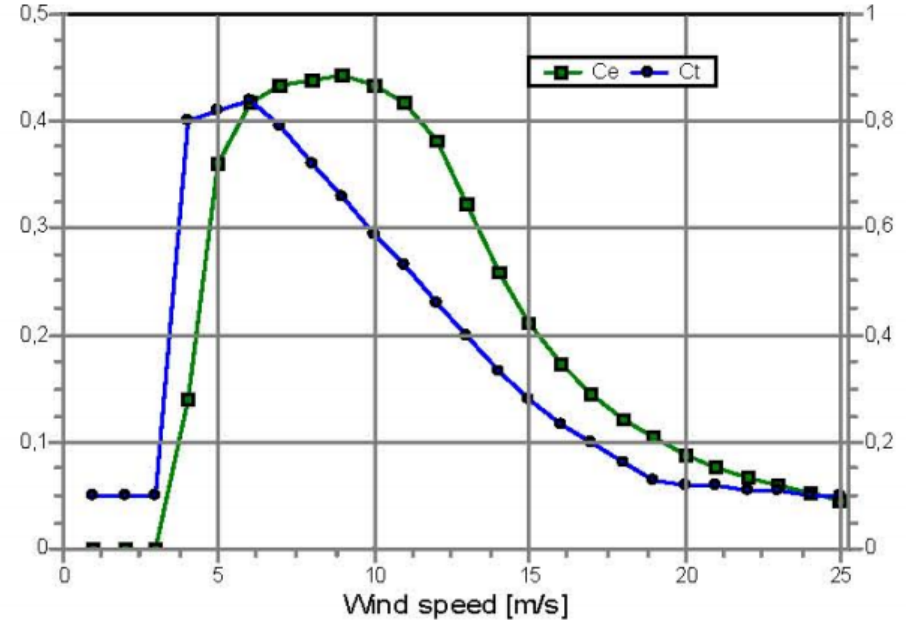
Curve di potenza

Power curve

Data used in calculation



Ce and Ct curve



Power curve

Original data from Windcat, Air density: 1,225 kg/m³

Wind speed [m/s]	Power [kW]	Ce	Wind speed [m/s]	Ct curve
2,0	0,0	0,00	1,0	0,10
3,0	0,0	0,00	2,0	0,10
4,0	35,0	0,14	3,0	0,10
5,0	175,0	0,36	4,0	0,80
6,0	352,0	0,42	5,0	0,82
7,0	580,0	0,43	6,0	0,84
8,0	875,0	0,44	7,0	0,79
9,0	1.261,0	0,44	8,0	0,72
10,0	1.686,0	0,43	9,0	0,66
11,0	2.087,0	0,42	10,0	0,59
12,0	2.399,0	0,38	11,0	0,53
13,0	2.500,0	0,32	12,0	0,46
14,0	2.500,0	0,26	13,0	0,40
15,0	2.500,0	0,21	14,0	0,33
16,0	2.500,0	0,17	15,0	0,28
17,0	2.500,0	0,14	16,0	0,23
18,0	2.500,0	0,12	17,0	0,20
19,0	2.500,0	0,10	18,0	0,16
20,0	2.500,0	0,09	19,0	0,13
21,0	2.500,0	0,08	20,0	0,12
22,0	2.500,0	0,07	21,0	0,12
23,0	2.500,0	0,06	22,0	0,11
24,0	2.500,0	0,05	23,0	0,11
25,0	2.500,0	0,04	24,0	0,10

Power, Efficiency and energy vs. wind speed

Data used in calculation, Air density: 1,109 kg/m³

Wind speed [m/s]	Power [kW]	Ce	Interval [m/s]	Energy [MWh]	Acc. Energy [MWh]	Relative [%]
1,0	0,0	0,00	0,50-1,50	0,0	0,0	0,0
2,0	0,0	0,00	1,50-2,50	0,0	0,0	0,0
3,0	0,0	0,00	2,50-3,50	5,0	5,0	0,1
4,0	31,7	0,14	3,50-4,50	39,9	44,8	0,6
5,0	158,5	0,36	4,50-5,50	130,1	174,9	2,3
6,0	318,7	0,42	5,50-6,50	267,1	442,0	5,8
7,0	525,2	0,43	6,50-7,50	432,0	874,0	11,4
8,0	792,3	0,44	7,50-8,50	612,7	1.486,7	19,4
9,0	1.141,8	0,44	8,50-9,50	782,6	2.269,2	29,6
10,0	1.531,0	0,43	9,50-10,50	906,1	3.175,3	41,4
11,0	1.959,1	0,42	10,50-11,50	953,2	4.128,6	53,8
12,0	2.325,5	0,38	11,50-12,50	900,1	5.028,7	65,5
13,0	2.500,0	0,32	12,50-13,50	756,2	5.784,9	75,3
14,0	2.500,0	0,26	13,50-14,50	578,7	6.363,5	82,9
15,0	2.500,0	0,21	14,50-15,50	421,1	6.784,6	88,4
16,0	2.500,0	0,17	15,50-16,50	298,3	7.082,9	92,2
17,0	2.500,0	0,14	16,50-17,50	206,3	7.289,2	94,9
18,0	2.500,0	0,12	17,50-18,50	139,7	7.428,9	96,7
19,0	2.500,0	0,10	18,50-19,50	93,0	7.522,0	98,0
20,0	2.500,0	0,09	19,50-20,50	61,1	7.583,0	98,8
21,0	2.500,0	0,08	20,50-21,50	39,6	7.622,7	99,3
22,0	2.500,0	0,07	21,50-22,50	25,5	7.648,1	99,6
23,0	2.500,0	0,06	22,50-23,50	16,2	7.664,3	99,8
24,0	2.500,0	0,05	23,50-24,50	10,3	7.674,6	99,9
25,0	2.500,0	0,05	24,50-25,50	4,0	7.678,6	100,0

Aerodinamica (2-D) del profilo

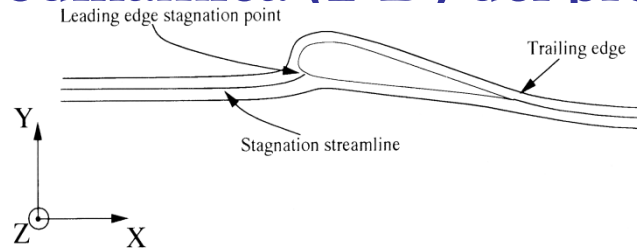


Figure 3.1. Schematic view of streamlines past an aerofoil

Si definiscono due coefficienti

Lift Coeff. C_L : $C_L = L / [0.5 \rho V_\infty^2 c]$

Drag Coeff. C_D : $C_D = D / [0.5 \rho V_\infty^2 c]$

c è la corda del profilo, ρ la densità.

In un profilo per uso aeronautico, L/D massimizzato.

L è la forza che si oppone alla gravità (maggiore L , maggiore il carico (payload) trasportabile)

D è bilanciato dalla spinta del propulsore

E' inoltre definito un terzo coefficiente

Moment Coeff. C_M : $C_M = M / [0.5 \rho V_\infty^2 c]$

M agisce circa ad $1/4$ della corda dal leading edge

Il momento è positivo se il profilo ruota in senso orario (nose up)

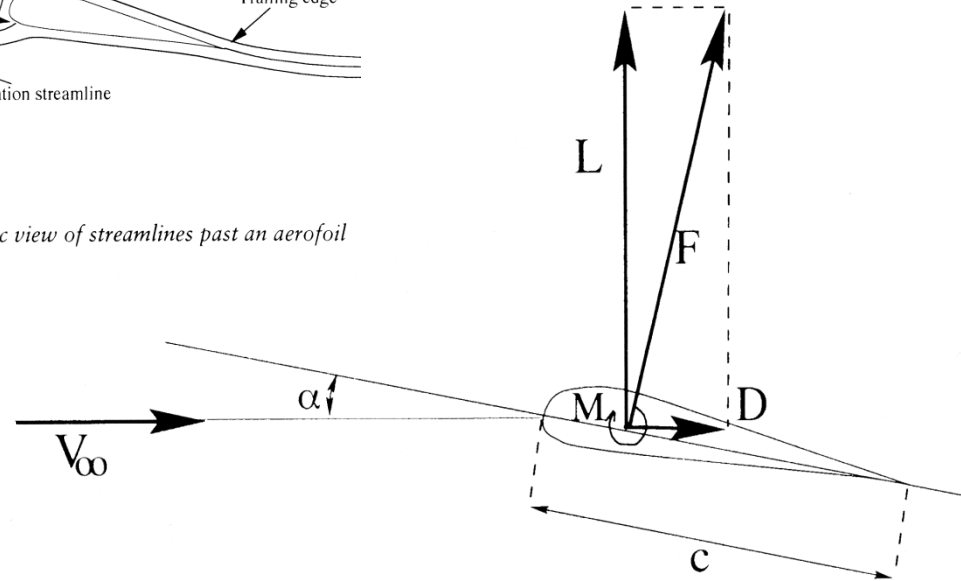


Figure 3.2. Definition of lift and drag

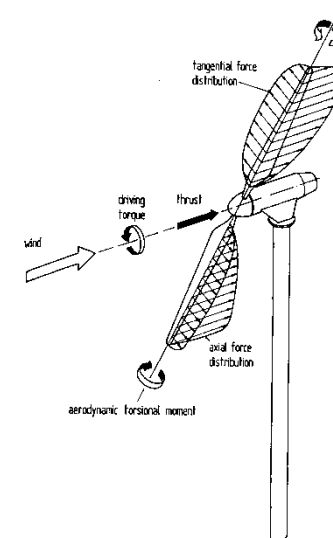


Fig. 5.6. Distribution of aerodynamic forces over the blade length and total rotor torque and thrust

Aerodinamica (2-D) del profilo

Spiegazione del Lift:

La forma del profilo forza il flusso a curvare attorno alla geometria
Un gradiente di pressione è necessario per curvare le linee di flusso

$$\frac{1}{\rho} \frac{\partial p}{\partial r} = \frac{V^2}{r}$$

nella parte superiore del profilo si ha una $p < p_{atm}$, mentre in quella inf

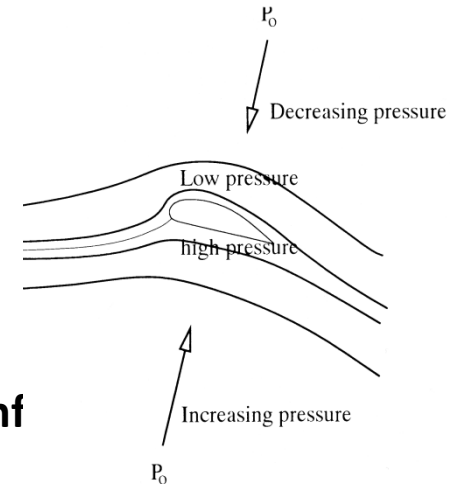


Figure 3.3. Explanation of the generation of lift

Profilo allineato al flusso → SL (Strato Limite) non separato. La resistenza è principalmente causata dall'attrito con l'aria.

In generale, C_L , C_D e $C_M = f(\alpha, Re, Ma)$

α = ang.di attacco (tra corda e V_∞)

$Re = c V_\infty / \nu$ (Re basato su corda e V_∞)

$Ma = V_\infty / a$ (a = velocità del suono)

Per turbine eoliche, C_L , C_D e $C_M = f(\alpha, Re)$

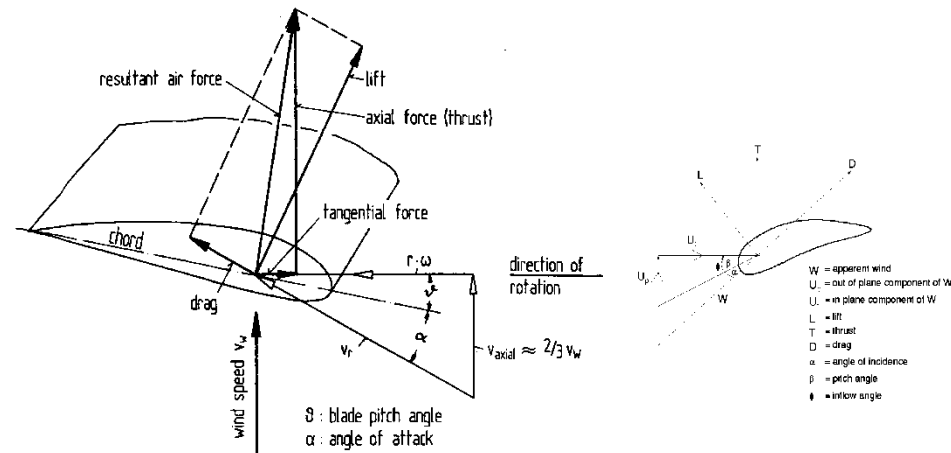


Fig. 5.4. Flow velocities and aerodynamic forces at a blade element

Aerodinamica (2-D) del profilo

Generatori basati su Lift o Drag

DRAG

$P = D v_r$ dove $v_r = (v_w - v)$. Dalla definizione del coeff. C_D si ha:

$D = C_D (\rho/2) (v_w - v)^2 A$, da cui risulta una Potenza pari a:

$$P = C_D (\rho/2) (v_w - v)^2 A v_r$$

Esprimendo la P in rapporto a quella contenuta nella corrente d'aria

$$C_p = P / P_0 = [C_D (\rho/2) (v_w - v)^2 A v_r] / [(\rho/2) v_w^3 A]$$

In modo analogo a quanto fatto in precedenza, si trova C_{pmax} per

$$v/v_w = 1/3 \quad C_{pmax} = (4/27) C_D$$

Dato che C_D difficilmente supera il valore di 1.3, si ha

$$C_{pmax} \approx 0.2$$

Quindi, si raggiunge circa solo un terzo del valore 0.593.

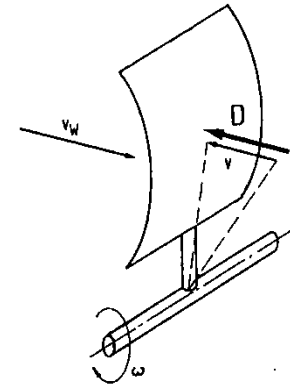


Fig. 4.4. Flow conditions and aerodynamic forces with a drag device

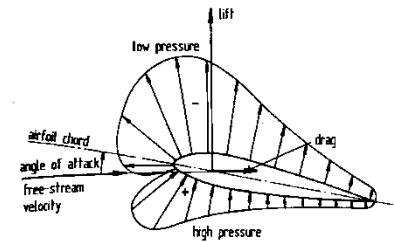


Fig. 4.5. Aerodynamic forces acting on an airfoil exposed to an air stream

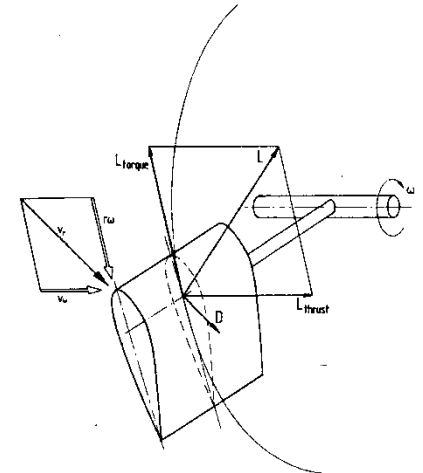


Fig. 4.6. Flow velocities and aerodynamic forces acting on a propeller-like rotor

Aerodinamica (2-D) del profilo

C_L aumenta linearmente con α , con pendenza pari a circa $2\pi/\text{rad}$, fino ad un max, dove il profilo “stalla” e C_L diminuisce rapidamente.

Per piccoli angoli di attacco, C_D è circa costante, ma poi aumenta rapidamente.

Dipendenza da Re: diventa sempre meno significativa oltre un certo valore. Questa dipendenza è correlata al punto in cui avviene la transizione SL laminare–SL turbolento.

Il comportamento allo stallo dipende dalla geometria. Profili molto fini, con leading edge molto stretto, tendono ad andare in stallo in modo più improvviso di quelli con grosso spessore.

Questo dipende da come lo SL si separa sul lato superiore del profilo: se la separazione avviene in modo morbido dal trailing edge all’aumentare dell’angolo di attacco \rightarrow *soft stall*

Se la separazione avviene sul leading edge, l’intero SL può separarsi istantaneamente \rightarrow perdita immediata di portanza

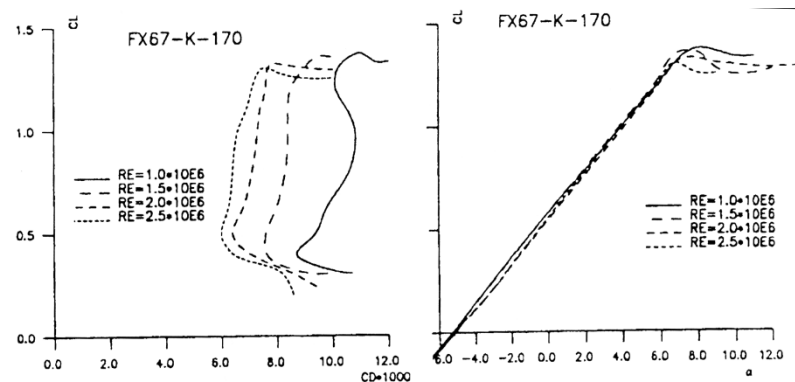


Figure 3.4. Polar for the FX67-K-170 aerofoil

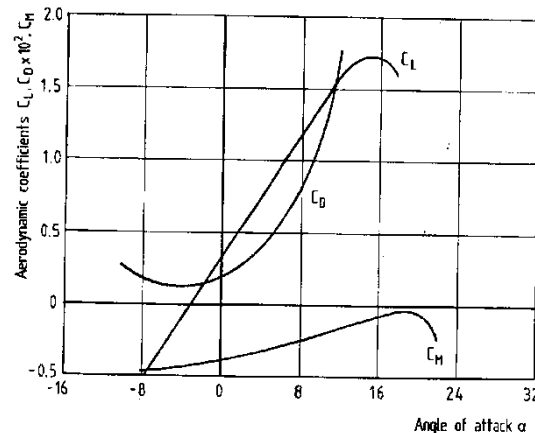


Fig.3.5. Airfoil characteristics shown as Lilienthal polar diagram

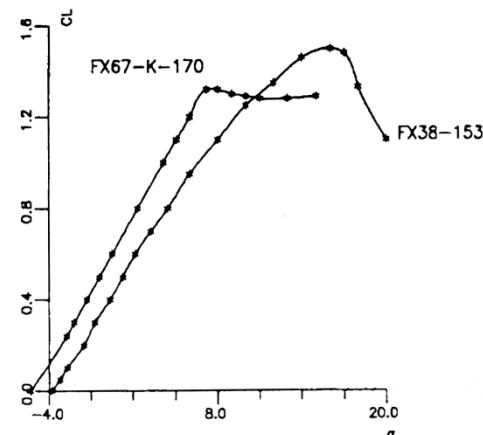


Figure 3.5. Different stall behaviours

Aerodinamica (2-D) del profilo

Perdite

Free tip vortices → *induced drag* → Blade tip losses

Dalla differenza di pressione al tip tra le due facce

Hub losses (scia dietro all'Hub)

Si usano modelli (*complex vortex model*)

Power coefficient: $C_p = P / [0.5 \rho v_w^3 A]$

Torque coefficient: $C_Q = M / [0.5 \rho v_w^2 A R]$

$$C_p = \lambda C_Q$$

(*A = Area del rotore*)

Blade tip-speed ratio: $\lambda = u / v_w = R \omega / v_w$ dove

u = velocità tangenziale della pala al tip

v_w = velocità del vento

La dipendenza di C_p da λ è una caratteristica del rotore

La Teoria di Betz fornisce un C_p costante ed ideale (0.593), in

Quando si considerano i vortici nella scia → $C_p = f(\lambda)$.

Solo quando λ è infinitamente elevato si ha che C_p approssima il valore

ideale indicato da Betz. C_p ha un ottimo per un dato valore di λ

→ per ogni rotore caratterizzato da un numero "n" di pale, esiste un λ tale da massimizzare C_p .

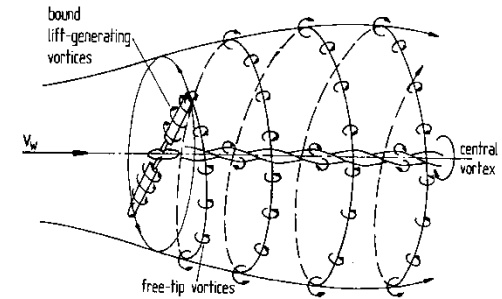


Fig. 5.5. Vortex model of the rotor flow [2]

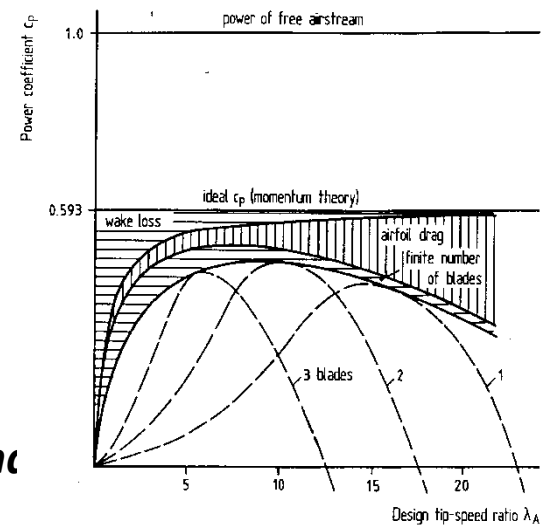


Fig. 5.7. Approximation of the real rotor power coefficient versus tip-speed ratio based on various theoretical approaches

Caratteristiche dei rotori

I mulini a vento raggiungevano $C_p \approx 0.3$

Erano basati essenzialmente sul concetto di Drag

I moderni generatori raggiungono $C_p \approx 0.5$

Superiorità del concetto di Lift rispetto a quello di Drag

Relativamente a C_p , i rotori a più alto tip-speed ratio sono preferibili

Rispetto a C_Q , i rotori lenti multi-pala hanno la coppia più alta

Possibili problemi di avvio per rotori mono e bi-pala

Rotore tripala = il miglior compromesso

$$\text{Power coefficient: } C_p = P / [0.5 \rho v_w^3 A]$$

$$\text{Torque coefficient: } C_Q = M / [0.5 \rho v_w^2 A R]$$

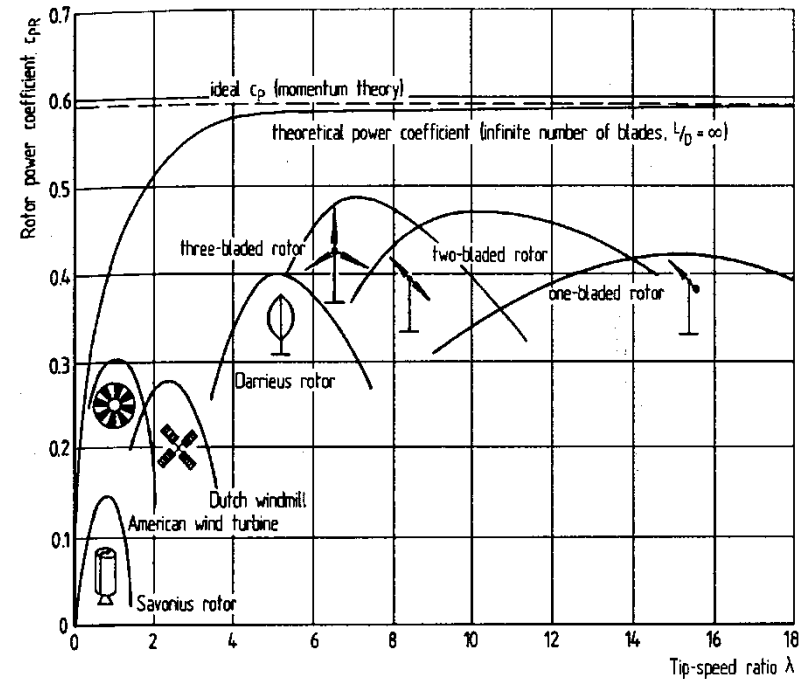


Fig. 5.10. Power coefficients of various of wind rotors [2]

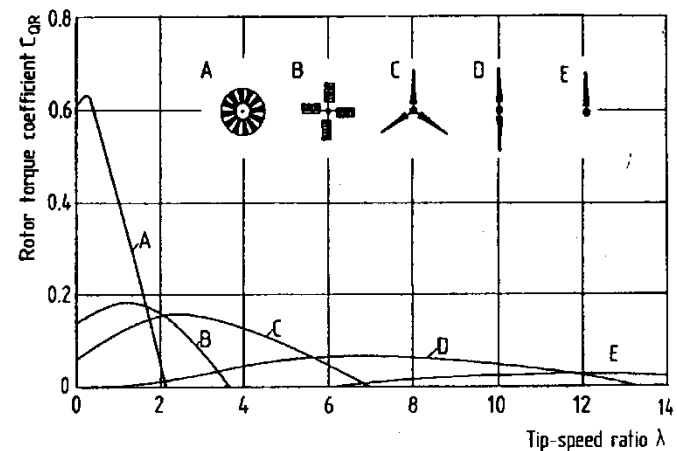
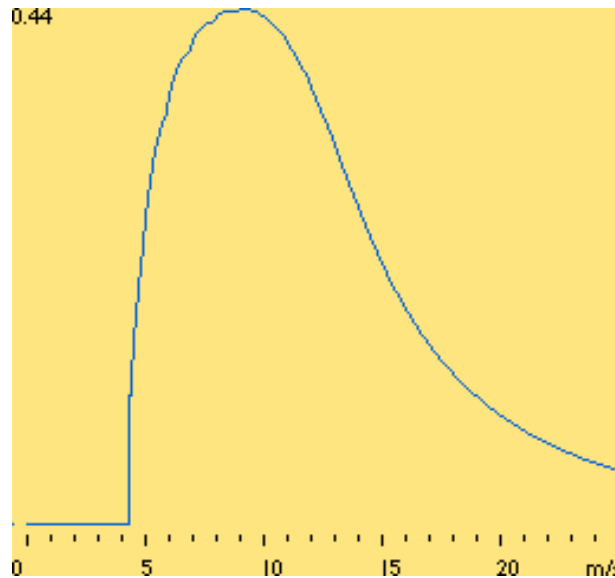


Fig. 5.11. Torque coefficients of various rotor concepts [2]

Non interessa una turbina con elevato rendimento (combustibile a costo zero), quanto la produzione di energia al più basso costo possibile.



Power coeff.curve

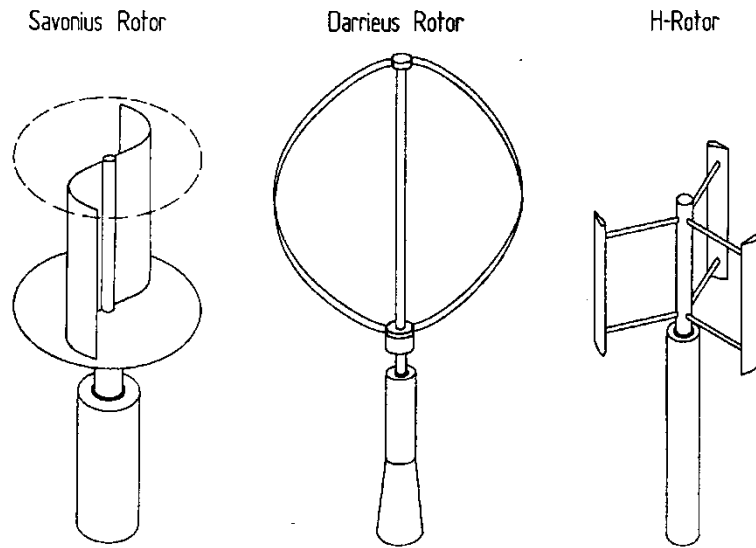


Fig. 3.1. Rotor concepts with a vertical axis of rotation

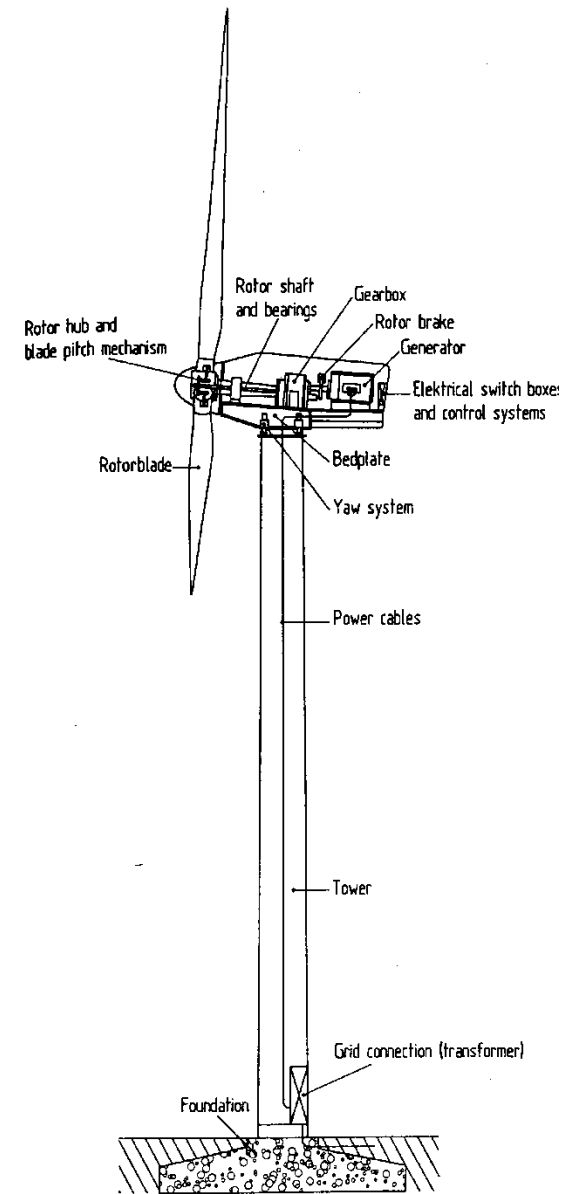


Fig. 3.5. Scheme of a horizontal-axis wind turbine

Controllo

Stall regulation

➤ Pitch regulation

- ⇒ Aumento dell'incidenza (active stall)
- ⇒ Diminuzione dell'incidenza

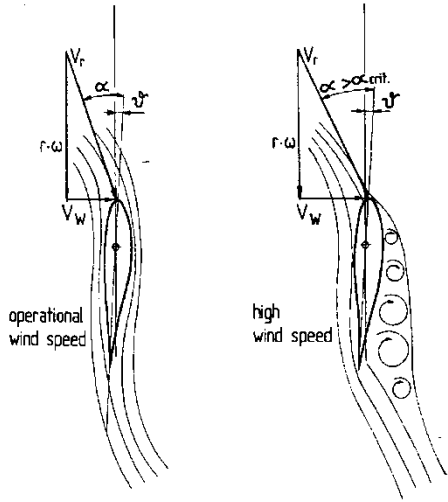


Fig. 5.19. Flow separation, (stall) at a rotor blade with fixed pitch angle at increasing wind speed and fixed rotor speed

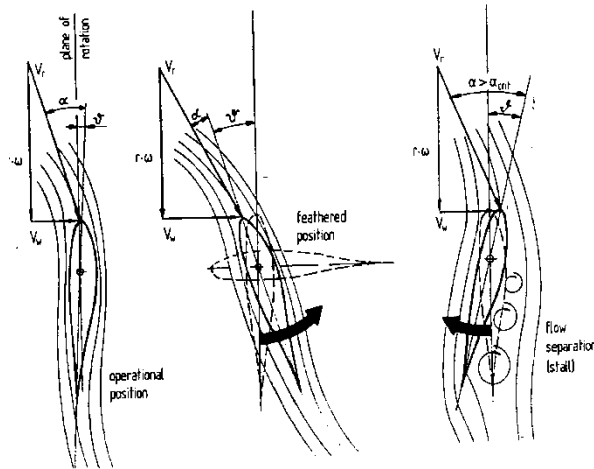


Fig. 5.13. Control of rotor power by varying blade pitch angle towards feather or to stall position

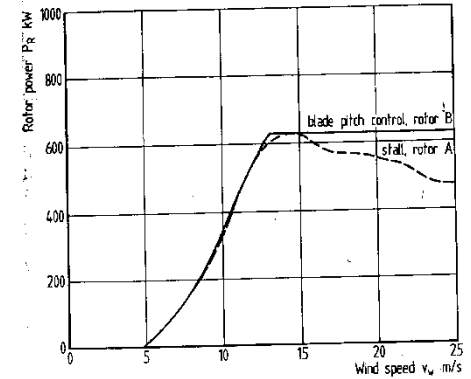


Fig. 5.16 Power versus wind speed from Nibe A with stall-limited rotor power output and Nibe B with continuous blade pitch control [3].

➤ Yaw Control

⇒ Ormai in disuso

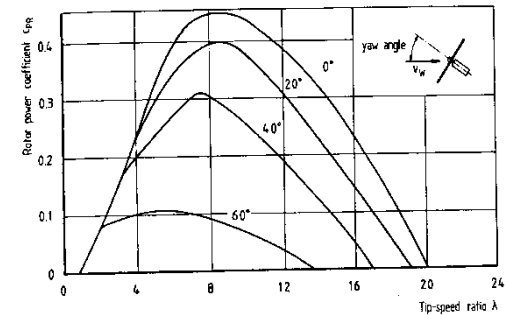
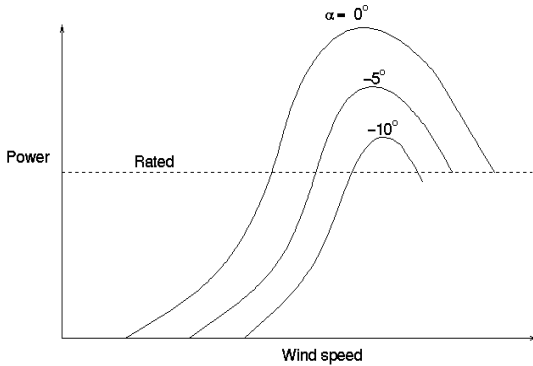
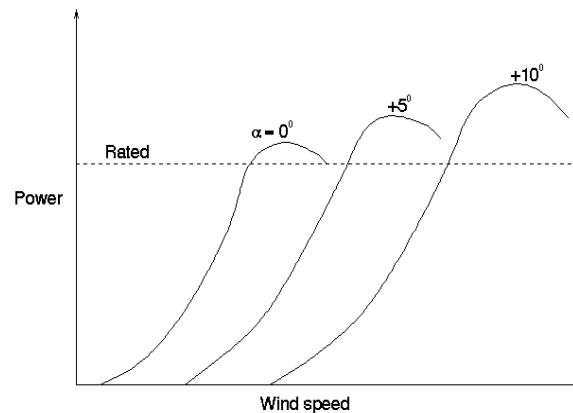


Fig. 5.24. Decrease of the rotor power coefficient with yaw angle [6]



Pitch Regulation – increasing incidence



Pitch Regulation – decreasing incidence

Freni

Aerodinamici (stall controlled)

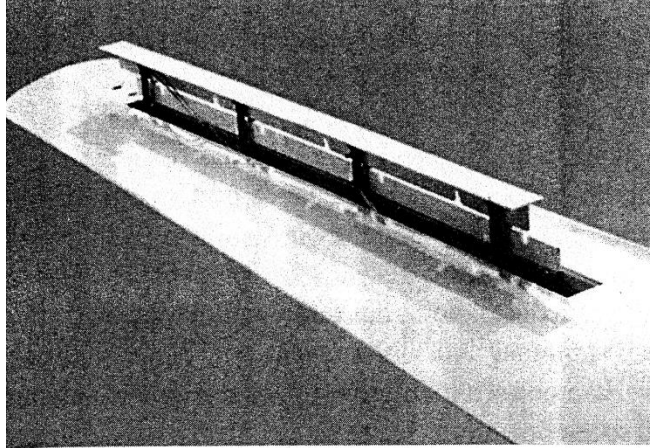


fig. 5.23. Aerodynamic brake flap in a rotor blade

Vi sono inoltre freni meccanici

I moderni sistemi di controllo (pitch, active stall) consentono di modificare l'angolo di incidenza della pala, e quindi agiscono anche da freno.

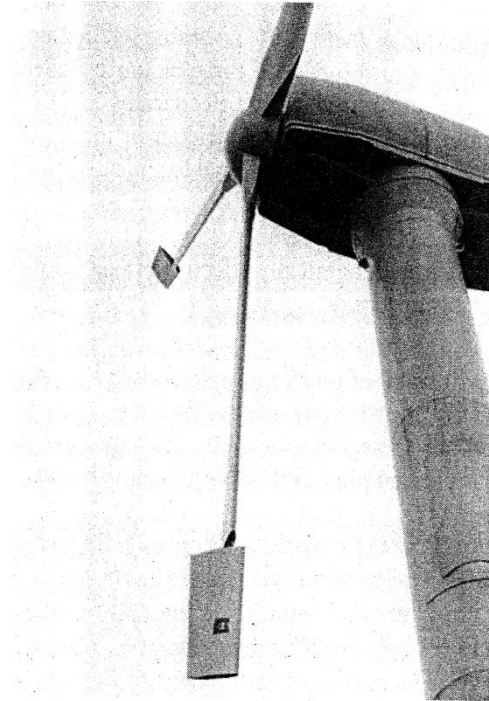


fig. 5.22. Turnable rotor blade tips for aerodynamic rotor breaking

Asse verticale – Asse orizzontale

Vantaggi delle macchine ad asse verticale (VAWT) rispetto a quelle ad asse orizzontale:

Generatore, moltiplicatore, etc posizionati a terra → facilità di intervento

Non è necessario il meccanismo di Yaw

Esempio: Rotore Darreius (brev.1931); H rotor.

Svantaggi VAWT:

Velocità del vento molto bassa in prossimità del suolo

Efficienza minore

Avvio: necessario utilizzare il generatore come motore

Sono necessari cavi di sostegno (spesso incompatibili con l'ambiente)

La sostituzione dei cuscinetti richiede la rimozione dell'intera macchina



Upwind - downwind

Upwind

Il rotore è rivolto verso la direzione di provenienza del vento

Si evita la scia della torre sulle pale durante il funzionamento

Conseguenze

E' necessario il meccanismo di Yaw

Le pale devono essere poco flessibili

Downwind

Il vantaggio (teorico) è dato dall'assenza del meccanismo di Yaw. Inoltre il rotore può essere maggiormente flessibile (minor peso).

Problemi:

Necessario un sistema per impedire che il cavo elettrico si attorcigli

Fatica dei materiali (quando le pale passano dietro alla torre)



Numero di pale

Numerose considerazioni

Pale in numero dispari per miglior bilanciamento

Ridurre il numero di pale (es da tre a 2 od 1) comporta

Il risparmio in materiali e sistemi di controllo

L'aumento della velocità di rotazione al diminuire del numero di pale

Maggiori esigenze in termini di oscillazioni (tilting) del rotore rispetto all'asse orizzontale ed ortogonale alla direzione del vento (teetering). Sono necessari sistemi di assorbimento (shock absorber)

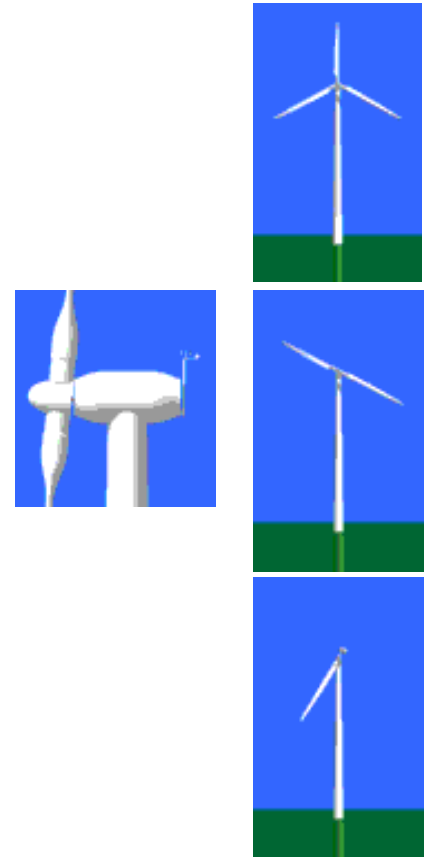
Monopala: elevata velocità, necessità di contrappeso, rumore (stessi problemi del bi-pala ma in misura maggiore)

Rotori multipala

Adatti per pompaggio di acqua

Funzionano anche a velocità molto basse

Inefficienti ad elevate velocità del vento (devono essere arrestate)



Generatore e Diametro del Rotore

Generatore di piccole dimensioni

Richiede minore potenza per essere avviato

Funzionerà molte ore, ma non raccoglierà tutta l'energia disponibile nel vento

Un generatore di dimensioni maggiori avrà invece poco funzionamento a basse velocità

Diametro del rotore

Accoppiare un rotore di grandi dimensioni con un generatore di medio-piccole dimensioni consente un elevato numero di ore di funzionamento (elevato A_f , Availability Factor)

Capacity Factor ed Availability Factor devono essere ottimizzati

Principali Aspetti Ambientali

Impatto visivo: geometrie semplici, lineari, coerenza con il paesaggio



Rumore

Due tipologie di sorgenti: meccanica ed aerodinamica

Il rumore meccanico (tipico anni '80) è oggi quasi completamente soppresso (generatori progettati ad hoc, controllo delle vibrazioni indotte dalle pale, etc.)

Rumore di origine aerodinamica:

Mix casuale di rumore ad elevate frequenze (rumore bianco). Esempio: vento su foglie degli alberi e cespugli.

Vibrazione di superfici (toni puri). Esempio: strumenti a fiato.

Rumore bianco: generato al trailing edge dalle pale. La pressione sonora cresce con la quinta potenza della velocità relativa della pala rispetto all'aria circostante. Le moderne turbine hanno rotori di grandi dimensioni e bassa velocità. Il rumore bianco crea minore disturbo in chi ascolta.

Tip della pala: è necessario progettarlo con attenzione, dato che qui si hanno le maggiori velocità.

Al crescere del vento aumenta il rumore di fondo

Solitamente si rispetta una distanza di circa 300 m

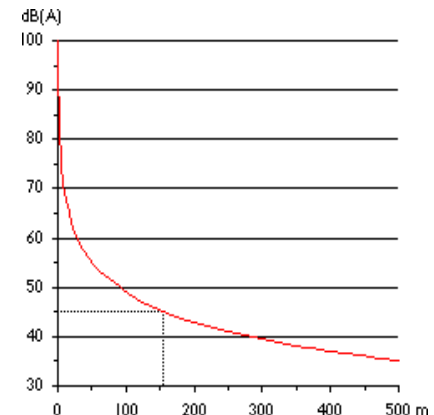
Impatto sull'avifauna

Solitamente l'avifauna percepisce chiaramente i generatori

Rotte modificate (100-200 m prima del generatore)

Dipende dalle specie in questione (in particolare per i migratori)

Elevata mortalità sui cavi elettrici



Compatibilità ambientale

Il PIERS del 2008 riporta nella tabella 7.3 della relazione di sintesi non tecnica i seguenti dati:

Tabella 7.3 - Quadro riepilogativo dei potenziali effetti ambientali delle azioni previste dal PEAR riportate per i principali settori di intervento.

Azioni /interventi PEAR	Potenziali impatti sulle componenti ambientali
Azioni proposte per le fonti rinnovabili e le fonti assimilate alle fonti rinnovabili – <i>Eolico</i>	<i>Paesaggio</i> : spesso i punti più adatti per condizioni anemometriche sono zone ad elevato interesse paesaggistico che è necessario modificare per creare i parchi eolici. <i>Suolo</i> : realizzazione di nuove strade di accesso, possibilità di dissesto dei versanti dovute a disboscamento ed a modifiche sull'uso del suolo <i>Atmosfera</i> : polveri ed emissioni in fase di cantiere. <i>Natura e biodiversità</i> : potenziali impatti sull'avifauna per collisione sulle pale degli aerogeneratori; disturbo da rumore. <i>Popolazione e salute</i> : generazione di rumore. <i>Rischio antropogenico</i> : Generazione di interferenze elettromagnetiche.

Tabella 1: Potenziali effetti ambientali

Dall'analisi di quanto indicato dal PIERS (Piano Energetico Regione Sicilia) i parchi eolici non sono privi di effetti collaterali sull'ambiente. Queste azioni dovrebbero essere sempre considerate dagli amministratori comunali quando accettano questi impianti sul loro territorio.

Micro turbine eoliche

Si tratta di turbine eoliche con potenze fino a 20 kW utilizzate soprattutto in ambito civile.



Micro turbine eoliche



Conclusioni

L'energia eolica è una forma di energia rinnovabile che presenta oggi interessanti possibilità di sviluppo.

L'energia eolica può contribuire a ridurre la produzione di CO₂ e quindi al rispetto del Trattato di Kyoto.

Il costo di produzione dell'energia elettrica da impianti eolici è ancora superiore a quelli da altri sistemi di produzione (termico e nucleare). Tuttavia non si hanno consumi di prodotti petroliferi né produzione di gas di combustione. Sono di semplice gestione (oggi quasi del tutto automatizzata). Richiedono uno studio accurato dei siti. L'energia eolica ha tuttavia caratteristiche statistiche e non deterministiche.

Pertanto la produzione di energia elettrica per via eolica può contribuire a ridurre il deficit energetico e l'inquinamento ambientale.

Gli impianti eolici sono ingombranti e presentano problemi non indifferenti di impatto visivo. Essi, inoltre, producono rumore (seppure in minore intensità rispetto agli impianti di un decennio fa) e quindi debbono installati lontani da centri abitati: la fascia di rispetto può essere estesa fino ad un 1 km dai mulini.

Possono presentare problemi sull'avifauna e sulla fauna in genere.

Nelle migliori condizioni si prevede che l'energia eolica possa contribuire fino a circa il **3%** dei consumi energetici massimi. Si tratta di una percentuale apparentemente bassa ma tuttavia significativa, anche in considerazione della riduzione di gas serra.

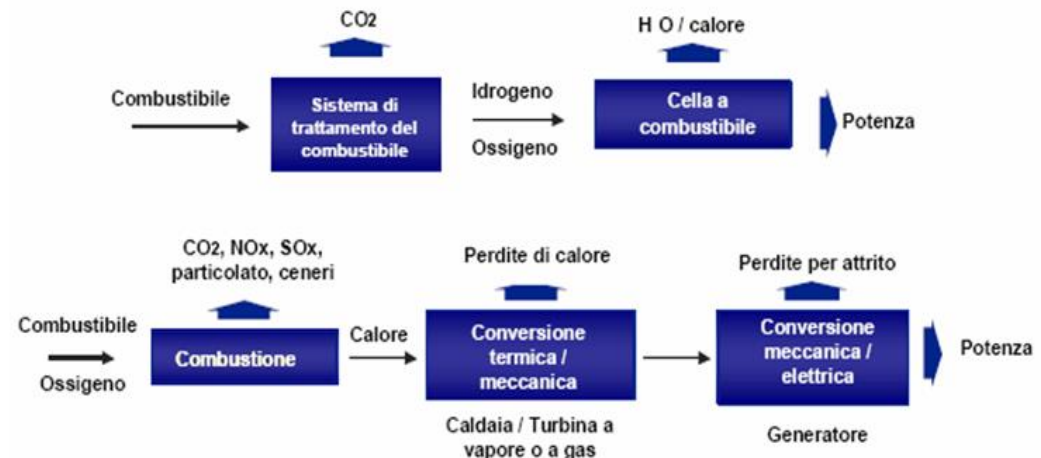
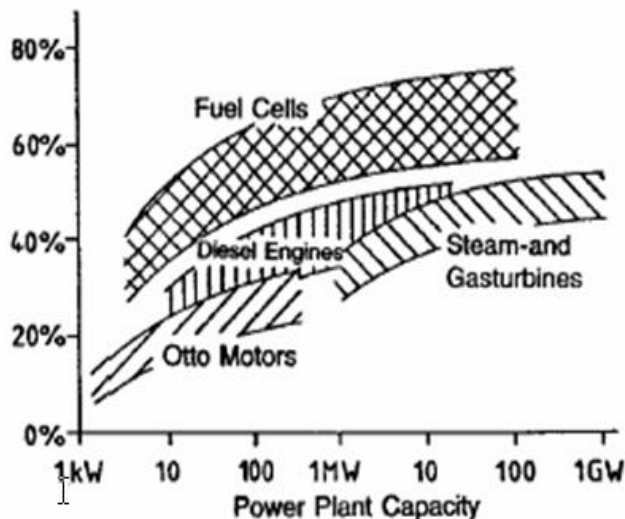
LE CELLE A COMBUSTIBILE

PROF. ING. GIULIANO CAMMARATA

Limiti di rendimento attuali

Gli attuali motori endotermici sembrano aver quasi raggiunto i loro limiti tecnologici e pertanto il rapporto fra il ciclo reale e quello ideale tende al valore massimo consentito dai materiali utilizzati. Si ricorda, infatti, che il limite tecnologico è imposto oggi quasi esclusivamente dalla temperatura massima raggiungibile in condizioni stazionarie nel ciclo termodinamico: per i motori a scoppio questa è data dalla fase di scoppio seguita da altre fasi di raffreddamento mentre per i motori a gas (*turbine a gas con ciclo Joule*) la temperatura massima si ha in uscita dalla camera di combustione e in ingresso al distributore del primo anello della turbina ed infine per i cicli a vapore la temperatura massima si ha all'uscita dal generatore di vapore. In tutti i precedenti casi i limiti tecnologici sembrano ormai raggiunti e sono stabili da decenni e non si vedono altri miglioramenti a meno di cambiare i materiali utilizzati. In ogni caso il miglioramento sul

re marginale



Celle a combustibile con elettrolita acido

Il meccanismo di base del funzionamento di una cella a combustibile è indicato in Figura 80 e può essere descritto nelle seguenti fasi:

Nelle celle con elettrolita di tipo acido, vedi Figura 80, si invia combustibile (H₂) che a contatto con il catalizzatore si dissocia in protoni ed elettroni secondo la reazione:



In corrispondenza dell'anodo si invia il comburente (O₂) che riceve gli elettroni liberati dall'idrogeno e provenienti esternamente attraverso il circuito esterno e si dissocia in ione ossigeno che combinandosi con gli ioni idrogeno proveniente attraverso l'elettrolita forma acqua secondo la relazione:



In definitiva si forniscono alla cella da un lato idrogeno e dall'altro lato ossigeno ottenendo formazione di acqua e di energia elettrica secondo la reazione (non più di combustione):

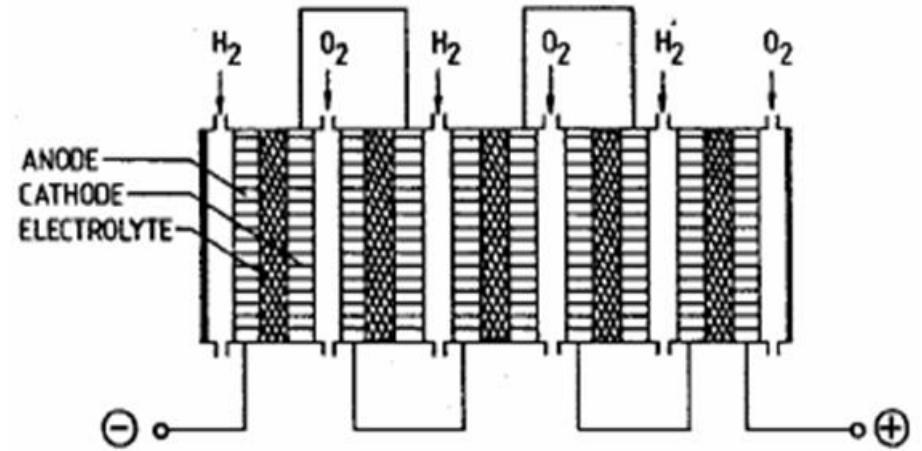
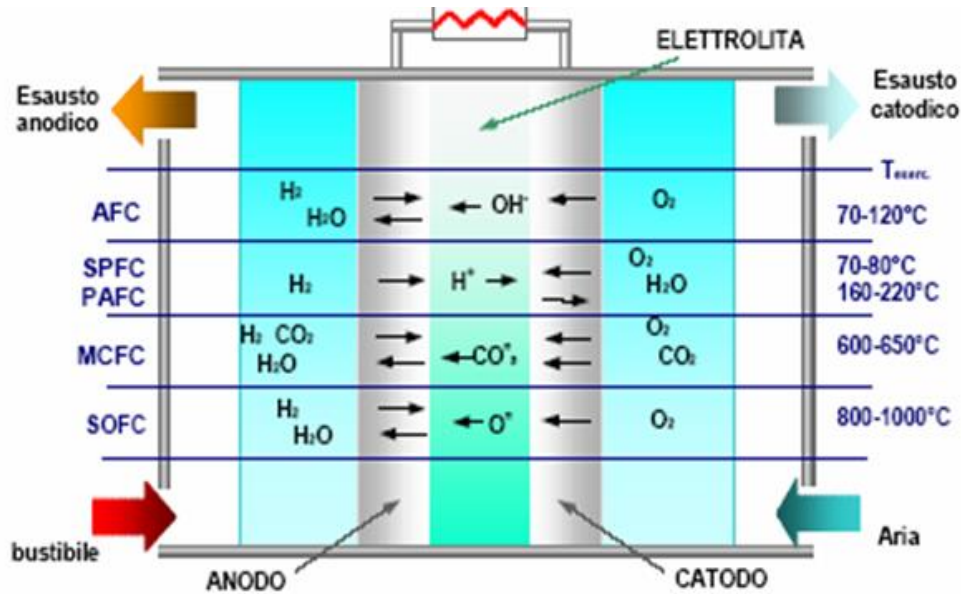


Il prodotto finale è assolutamente non inquinante e la cella fornisce direttamente energia elettrica senza passare attraverso il rendimento di Carnot.

Si osservi che la trasformazione inversa consente di separare dall'acqua idrogeno ed ossigeno ricostituendo i componenti fondamentali di ingresso della cella. In questo senso si avrebbe, qualora si raggiungesse l'effettiva reversibilità, un ciclo ideale reversibile con rendimento di trasformazione unitario.

La cella a combustibile

Schema di funzionamento delle celle a combustibile e collegamenti elettrici



Tipologie di celle a combustibile

A seconda dell'elettrolita usato si hanno le seguenti celle a combustibile

Tipo	Denominazione	Elettrolita	Temp. [°C]
AFC	Alkaline Fuel Cell	Soluzione di idrossido di potassio	60 - 120
PEMFC	Proton Exchange Membrane Fuel Cell	Membrana a scambio protonico	20 - 120
PAFC	Phosphoric Acid Fuel Cell	Acido fosforico	160 - 220
MCFC	Molten Carbonate Fuel Cell	Carbonati fusi	600 - 650
SOFC	Solid Oxide Fuel Cell	Biossido di zirconio	850 - 1000



Celle di tipo alcalino - AFC

In questo tipo di celle, fra l'altro le più antiche e più utilizzate. Esse usano un elettrolita composto da una soluzione acquosa di KOH che viene trattenuto da una matrice di amianto. Funzionano a bassa temperatura (25-90 °C), hanno performance elevate e funzionano senza la necessità di utilizzare catalizzatori costosi. Presentano l'inconveniente grave dell'avvelenamento da CO₂ che obbliga ad usare reagenti di elevata purezza. Le piastre di interconnessione sono generalmente in nichel o in acciaio inossidabile o anche in plastica. Le connessioni elettriche sono effettuate all'esterno delle piastre. Come catalizzatori si possono utilizzare come Anodo: Platino o Nichel di Raney o Borro di Nichel e come Catodo: lega di Pt-Au o Ag.

L'elettrolita, come già detto, è una soluzione acquosa di idrossido di metallo alcalino e pertanto si può usare NaOH o KOH: quest'ultimo è preferito da quasi tutti i costruttori di questo tipo di celle e la concentrazione varia dal 30 al 45% (da 8 a 12 moli per litro). L'elettrolita può essere sia statico (come nelle applicazioni spaziali) che dinamico (posto in circolazione): in quest'ultimo caso l'elettrolita svolge anche la funzione di refrigeratore e di trasportatore dell'acqua di reazione anche se le probabilità di fuga è più elevata.



Celle ad acido fosforico - PAFC

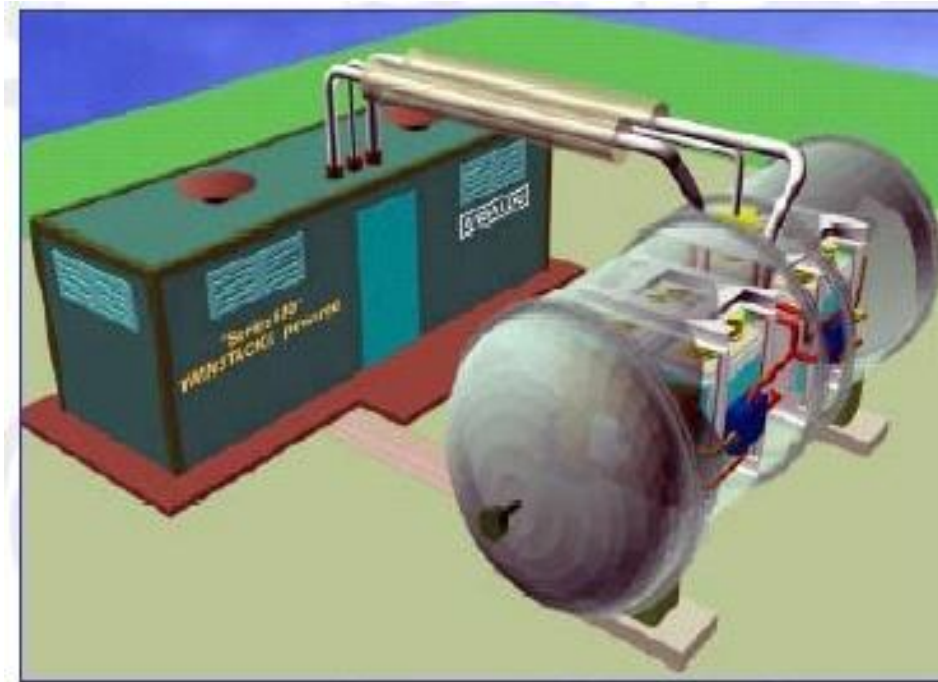
In queste celle si ha un elettrolita costituito da una soluzione concentrata di acido fosforico in una matrice di carburi di silicio. Si tratta di una tecnologia matura per impieghi stazionari ad esempio per la cogenerazione nei settori residenziali e nel terziario. Le taglie di potenza vanno da 200 kW ad 1 MW.



Celle a carbonati fusi - MCFC

L'elettrolita è composto da una miscela di carbonati alcalini (Li, Na, K) trattenuta da una matrice ceramica di LiAlO_2 . Questo tipo di celle presenta il vantaggio di poter avere il reforming del metano all'interno della cella e la possibilità di integrazione con cicli a gas o a vapore.

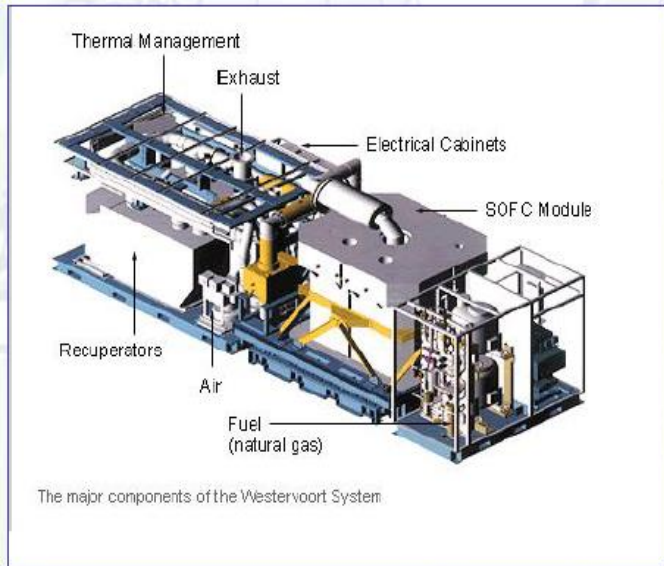
La temperatura massima di utilizzo è di 600-650 °C.



Celle ad ossidi solidi - SOFC

L'elettrolita è composto da un solido metallici non poroso, in genere ossido di zirconio drogato con ossido di ittrio. In queste celle è possibile operare il reforming del metano.

Presentano problemi di materiali ed hanno una temperatura massima di 800-1000 °C. L'alta temperatura è necessaria per assicurare una conducibilità sufficiente dell'elettrolita



Benefici delle celle a combustibile

Oltre ai benefici ambientali sopra discussi, l'uso delle fuel cells presenta notevoli vantaggi ingegneristici che qui si riassumono.

Flessibilità: Una fuel cell può lavorare con idrogeno proveniente da qualunque combustibile fossile oggi disponibile;

Potenza generata: la potenza generata da una FC di un assegnato volume è espressa in kWh/L. La ricerca sta sempre più incrementando questa potenza;

Condizioni operative: la temperatura di lavoro varia da 80 a 1000 °C, a secondo del tipo di cella, e quindi nettamente inferiore alla temperatura raggiunta nei motori a combustione (circa 2200 °C);

flessibilità del sito: una FC può essere collocata in qualunque area, anche residenziale, in quanto non provoca alcun inquinamento acustico, ambientale e non richiede permessi governativi;

Capacità di cogenerazione: il calore esotermico della reazione elettrochimica può essere utilizzato per riscaldare l'acqua o per soddisfare il fabbisogno di riscaldamento o di raffreddamento (con macchine ad assorbimento). Questo riutilizzo del calore incrementa il rendimento di una FC fino al 90%;

Risposta rapida a variazioni di carico: per soddisfare le richieste di potenza energetica e rispondere rapidamente alle variazioni di carico basta alimentare una FC con una maggiore quantità di combustibile. Vale il principio *more fuel more power*;

Semplicità ingegneristica: il funzionamento di una FC non prevede alcun organo di movimento e ciò determina un progetto più semplice, una maggiore affidabilità e silenziosità;

Sicurezza integrata: l'idrogeno può essere autoprodotta mediante reforming del gas naturale o altro processo tecnologico che utilizzi sia combustibili fossili o biomasse. Ciò contribuisce a ridurre la dipendenza dal petrolio e a temere meno le future crisi energetiche.

ENERGIA DAI RIFIUTI

PROF. ING. GIULIANO CAMMARATA

I Rifiuti come risorsa energetica

I *RSU* o loro assimilabili sono prodotti organici capace di fornire energia se opportunamente combustibili ed hanno un potere calorifico inferiore (*pci*) che varia da **1800 ÷ 4500 kcal/kg** a seconda della tipologia di prodotto.

Considerando una produzione realistica di *RSU* di **1.5 kg/p/g** (*kg di RSU per persona al giorno*) e la popolazione residente nel nostro paese ci si rende conto della enorme quantità di *RSU* disponibili giornalmente, senza considerare le altre produzioni quali quelle industriali e ospedaliere.

Si stima in **22.000.000 t/anno** la potenzialità di produzione di *RSU* in Italia .

Per dare un valore concreto, nella sola provincia di Catania si hanno circa **1.200 t/g** di *RSU* tal quale che potrebbe fornire (supponendo un valor medio del *pci*=2000 kcal/kg) circa **2.790.000 kWh** e cioè una quantità di energia corrispondente al consumo energetico familiare medio di circa **30.000** famiglie.

I *RSU* sono pertanto una risorsa, povera rispetto ad altre fonti energetiche, ma pur sempre una risorsa.

Iter di gestione dei rifiuti



I rifiuti urbani? una ricchezza

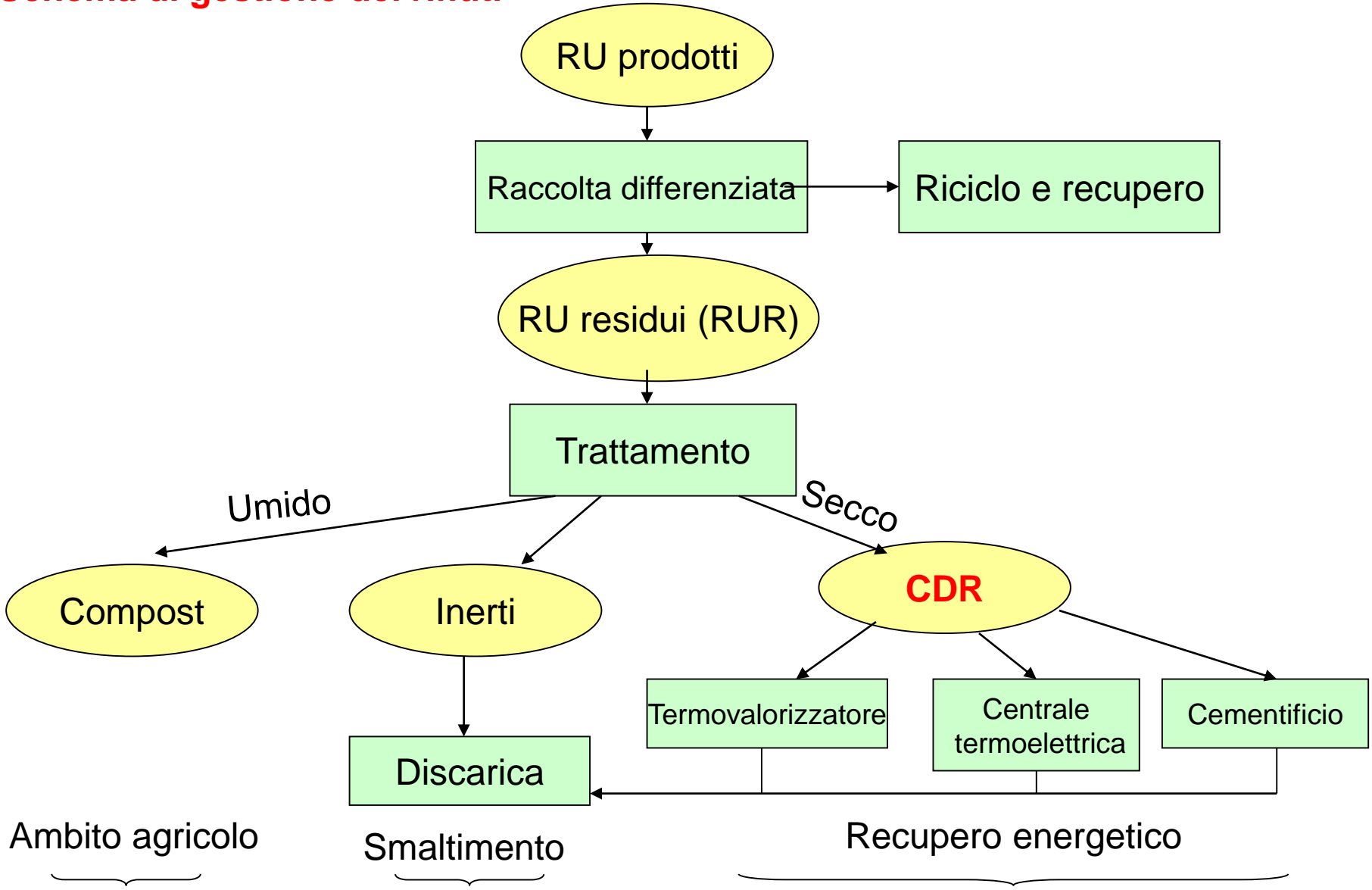
Termovalorizzazione: Incenerimento con recupero energetico

Decreto Legislativo 5 febbraio 1997 n. 22 – Decreto Ronchi

Non è un'alternativa alla raccolta differenziata ed al riciclo

Sistemi di gestione integrata dei rifiuti: tecnologie da applicarsi in serie

Schema di gestione dei rifiuti



Produzione CDR (Combustibile derivato dai rifiuti)

- Trattamento meccanico-biologico → Separazione e compattazione frazione organica secca da quella umida
- Essiccazione e stabilizzazione → Tamburi rotanti riscaldati a vapore

→ Fluff, pellets o mattonelle



Requisiti CDR a norma di legge

- Potere calorifico inferiore > 15 MJ/kg
- Umidità in massa 25% max
- Ceneri in massa 20% max
- Consentita una piccola quantità di plastiche non clorurate



TIPOLOGIA DI IMPIANTI DI TERMOVALORIZZAZIONE

IMPIANTI INCENERITORI A GRIGLIA

IMPIANTI INCENERITORI A LETTO FLUIDO

IMPIANTI A PIROLISI A FORNO ROTANTE

IMPIANTI A PIROLISI AL PLASMA

Produzione di energia da rifiuti

Negli ultimi due decenni si sono affermate alcune tecnologie per la termovalorizzazione e in particolare si ricorda: la combustione a griglia, la combustione a letto fluido, la pirolisi a bassa temperatura e, di recente, la pirolisi ad alta temperatura mediante reattori al plasma. Si tratta di tecnologie, vecchie e nuove, che presentano una serie di problematiche sia impiantistiche che operative.

Gli impianti di termovalorizzazione con forni a griglia sono probabilmente quelli più conosciuti e in Italia se ne hanno alcune realizzazioni (anche recenti, come a Brescia e Ferrara) perfettamente funzionanti.

Gli impianti a letto fluido possono considerarsi una evoluzione dei precedenti poiché utilizzano per la combustione il metodo delle caldaie circolanti a pressione atmosferica (ACFB) con sensibile riduzione della temperatura di combustione e maggior controllo delle emissioni atmosferiche. Un esempio si ha nell'impianto di Lomellina.

Produzione di energia da rifiuti

Gli impianti a pirolisi a bassa temperatura, sia endotermica che esotermica, si basano su conoscenze ormai secolari della scissione pirolitica dei legami molecolari delle sostanze organiche.

Nei forni rotanti pirolitici si raggiungono temperature dell'ordine di 500÷600 °C e, in atmosfera ridotta di ossigeno, avviene la scissione pirolitica dei rifiuti formando, in genere, *gas pirolitico* con residuo di *coke* detto di pirolisi.

Il gas così prodotto ha un *pci* di circa 4000÷5000 kcal/kg e può essere utilizzato, previo trattamenti di depolverizzazione, lavaggio e desulfurazione (in alcuni casi anche in relazione al tipo di rifiuto utilizzato) per far marciare una turbina a vapore ovvero anche, per gli impianti di piccola taglia (di solito al di sotto di 100.000 t/anno), motori endotermici con produzione diretta di energia elettrica. Il *coke* di pirolisi può essere utilizzato per alimentare forni, come carbonella o per alimentare un impianto di *cracking* per produrre altro gas di sintesi.

Gli impianti a pirolisi ad alta temperatura sono i più recenti e rappresentano un salto tecnologico nella termovalorizzazione dei RSU.

Essi possono trattare praticamente tutte le tipologie di rifiuti (solidi o liquidi) e producono *syngas* e residui solidi basaltici.

Sistemi a pirolisi a bassa temperatura

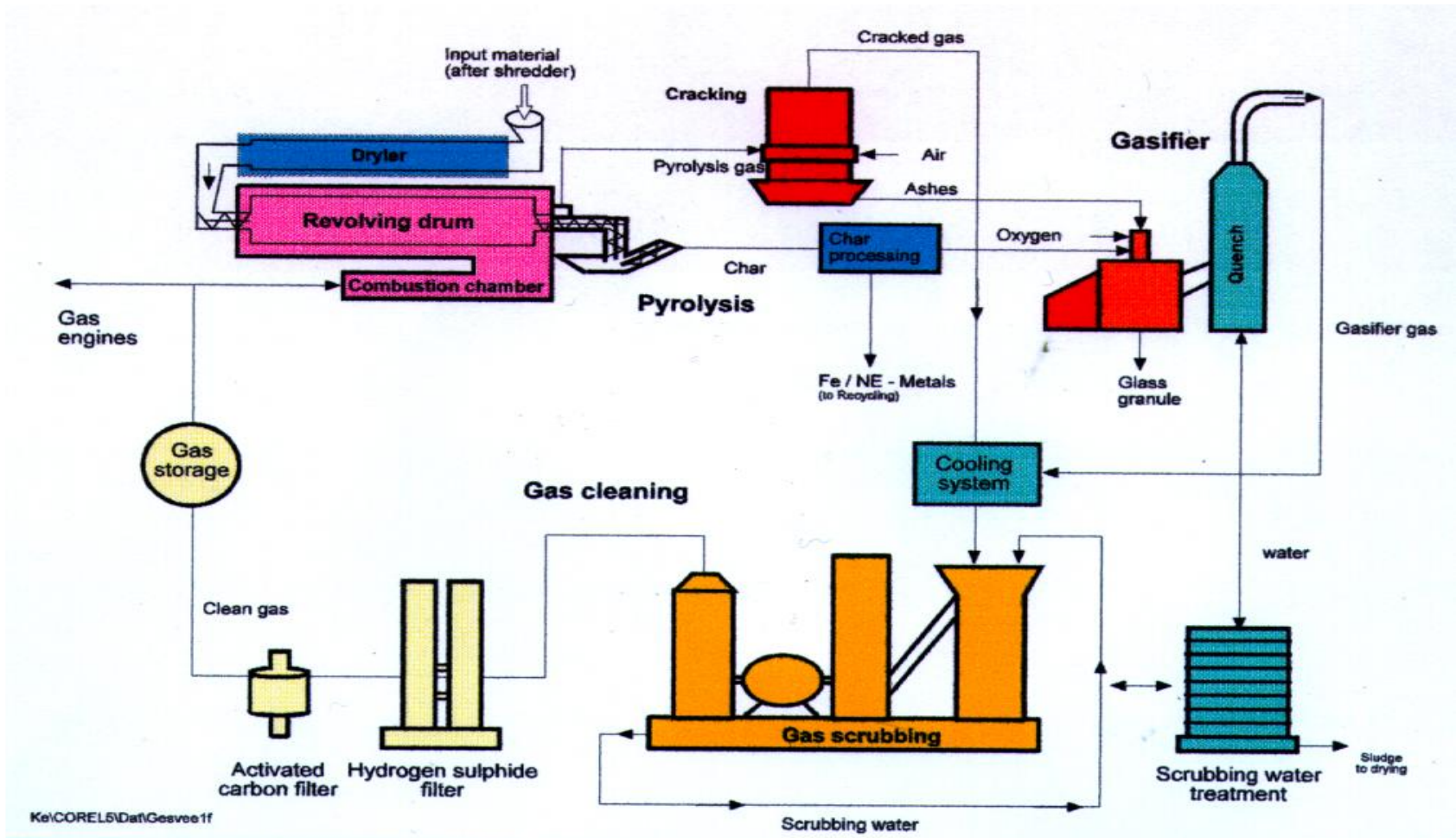
La pirolisi è un processo chimico di *scissione dei legami delle molecole organiche* in atmosfera priva (o scarsamente presente) di ossigeno in modo da ottenere gas (detto *gas di sintesi* o *syngas*) e prodotti residuali solidi.

La pirolisi e la gassificazione conseguente ottengono principalmente i seguenti risultati:

- Riduzione dei problemi di deposito degli RSU in discarica attraverso la riduzione dei volumi in gioco e la scomposizione termica definitiva di prodotti potenzialmente pericolosi
- Trattamento specifico dei materiali (RSU) in entrata.
- trattamento decentralizzato degli RSU con minori contaminazioni ambientali.
- Conversione di materiali - per i quali non sarebbe possibile alcun riutilizzo - in materiali utilizzabili (residui carboniosi, metalli) ed energia.
- Un notevole contributo alla riduzione di emissioni di anidride carbonica in quanto tale processo è sostitutivo della abituale produzione di energia mediante combustibili fossili.
- Un composto carbonioso residuo della pirolisi. Nei processi industriali esistenti i metalli, ferrosi e non, in esso ancora presenti vengono estratti e lo stesso può, in seguito, essere utilizzato come carbone attivo negli impianti di filtrazione, come sostanza porosa per la produzione di mattoni o come combustibile nelle centrali termoelettriche. Lo si può inoltre sottoporre al processo di gassificazione.
- Attraverso la gassificazione il residuo carbonioso della pirolisi viene convertito in granuli vetrosi completamente inerti dal punto di vista chimico-fisico che possono essere offerti quali prodotti per l'industria edile o inviati in discarica senza restrizioni ambientali di sorta.

Grazie alla sua stabilità chimica intrinseca tale materiale può essere immagazzinato dovunque per periodi illimitati senza che si renda necessaria alcuna precauzione.

Impianto a pirolisi a bassa temperatura



Produzione dell'energia elettrica

Il *syngas* ottenuto dal processo di pirolisi, lavato e depolverizzato, può essere utilizzato, in virtù del suo potere calorifico di circa 4000 kcal/kg o 16000 kJ/kg, per far marciare un impianti di produzione di energia elettrica.

Negli impianti di taglia superiore ai 150.000 t/anno si ha una buona produzione di gas e la taglia degli impianti giustifica un ciclo a vapore del tipo Hirn, raggiungendo rendimenti termodinamici superiori al 33%.

Per impianti di piccola taglia (potenza complessivamente prodotta < 10 MWe) si possono usare motori endotermici che, utilizzando il *syngas* come combustibile, producono energia elettrica mediante accoppiamento diretto con un alternatore.

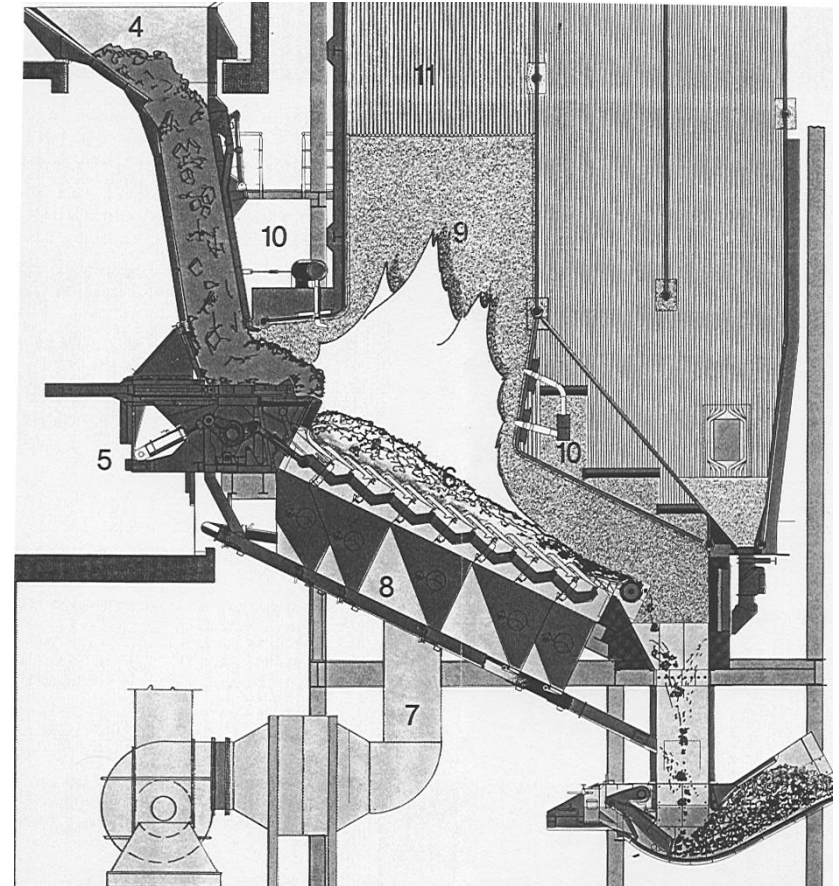
Naturalmente questa tipologia di impianti ha rendimenti del 20÷24 % e quindi molto inferiori rispetto ai cicli a vapore, pur con una sensibile economia di acquisto. Inoltre questi impianti sono compatti e richiedono una manutenzione ridotta soprattutto per la mancanza della turbina a vapore che richiede un'attenzione continua ed una manutenzione programmata.

Termovalorizzatori a griglia

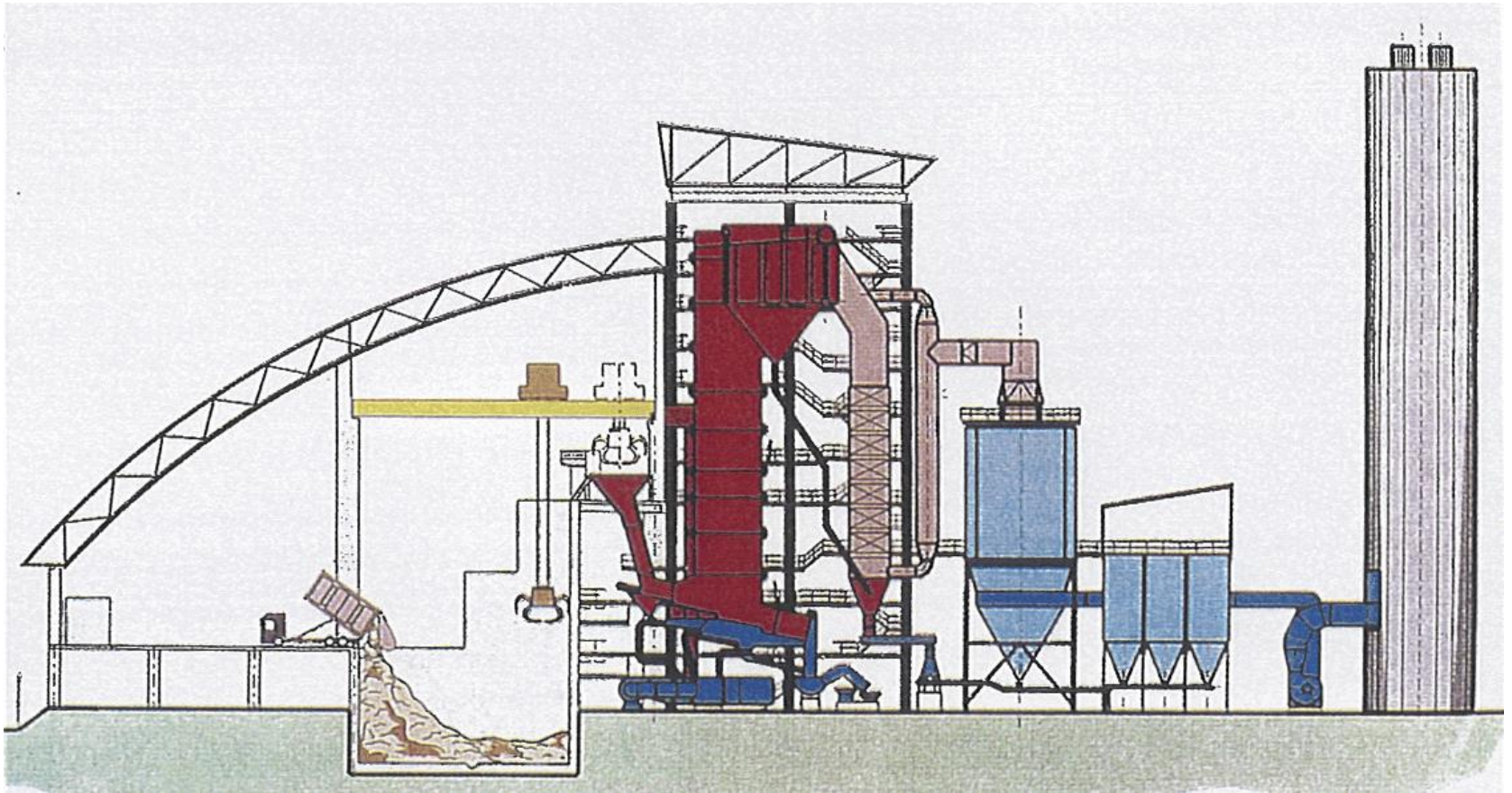
L'elemento fondamentale dei forni a griglia è la griglia di combustione.

Data la natura composta del combustibile usato (CDR) e della variabilità del suo *pci* occorre avere una griglia che consenta la combustione più completa possibile variando la quantità d'aria di combustione in funzione anche della qualità (termica e dimensionale) del pezzame.

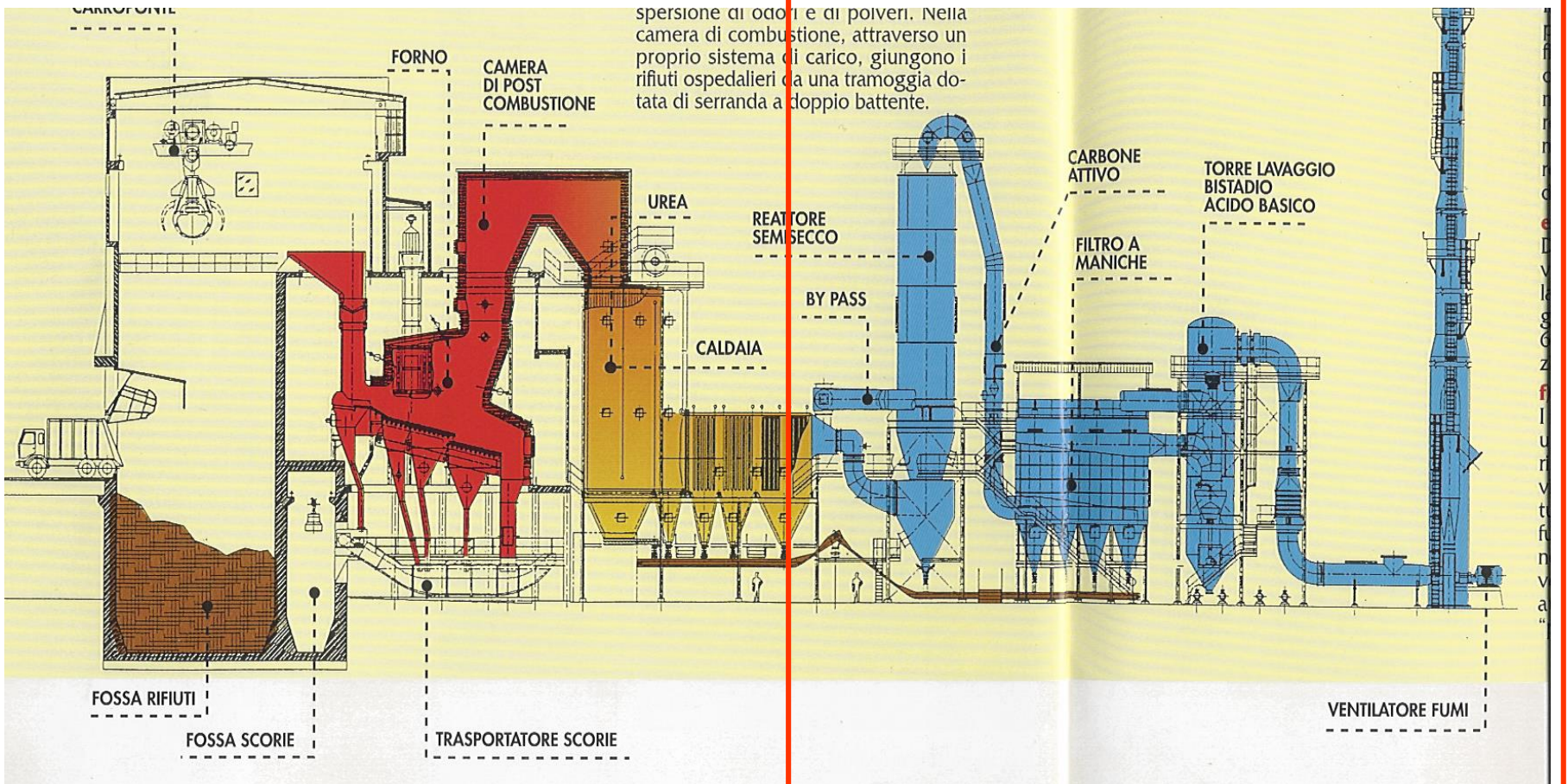
In figura si ha lo schema funzionale di una delle più usate griglie di combustione per CDR, la griglia *Martin*.



Tipico impianto a griglia



Impianti a Griglia

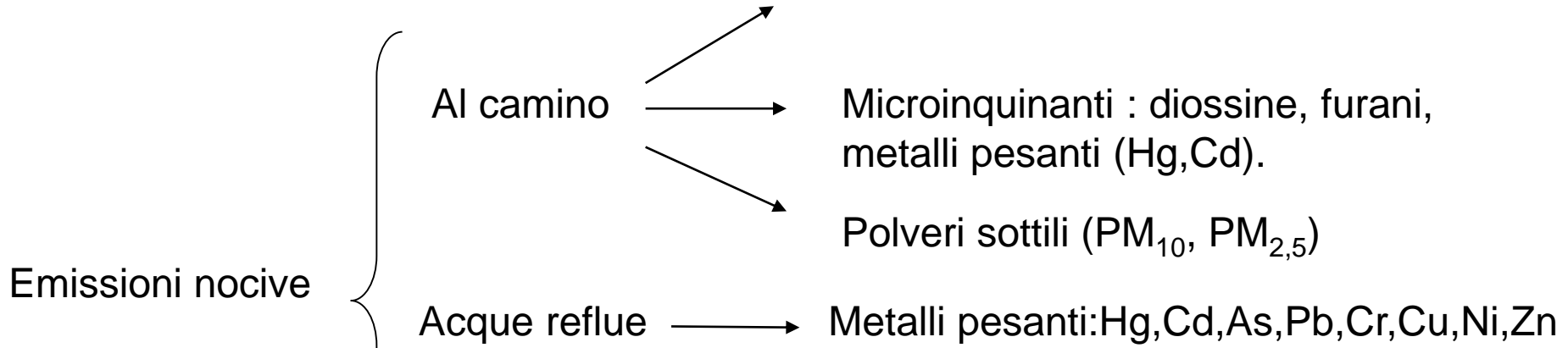


spersione di odori e di polveri. Nella camera di combustione, attraverso un proprio sistema di carico, giungono i rifiuti ospedalieri da una tramoggia dotata di serranda a doppio battente.

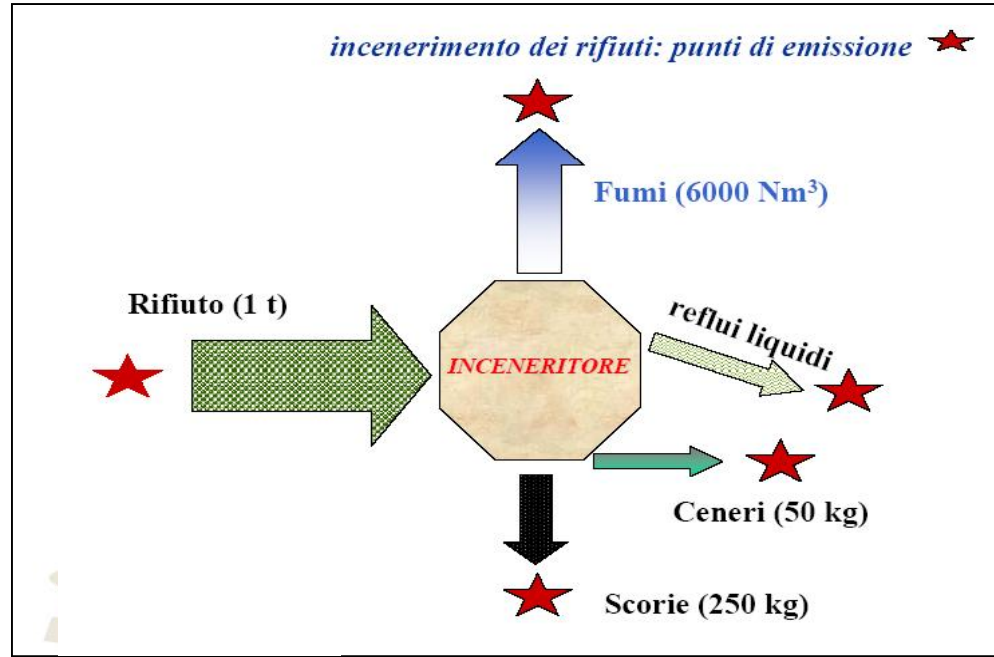
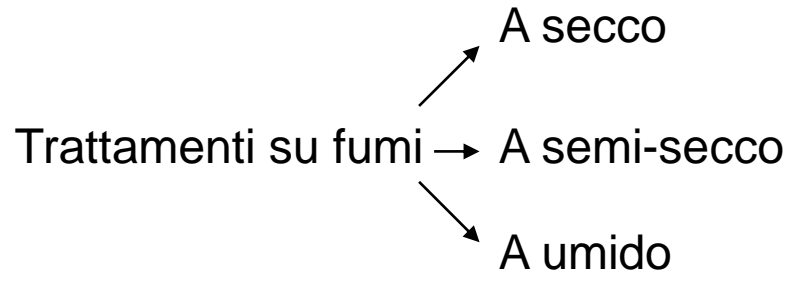
SEZIONE FILTRANTE

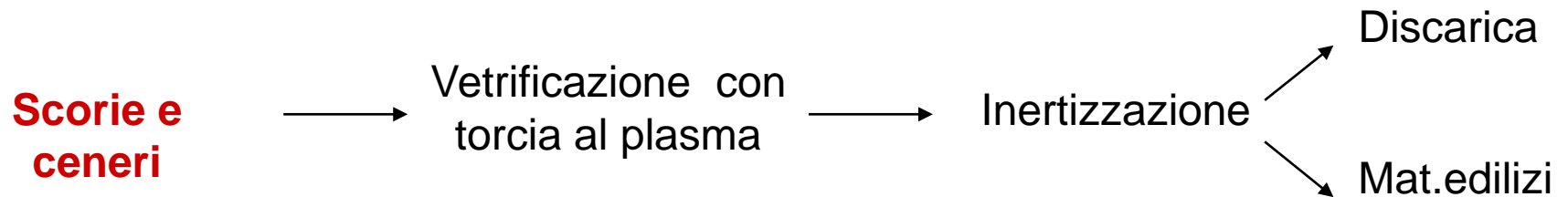
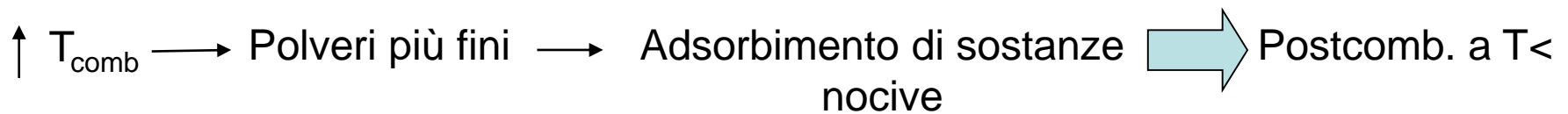
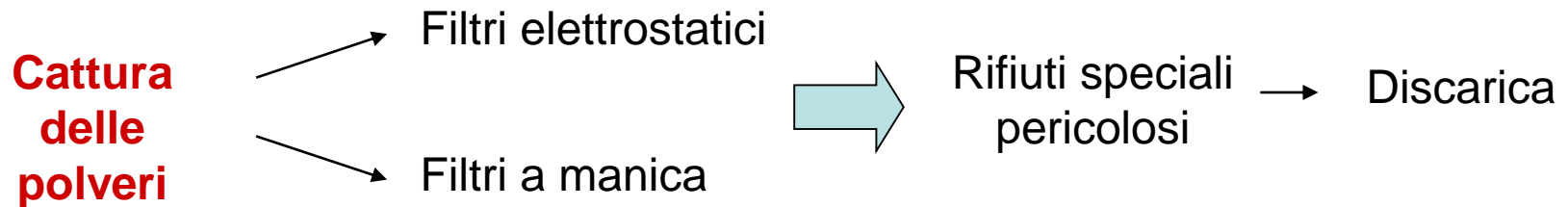
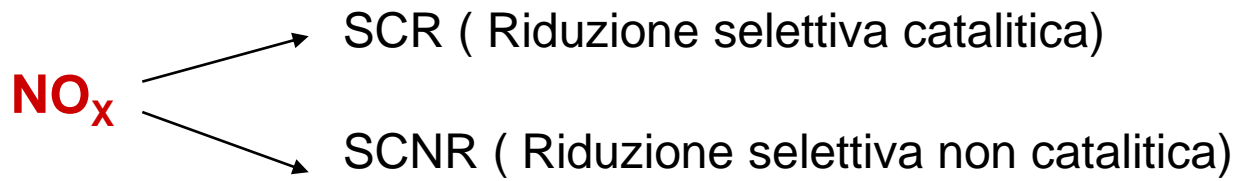
Termovalorizzatore di Ferrara

Impatto ambientale



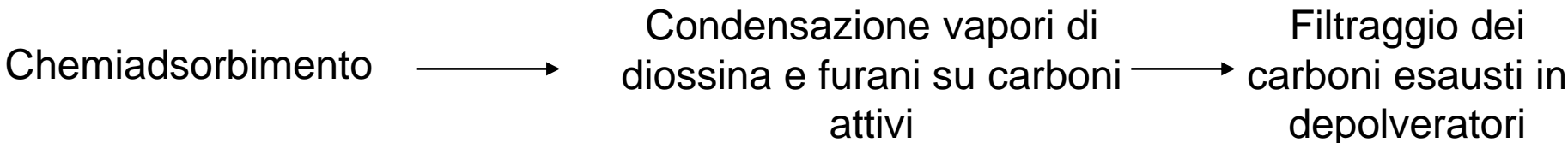
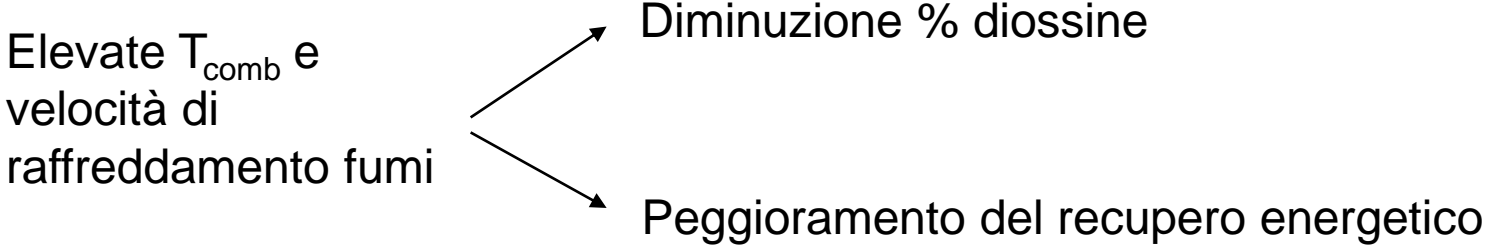
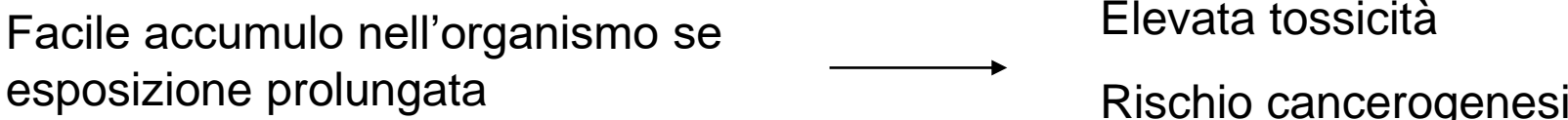
Ceneri e scorie



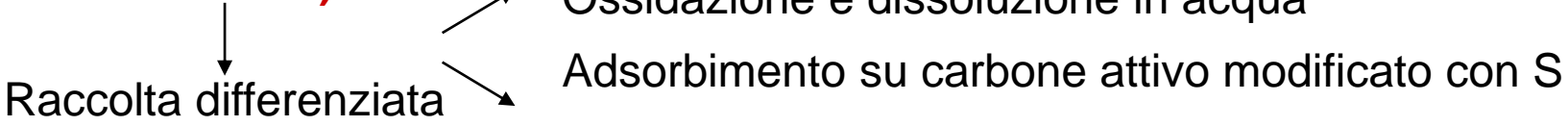


Diossine : composti organici aromatici clorurati, conseguenti alla combustione di PVC

Furani: composti organici eterociclici aromatici



Metalli pesanti (Hg da batterie)



Reazione comunitaria per impianti a griglia

Le centrali di termovalorizzazione con forni a griglia presentano notevole difficoltà di accettazione da parte delle popolazioni vicine al sito dell'impianto per il timore di fughe di diossine e furani nel caso di malfunzionamento delle apparecchiature di controllo.

La *Valutazione di Impatto Ambientale* presenta, pertanto, difficoltà non facili da superare per gli aspetti sociali.

In alcune regioni d'Italia si sono avuti rifiuti decisi delle autorità locali e delle popolazioni interessate per la costruzione di nuove centrali di termovalorizzazione a griglia. Il loro inserimento può risultare più agevole in zone industriali o comunque lontane dai centri abitati.

Impianti a letto fluido

Queste rappresentano un'evoluzione delle centrali con forni a griglia viste in precedenza ed utilizzano la combustione detta *a letto fluido* che si ottiene insufflando aria dal basso in quantità (e quindi portata) tale da far assumere alla massa di materiale la caratteristica di un fluido. Le particelle non sono più coese come di solito sono in assenza del galleggiamento provocato dal flusso di aria.

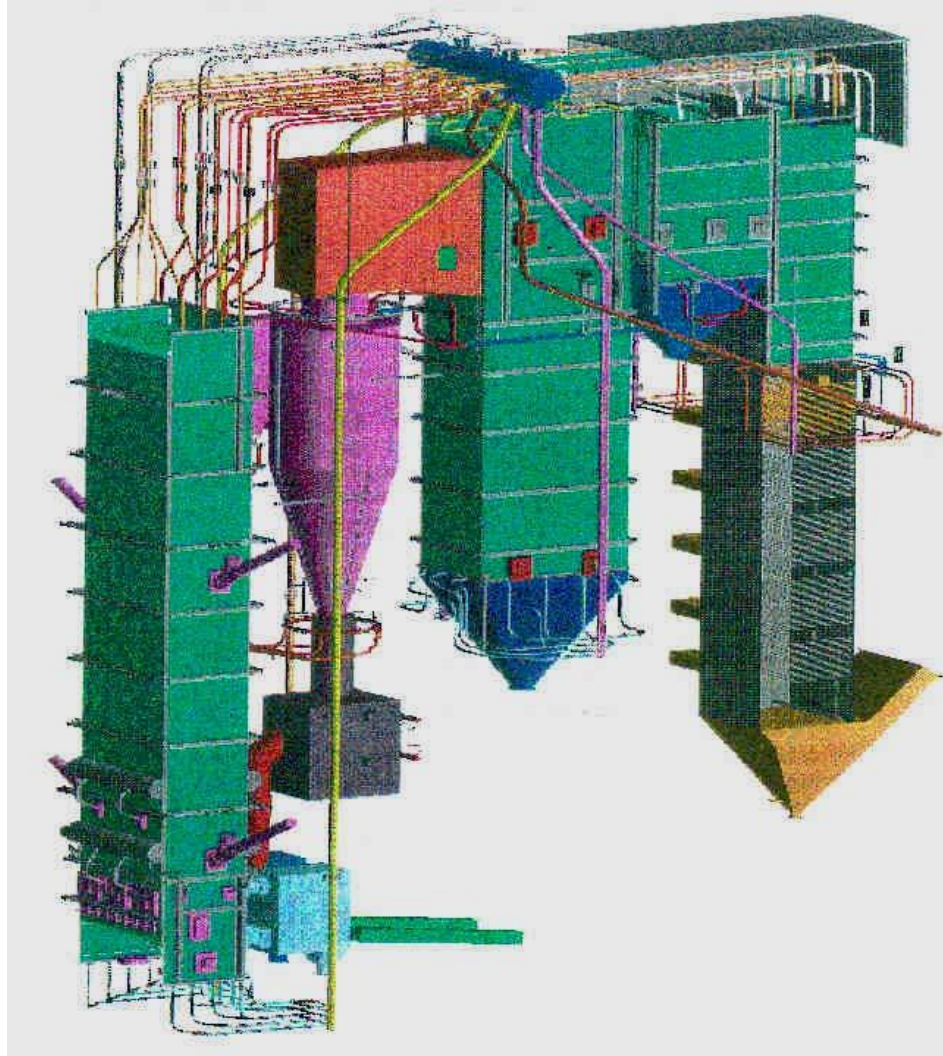
Si osserva, infatti, che all'aumentare della velocità dell'aria insufflata, si ha un andamento crescente delle perdite di carico fino a quando le particelle (di piccolo diametro, di solito dell'ordine di qualche millimetro) iniziano una specie di galleggiamento che fa assumere alla massa un comportamento tipico dei fluidi.

Se allora si utilizza un volume di controllo nel quale si manda aria dal basso e particelle di materiale (coke di carbone o di *CDR*) immesse lateralmente si ha, per opportune portate dell'aria, la formazione del *letto fluido*. In queste condizioni.

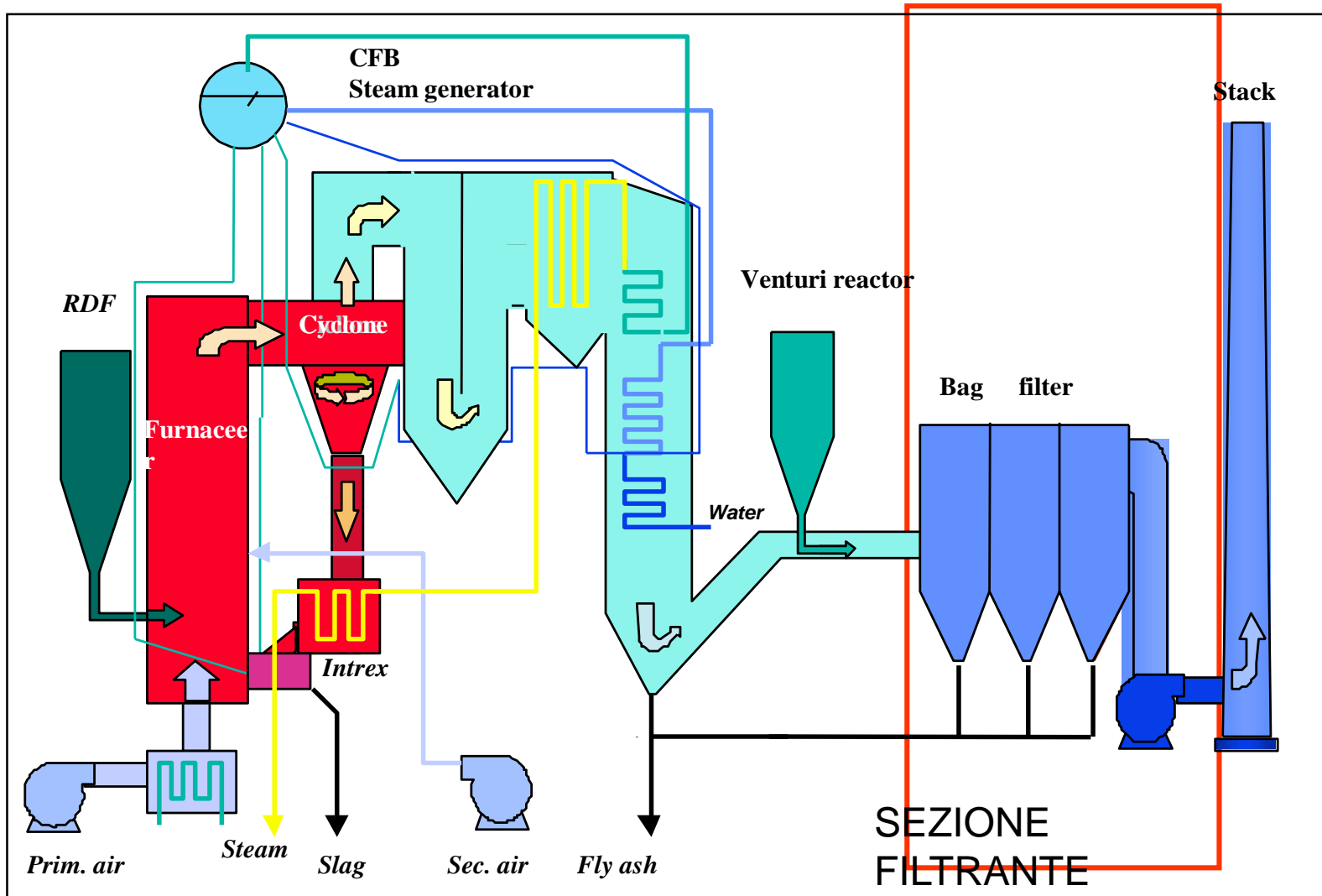
In un cilindro (*riser*) si insuffla aria dal basso e si alimenta (con *CDR* ridotto in piccole particelle mediante apposito frantumatore) lateralmente. L'aria di insufflaggio è in quantità sufficiente alla combustione e pertanto si ha, all'interno del combustore, una combustione continua ad una temperatura che va dai 900 °C a 850°C.

Nei sistemi a *letto fluido circolante* il trasporto del materiale di combustione è sensibile e tale da innescare una circolazione che viene controllata da un condotto discendente (*downcomer*) che riporta le particelle *elutriate* all'ingresso del combustore principale.

Impianti a letto fluido - caldaia



Impianti a letto fluido



Impianti a letto fluido

La combustione a *letto fluido* presenta notevoli vantaggi rispetto alla combustione normale a griglia. La temperatura di combustione è in genere più bassa (circa 900 °C rispetto a circa 1200 °C dei forni a griglia tradizionale) e questo consente di avere una minore quantità di diossina prodotta. Inoltre alla base del reattore principale si possono aggiungere additivi chimici (di solito CaCO_3 o solfati) che abbattano gli ossidi CO_x ed NO_x nei fumi.

Si ha anche una minore dimensione (circa il 40% in meno) della caldaia e quindi un minor costo dei materiali (acciai) necessari per costruire questi impianti. Per contro si ha un *maggior dispendio di energia per l'insufflamento dell'aria* e il mantenimento delle condizioni di innesco del *letto fluido circolante*. Anche il controllo di questi impianti è notevole dovendo assicurare sempre le condizioni sia termodinamiche di combustione che fluidodinamiche di circolazione a letto fluido.

Le centrali a *letto fluido* necessitano di un pretrattamento dei RSU (45-50% del tal quale) così come visto per quelle a griglia. Da questa sezione di preparazione viene prodotto il CDR (*Combustibile da Rifiuti*) che viene poi ridotto in minutissime particelle mediante un mulino.

Rispetto alle centrali a griglia *sono più ridotte le sezioni di filtraggio dei fumi* per la minore pericolosità dei prodotti di combustione proveniente dalla combustione controllata a *letto fluido*.

Anche la produzione di ceneri appare più ridotta rispetto alle caldaie a griglia (10% rispetto al 30-35%) e quindi i costi di gestione e di trasporto a discarica sono sensibilmente minori.

Impianti al Plasma ad alta temperatura

Le prime *torce al plasma* sono state sviluppate ed utilizzate nell'industria metallurgica e chimica e in particolare per:

- fusione dei rottami
- recupero dell'alluminio, nell'industria chimica
- produzione di Acetilene dal gas naturale
- produzione di materiali speciali

L'idea di base degli impianti al plasma è di utilizzare le torce al plasma per gassificare (cioè produrre *syngas* mediante pirolisi ad alta temperatura) i RSU.

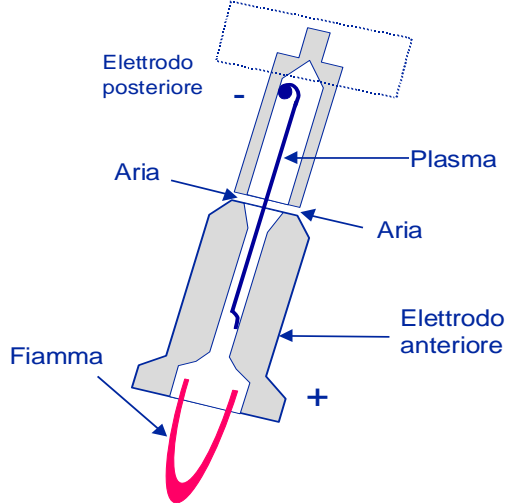
L'elemento innovativo di questa tecnologia è la *torcia al plasma* che, come si vedrà fra poco, è capace di produrre del plasma a temperature elevatissime (le maggiori raggiunte in processi industriali controllati) e tali da provocare una dissociazione termochimica di tutto ciò che viene investito.

Se il materiale dissociato è di tipo organico allora si produrrà gas di sintesi e quindi energia altrimenti si provocherà solamente la fusione del materiale metallico o di qualunque altra natura. Quest'ultimo procedimento viene oggi utilizzato per fondere materiali metallici alluminosi (lattine usate) per avere nuovamente materia prima per nuovi utilizzi.

La torcia al plasma

SCHEMA DELLA TORCIA AL PLASMA

T.A. P. a polarità diretta



T.A. P. a polarità inversa

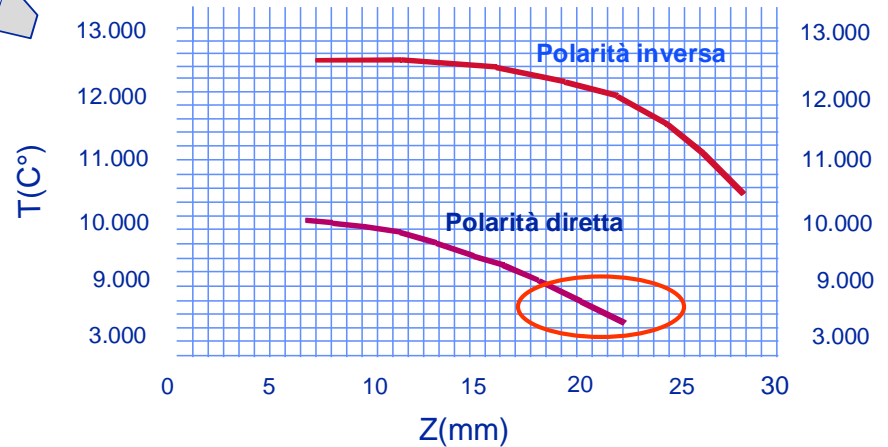
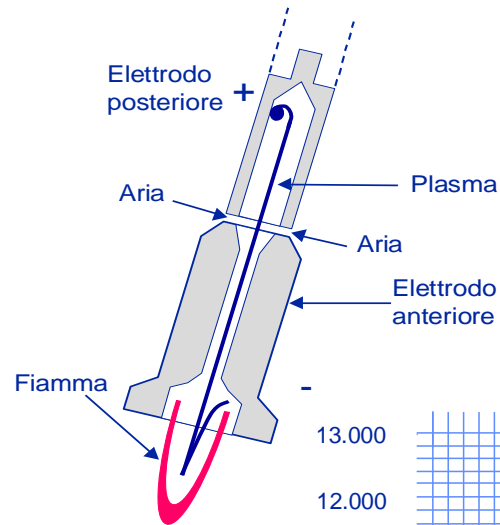
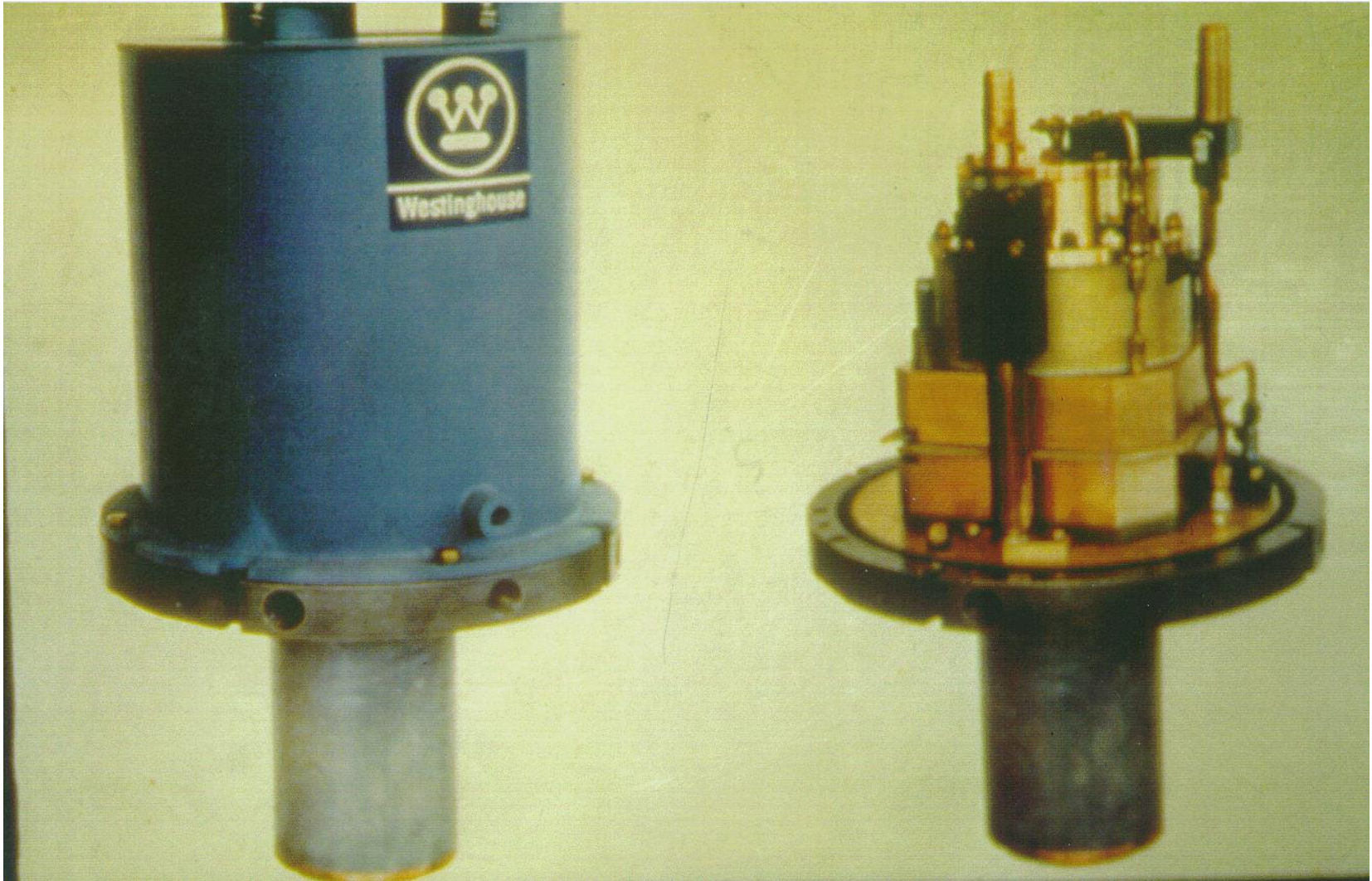
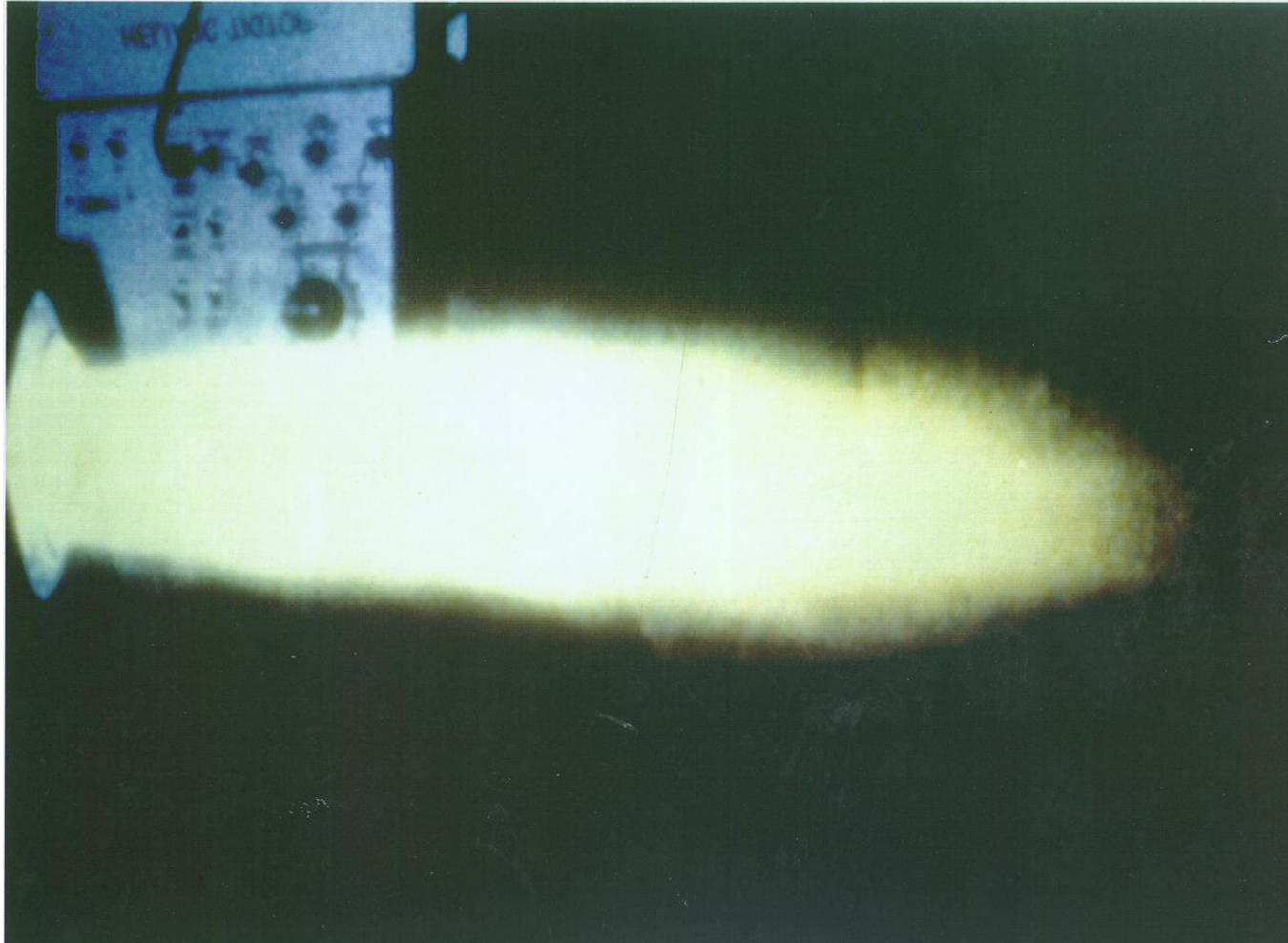


Foto Della Torcia Mach 11 Westinghouse®



Getto della torcia al plasma



Attacco della torcia al reattore

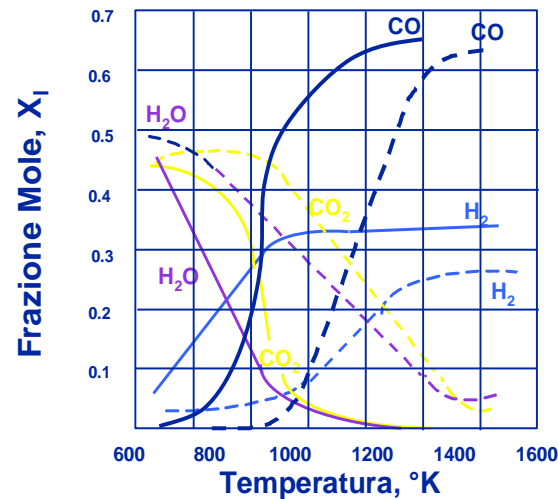


Reazioni stabili ad alta temperatura

REAZIONI DI EQUILIBRIO



DIAGR. DI EQUILIBRIO
sistema C-H-O



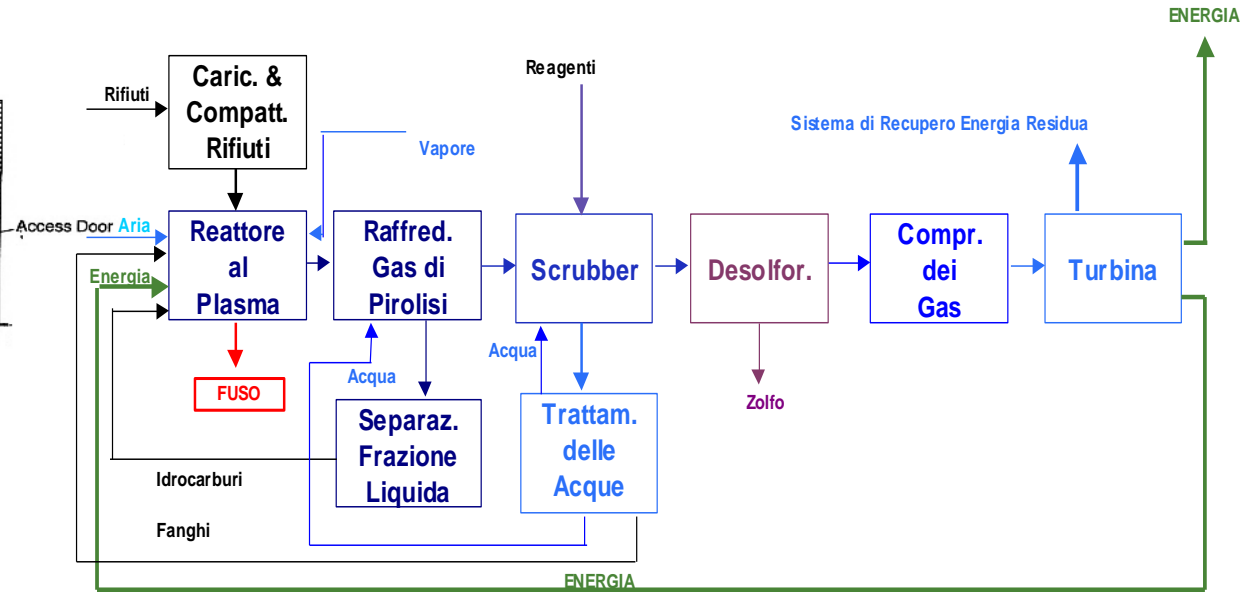
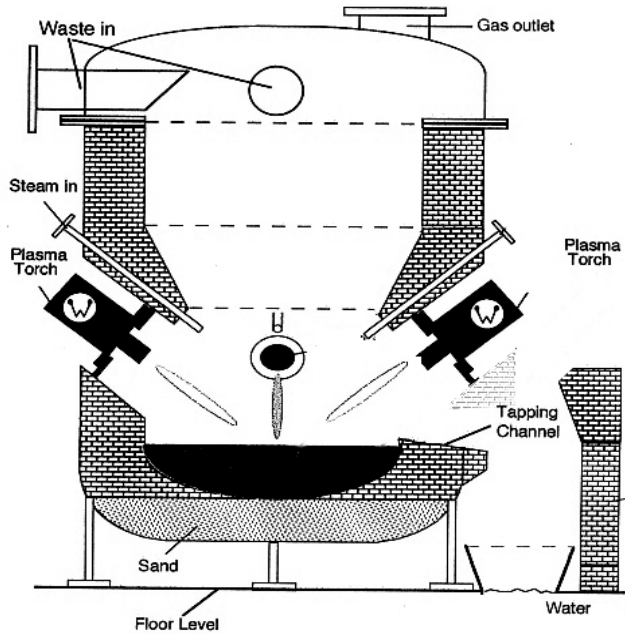
Hydrogen	41.2%
Nitrogen	17.0%
Oxygen	0.3%
Carbon Monoxide	29.7%
Methane	3.2%
Carbon Dioxide	8.3%
Acetylene	0.2%
Ethylene	0.1%

SLAG COMPOSITION

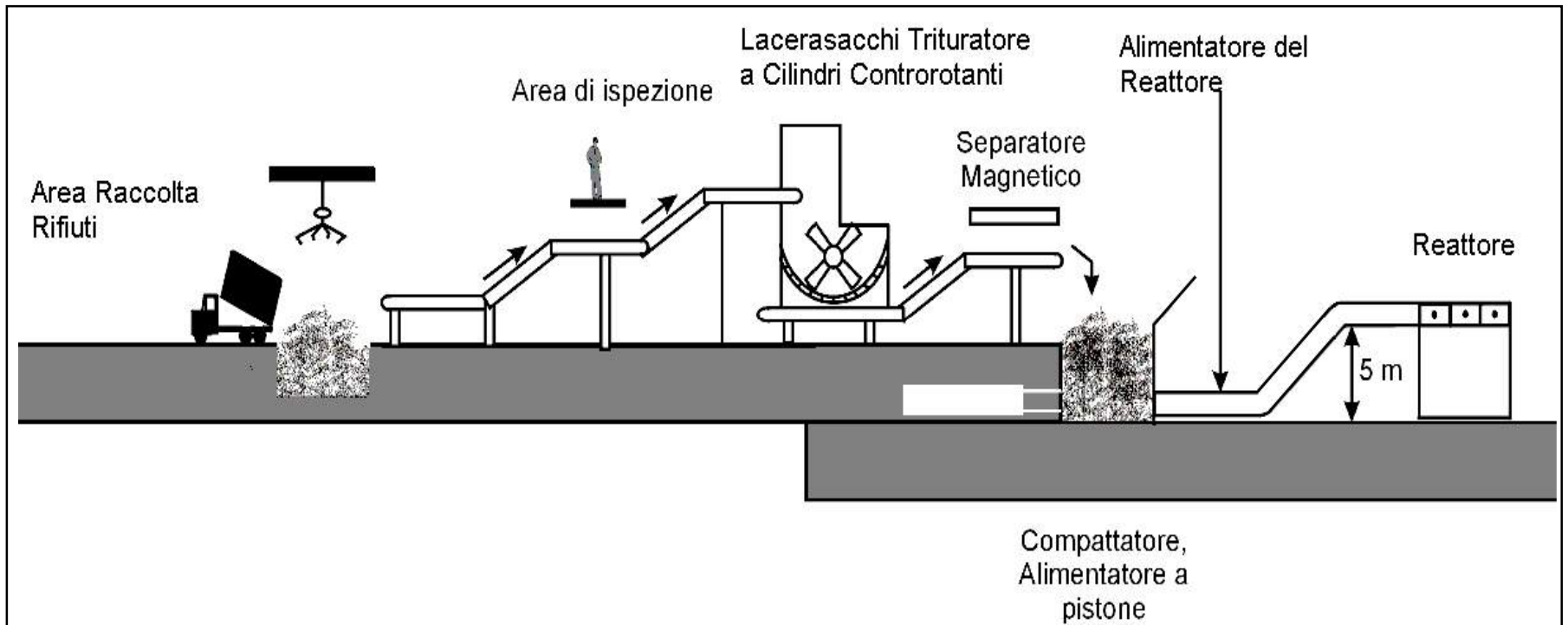
(major elements only - in oxide form)

Aluminum	18.0%
Calcium	14.6%
Iron	3.3%
Magnesium	4.0%
Manganese	0.2%
Phosphorus	0.8%
Potassium	1.9%
Silicon	49.7%
Sodium	5.1%
Titanium	1.1%
Total	98.7%

Schema di un reattore al plasma



Layout di un impianto al plasma



Caratteristiche di un impianto al plasma

- E' ecologico (non è una combustione!);
- Non emette fumi e sostanze tossiche quali Diossine e Furani;
- Non produce ceneri;
- Non produce scorie di fondo;
- E' economico e redditizio;
- Ha dimensioni ridotte - fino a 30% di risparmio sull'investimento (rispetto a inceneritore convenzionale);
- Produce energia in eccesso rispetto a quella necessaria al suo funzionamento;
- E' flessibile in quanto può trattare insieme di rifiuti quali RSU-RSA anche umidi (fino al 70% u.r.), metalli, plastiche e vetro, copertoni e rifiuti ospedalieri, ceneri agricole e da allevamenti, ecc.;
- E' modulare: da 150 a oltre 5.000 ton/giorno (RSU/RSA);
- La torcia può funzionare dal 30 al 110% della sua potenza nominale e ciò garantisce una maggiore operazionalità di questi impianti rispetto ad altre tipologie;
- Dimensioni ridotte dell'impianto con superfici coperte da un minimo 1.500 m² a un massimo di 10.000 m² (superficie totale da 1 a 5 ettari) con un'altezza 10-15 m;
- Acque integralmente riciclate per uso interno;
- Può essere costruito anche in cava dismessa e da recuperare;
- Un impianto medio (250÷300 ton/giorno) può essere alimentato giornalmente da 14-20 autocompattatori.

Caratteristiche di un impianto al plasma

REQUISITI	IMPIANTO PLASMA	INCENERITORI
Preselezione	Non Necessaria	Necessaria
Essiccamento	Non Necessario	Necessario
Umidità Ammissibile	65 - 75 %	20 - 35 %
PUÒ TRATTARE		
Generi	SI	NO
Rif. Osped.	SI	SI, se specifico
Rif. Industr.	SI	SI, se specifico
Tossici & Nocivi	SI	SI, solo in qualche caso



RES. ULTIMO	IMPIANTO PLASMA	INCENERITORI
Generi Volanti	NO	SI
Discariche Speciali	NO	SI
Generi di fondo	NO	SI
Materia Prima Ultima	SI	NO



Impianti al plasma per smaltimento di amianto

In Francia è stato costruito nel 2001 da Europlasma un impianto per lo smaltimento di amianto mediante torce al plasma.

L'impianto può eliminare in sicurezza 22 t/giorno di materiali contenenti amianto (provenienti da dismissioni civili e/o industriali) per un totale di 8000 t/anno.

Lo slug prodotto nell'impianto viene vetrificato per produrre elementi decorativi o mattonelle per pavimentazione stradale.



Smaltimento di rifiuti speciali

I rifiuti speciali (ospedalieri, industriali e nocivi) richiedono una procedura di smaltimento controllata. Di solito gli impianti a pirolisi a bassa temperatura, griglia e a letto fluido possono smaltire i rifiuti ospedalieri e industriali purché vengano dotati di particolare griglie di alimentazione separate da quelle per i RSU e assimilabili.

I fanghi di scarico industriali e da espurgo di pozzi possono ancora essere smaltiti da queste tipologie di impianto e vengono utilizzate diverse tecniche per alimentare i forni. Ad esempio si possono mescolare i fanghi in percentuale con i RSU in modo da formare un impasto non eccessivamente molle. Nei forni rotanti a pirolisi si può avere una bocca di alimentazione separata che alimenta, a cicli alterni, i forni stessi.

Per i rifiuti tossici e radioattivi (terre contaminate, prodotti di scarto dell'industria nucleare, ...) i mezzi di smaltimento non sono molti. Per decenni si è utilizzata la torcia al plasma per vetrificarli e renderli quindi non lisciviabili.

Pertanto gli impianti al plasma per RSU possono, con una alimentazione separata e controllata, smaltire qualsivoglia tipologia di prodotti.

ECONOMIA DELL'IDROGENO

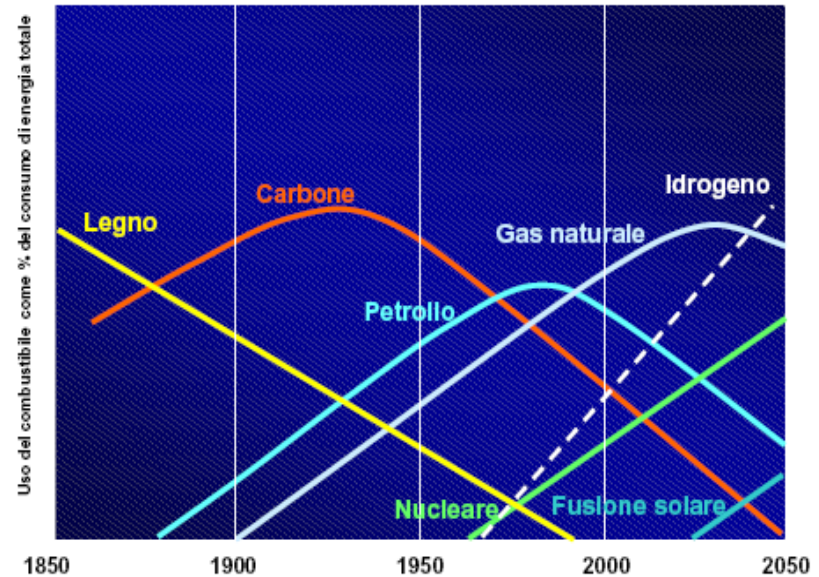
PROF. ING. GIULIANO CAMMARATA

Perchè l'Idrogeno

Prima di parlare dell'idrogeno occorre fare alcune precisazioni anche concettuali anche per prevenire certe deformazioni mentali causate dalla diffusione di notizie di scarso valore scientifico.

L'idrogeno, insieme all'energia elettrica, è un *vettore di energia* in grado di garantire la minimizzazione delle emissioni. Esso, inoltre, permette lo stoccaggio (*ancora meglio dell'energia elettrica*) ed offre una maggiore flessibilità nella gestione della domanda energetica. Infine va ancora sottolineato il fatto che l'idrogeno è molto flessibile negli utilizzi in una vasta gamma di applicazioni (ad esempio stazionarie, trasporti, portatili).

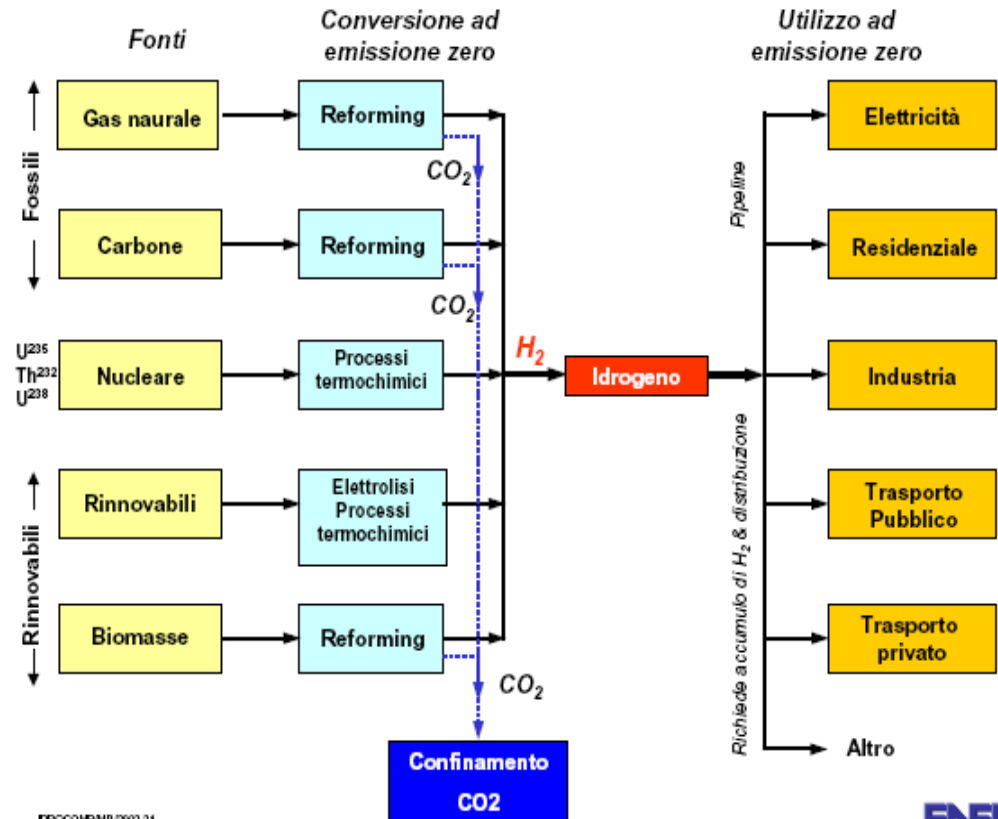
In Figura si ha l'andamento della tendenza all'utilizzo delle varie fonti di energia ed è possibile osservare immediatamente come le uniche fonti in prevedibile crescita sono quelle derivanti dall'energia nucleare, dalla fusione nucleare, dall'energia solare e, soprattutto, dall'idrogeno. Le fonti petrolifere sono date in decrescita nella seconda parte del 2000.



Scenari possibili con l'idrogeno

L'uso dell'idrogeno prospetta nuovi scenari possibili. Esso può essere prodotto da combustibili fossili (previa conversione degli stessi e separazione della CO₂) e quindi può essere considerato come il modo più pulito di utilizzo di questi combustibili. L'idrogeno può essere prodotto anche da altre fonti (rinnovabili, nucleare) senza emissione di CO₂. Infine il suo utilizzo non genera gas serra (CO₂) né altri inquinanti sia per applicazioni nei trasporti che per produzione di energia elettrica.

Grazie a queste caratteristiche uno scenario energetico basato nel breve termine sull'uso dell'idrogeno consentirebbe di contenere l'effetto serra senza rinunciare ai combustibili fossili e lasciando tempo per sviluppare nuove fonti energetiche (*fusione nucleare*).



L'idrogeno nei trasporti

Per quanto riguarda le applicazioni relative al trasporto, l'idrogeno può essere usato sia in celle a combustibile che in motori a combustione interna. Con le celle a combustibile utilizzando idrogeno puro si avrebbero veicoli veramente ad emissione zero producendo solo acqua. Inoltre il rendimento delle celle a combustibile è due - tre volte superiore a quello dei veicoli tradizionali, a pari prestazioni in termini di autonomia, velocità ed accelerazione.

Molti costruttori hanno sviluppato autovetture con celle a combustibile, settore oggi di grandissimo interesse e sviluppo. La Fiat sta attivamente ricercando la configurazione ottimale dell'auto alimentata con fuel cells.

Le caratteristiche della Fiat 600 FC sono indicate in figura. Si osservi il notevole ingombro e il peso del sistema FC - Motore elettrico e la ridotta capacità del serbatoio. Si tratta comunque di un prototipo sul quale fare esperienza e non è ancora



Veicolo Elettrico



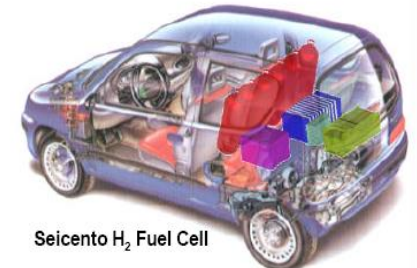
Seicento Elettra

Emissioni Locali : 0 g/km CO₂

Barriere di Mercato :

- Bassa Autonomia
- Elevato Costo

Veicolo a Celle di Combustibile



Seicento H₂ Fuel Cell

Emissioni Locali : 0 g/km CO₂

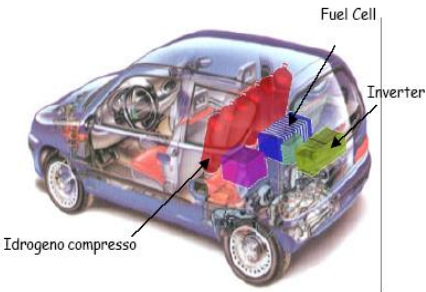
Tecnologia Embrionale :

- Mancanza Infrastrutture
- Elevato Costo

Caratteristiche di una Fiat 600 a FC e di un autobus

Caratteristiche principali

- Carico utile **2 persone**
- Peso in marcia **1220 kg**
- Batterie al Pb **216 V - 9 kWh**
- Motore induzione **15/30 kW, 123 Nm**
- Fuel Cell PEM **7 kW max**
- Serbatoio H₂ **54 l @ 200 bar**



Prestazioni del veicolo

- Accelerazione 0-50 km/h **8 s**
- Velocità massima **100 km/h**
- Tempo ricarica/rifornimento **<10 min**
- Autonomia (ciclo UDC) **100 km**
(+40 km with battery)



Prestazioni del veicolo

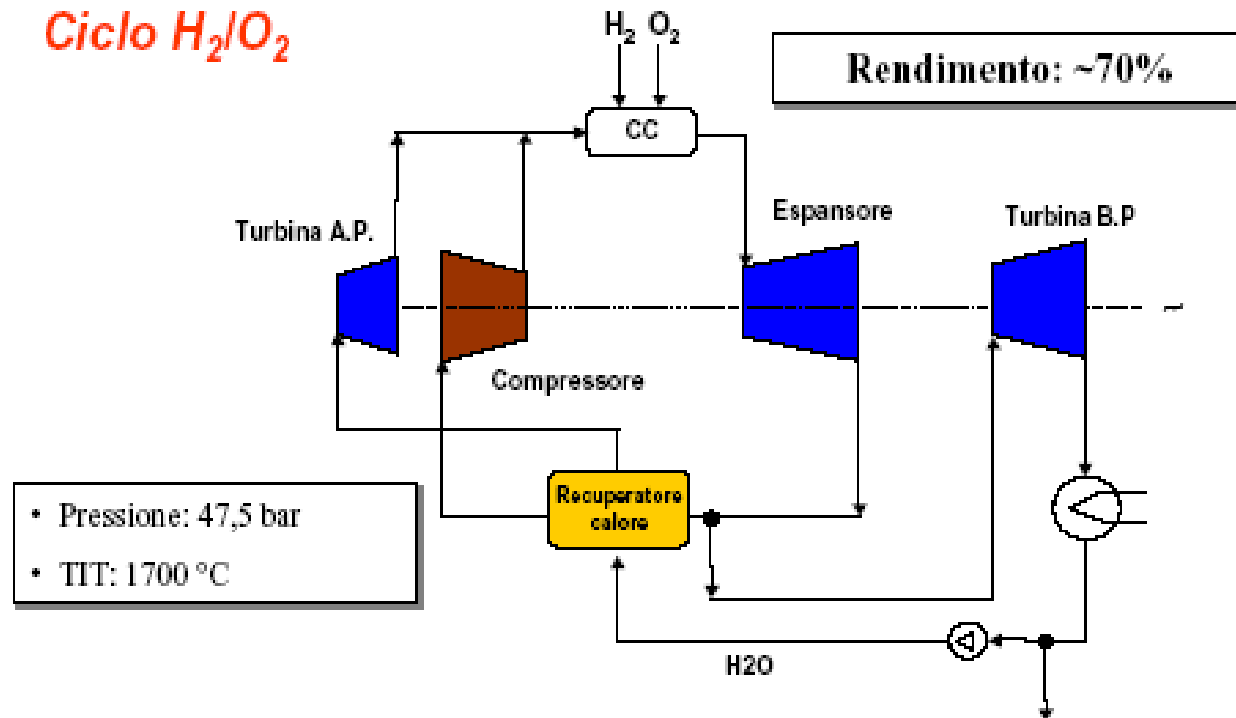
- Velocità massima **60 km/h**
- Autonomia **12 h**
- Passeggeri **21 seduti**
51 in piedi
- Peso totale **19 t**

Caratteristiche principali

- Batterie al Pb (elett. ads.) **576V-50Ah**
- Motore trifase asincrono **160kW@1500 g/m**
1000Nm (1500 picco)
- Fuel Cell PEM **60 kW**
- Serbatoio H₂ **9 da 140l @ 250 bar**

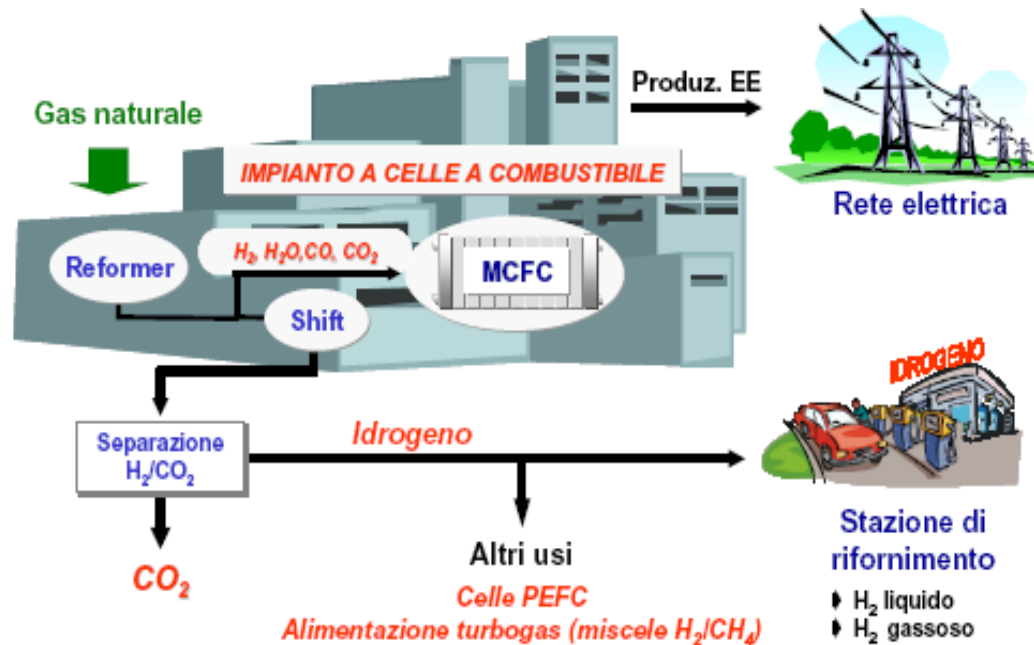
Utilizzo dell'idrogeno nei cicli termici

L'idrogeno può essere utilizzato anche nei tradizionali cicli termici a gas con benefici effetti sui rendimenti e forti riduzioni dell'inquinamento atmosferico. Oggi sono in corso notevoli investimenti industriali per il perfezionamento di tecnologie all'idrogeno per produzione di energia elettrica con rendimenti fino al 60% ed oltre ed emissioni bassissime di NO entro il 2020. Oggi questi sistemi sono ancora costosi se paragonati ai sistemi tradizionali ma va tenuto in conto la riduzione drastica dei danni provocati all'ambiente (*esternalità*).



Produzione dell'idrogeno

L'idrogeno può essere prodotto in vari modi. Una delle vie principali è la produzione da combustibili fossili. Oggi si tende a stabilizzare le tecnologie produttive e a ridurre la produzione di gas serra stoccando la CO_2 in pozzi esausti ed acquiferi profondi. A questo scopo si stanno sviluppando tecnologie di iniezione della CO_2 e di monitoraggio dei pozzi. Una seconda e promettente via di produzione dell'idrogeno è quella di utilizzare fonti rinnovabili, ad esempio mediante gassificazione e pirolisi da biomasse o mediante produzione biologica e fotoelettrochimica.



ENERGIA DA BIOMASSE

PROF. ING. GIULIANO CAMMARATA

Gli scenari energetici

In base al rapporto del *World Energy Outlook (WEO)* del 2005, oggi in parte superato dagli sviluppi del mercato dei prodotti petroliferi degli ultimi 18 mesi, uno degli scenari previsti, il più virtuoso, è quello che vede gli stati consumatori (e fra questi quelli europei) investire nel risparmio energetico perseguito sia con il maggior utilizzo delle energie alternative che come incremento dell'efficienza degli impianti convenzionali.

Il WEO prevede una riduzione dei consumi del 10% circa entro il 2030 contro un incremento di consumi, con le regole di mercato attuali, del 50% ed un pari incremento di produzione di CO₂.

Si intuisce l'importanza dell'obiettivo del risparmio energetico anche in connessione a quanto indicato dal Protocollo di Kyoto e successive modifiche sulla riduzione delle emissioni di CO₂ in atmosfera. Inoltre sarebbero ancora più preoccupanti, oltre all'incremento dell'effetto serra atmosferico, gli effetti di inquinamento ambientali (SO_x, NO_x, ...).

Gli scenari energetici

Sempre il rapporto WEO prevede un incremento delle energie alternative fino ad una incidenza dell'1% o poco più del consumo energetico globale ed un incremento dell'1,3% annuo dell'utilizzo di biomasse e combustibili derivati da RSU e scarti del legno. Pur con una ancora bassa incidenza sul consumo totale, l'utilizzo delle biomasse presenta interessanti caratteristiche anche in connessione alla riduzione delle emissioni di CO₂ in atmosfera.

Va ancora osservato che il ricorso alle fonti alternative di energia e alla biomasse, pur con valori ancora marginali rispetto al consumo totale energetico europeo, ha grande impatto sulla riduzione delle importazioni energetiche che si prevede che passeranno, dal 2006 al 2030, dal 50% al 70% (vedi *Libro Verde U.E. del 2006*). Si tratta di una dipendenza energetica molto elevata (anche se fortemente diversificata fra i vari stati membri europei) che comporta notevoli implicazioni politiche.

Il Piano di azione delle biomasse

Il “Piano d’azione per le biomasse” dell’Unione Europea prevede per il 2010 un incremento significativo della quota di energia proveniente da fonti rinnovabili che attualmente ammonta a circa il 4% del fabbisogno energetico totale. Secondo tale Piano si dovrebbe passare dall’attuale produzione di 69 Mtep (valore rilevato nel 2003) a circa 185 Mtep del 2010.

Sempre nel 2003 solo 2 Mtep derivavano da colture agricole dedicate alla produzione di energia mentre nel 2010 si prevede che tali colture possano contribuire con 43-46 Mtep.

In Italia sempre nell’orizzonte temporale del 2010-2012 le fonti rinnovabili potrebbero passare dall’attuale 7% fino al 13% e le biomasse dovrebbero contribuire per 8-10 Mtep/anno.

Produzione di energia da biomasse

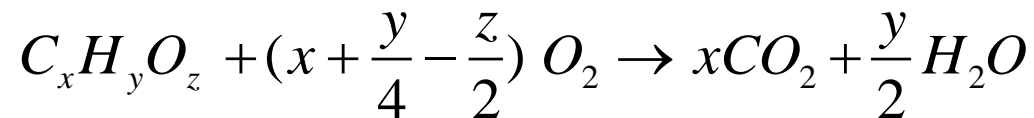
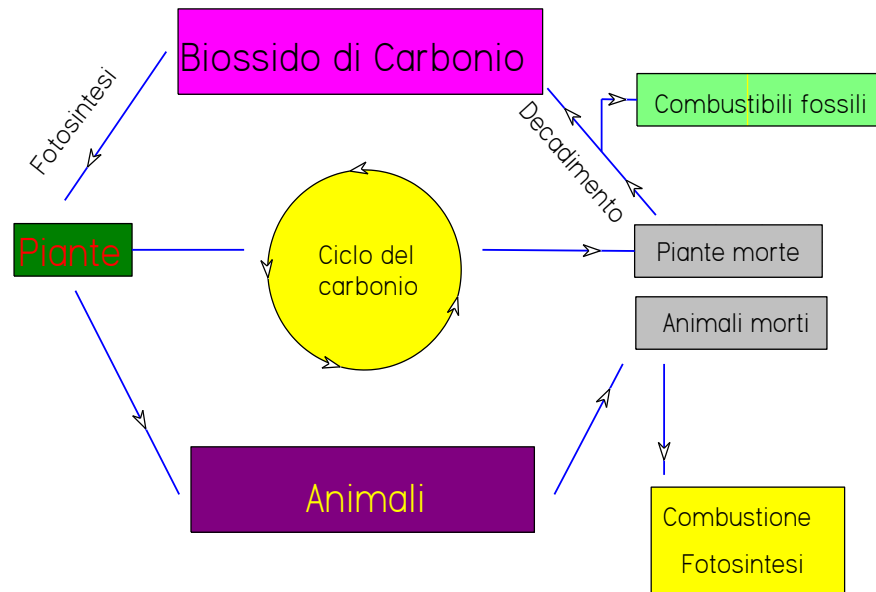
Il termine biomassa indica quanto ottenuto da materiali organici vegetativi o da essi derivati, i residui da agricoltura, foreste, zone urbane e dalla lavorazione del legno. In pratica la biomassa è derivata da colture specifiche o da residui organici di varia natura. La produzione della biomassa è naturale e può rappresentare una grande risorsa per lo sviluppo dell'ambiente ad esempio con la riforestazione (oggi voce importante per alcuni paesi europei) e il conseguente maggiore assorbimento di CO₂ presente nell'atmosfera.



Produzione di energia da biomasse

L'aspetto interessante dell'utilizzo della biomassa è rilevabile in figura nella quale è rappresentato il cosiddetto *ciclo del carbonio*.

In pratica la produzione della biomassa consuma biossido di carbonio che poi viene riemesso dai cicli termici di utilizzo (gas, biodisel, ...) secondo la seguente reazione tipo.



Produzione di energia da biomasse

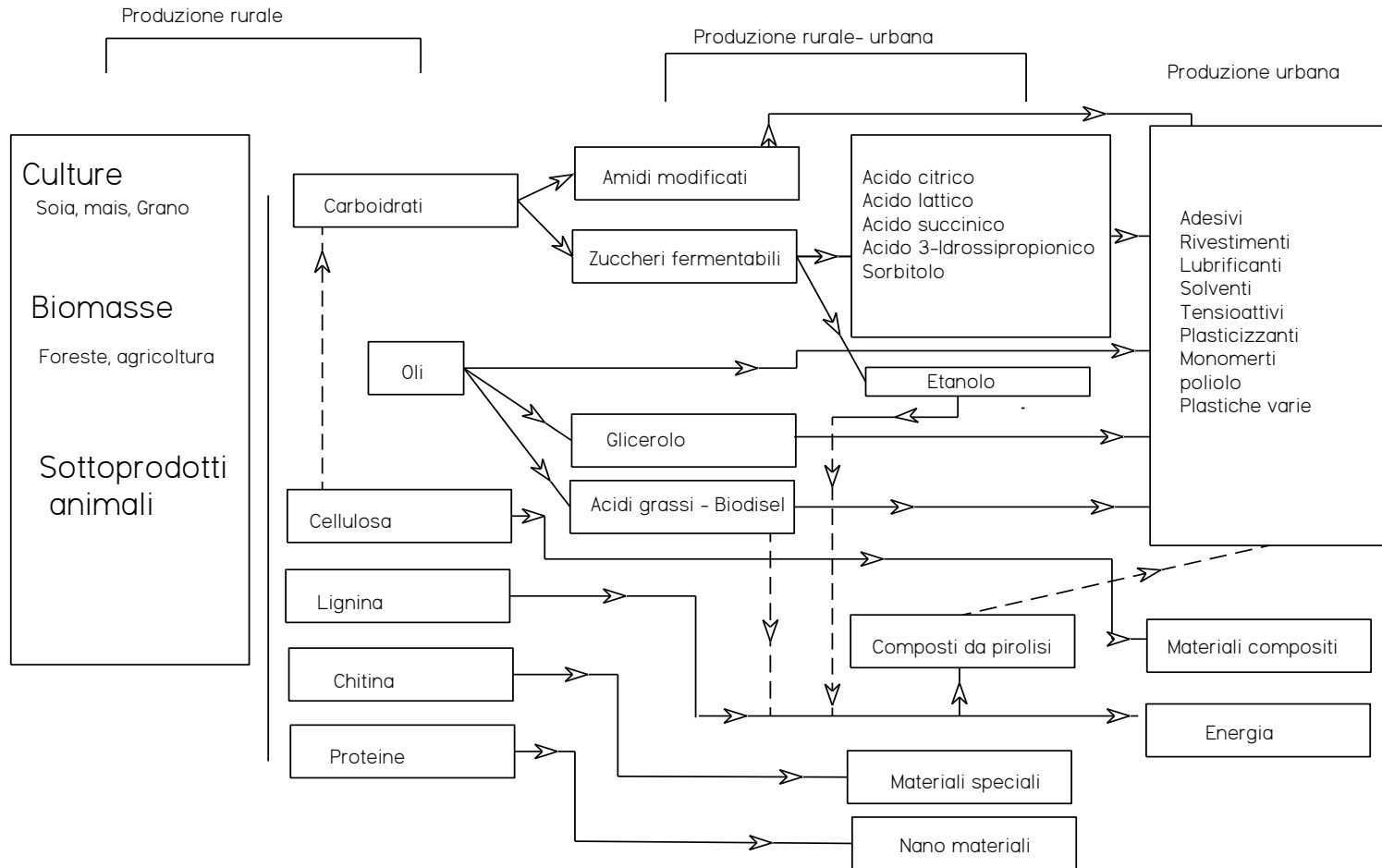
Il contenuto di vapore acqueo prodotto dalla combustione del gas da biomassa è relativamente elevato a causa sia dell'idrogeno presente nel combustibile sia per l'umidità presente nel combustibile da biomassa che evapora per effetto del riscaldamento.

Per questo motivo l'efficienza di combustione migliora se la biomassa viene essiccata prima della combustione.

In definitiva l'utilizzo delle biomasse non costituisce aggravio al bilancio della CO₂ in atmosfera e quindi si ha il massimo rispetto dell'ambiente e dei criteri di eco compatibilità. In fondo l'utilizzo delle piante (legno, torba, paglia,...) è vecchio quanto l'Uomo.

Produzione di energia da biomasse

Processi di conversione



Produzione di energia da biomasse

La conversione in energia può avvenire sia mediante syngas (variamente prodotto) che mediante combustibili di sintesi detti biocombustibili.

Questi ultimi sono miscele solide, liquide o gassose che possono essere utilizzati come combustibili in vario modo.

Le biomasse solide provengono quasi esclusivamente dal legno (biomasse cellulosiche) o da scarti urbani.

I biocombustibili liquidi sono i cosiddetti biodiesel e i bioalcoli. Il biogas è dato dal syngas (ad esempio mediante pirolisi) o da produzione batterica per lo più anaerobica.

Filiere di produzione delle biomasse

La classificazione che più comunemente viene utilizzata per le colture da bioenergia si basa sulla prevalente destinazione della biomassa:

- da olio per la produzione di biodiesel (Filiera biodiesel);
- da carboidrati fermentescibili per la produzione di bioetanolo (Filiera bioetanolo);
- da ligno-cellulosica per la produzione di calore ed elettricità (Filiera calore ed elettricità).

Produzione di energia da biomasse

Ai fini della produzione di energia la biomassa si presta ad alcune trasformazioni interessanti. I prodotti finali da biomassa sono:

- *gas combustibile;*
- *Idrocarburi*
- *Oli combustibili biodiesel.*

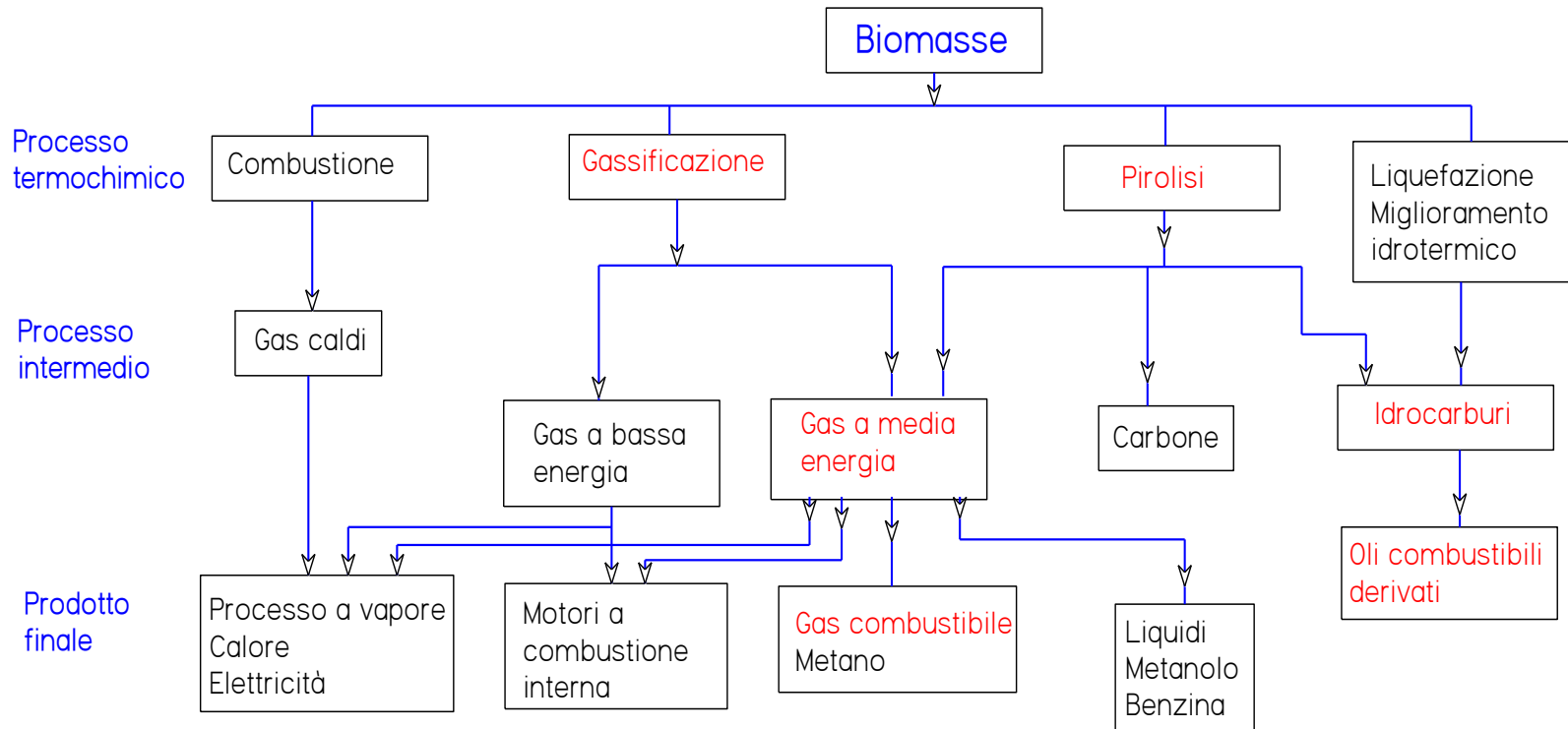
Oggi sta assumendo grande importanza il biodiesel prodotto da acidi grassi (esteri metilici) esterificati, su catalizzatori basici, mediante alcoli (metanolo).

Anche l'olio grezzo, ottenuto ad esempio per spremitura meccanica di semi ed estrazione mediante solvente, si presenta interessante per l'utilizzo come combustibile.

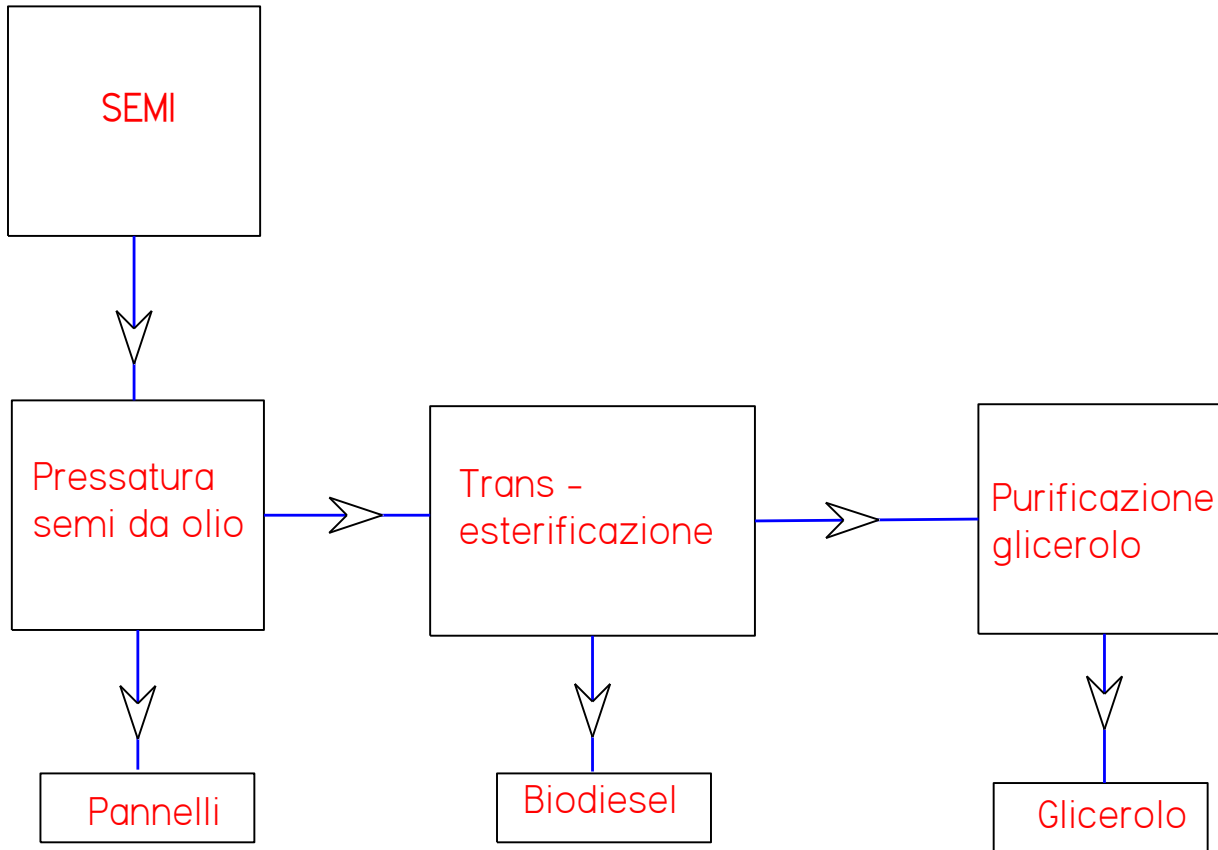
Il biodiesel presenta un numero di cetani fra 54 e 58, un contenuto di zolfo sotto i 10 ppm, assenza di benzene, una buona conservabilità ed una buona lubricità.

E' possibile osservare come il P.C.I. sia del tutto confrontabile con il gasolio a fronte di un basso contenuto di zolfo ed un numero di cetani che può anche arrivare a 56.

Trasformazioni termiche della biomassa



Catena del biodiesel



Produzione dell'Etanolo

Uno sviluppo importante, come combustibile, ha l'etanolo. Introdotto fin dal 1920, ha conosciuto un grande interesse dopo la crisi energetica del 1979.

Il Brasile ha fortemente sviluppato la diffusione di questo combustibile di origine vegetale (principalmente canna da zucchero) oltre il 60% della produzione mondiale.

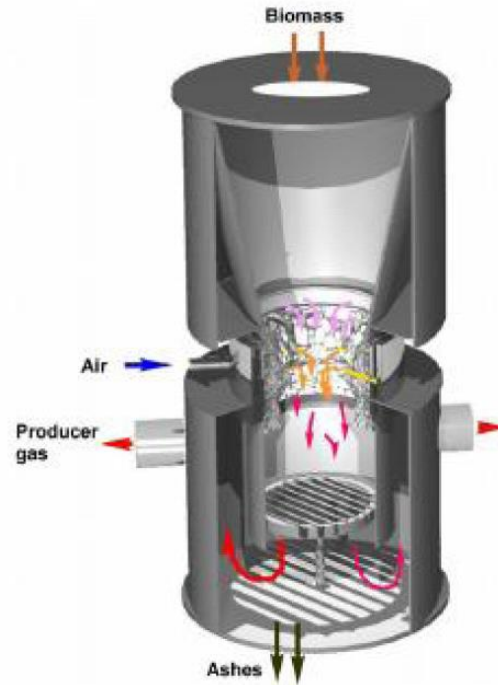
L'etanolo viene commercializzato sotto forme di miscele avente varie sigle: E10, E85 e E95.

L'etanolo è ottenuto principalmente dalla fermentazione di grandi masse amidose e zuccherine. L'Unione Europea prevede uno sviluppo produttivo dell'ordine del 6% nel 2010 e del 20% entro il 2020.

Processi di gassificazione

Per la gassificazione si utilizzano varie metodologie. Per impianti di piccola taglia si possono utilizzare gassificatori semplici del tipo indicato in figura a lato.

Per impianti di grossa taglia si utilizzano gassificatori a letto fluido, vedi figura a destra, molto utilizzati nei paesi nordici per la lavorazione dei trucioli di legno



Impianti di utilizzazione termica

Possono essere utilizzati impianti con tecnologia classica sia per la produzione di calore (ad esempio per teleriscaldamento) che di energia elettrica. Sono spesso utilizzati impianti a ciclo Hirn nei quali il generatore di vapore è opportunamente modificato per l'utilizzo di combustibili da biomassa.

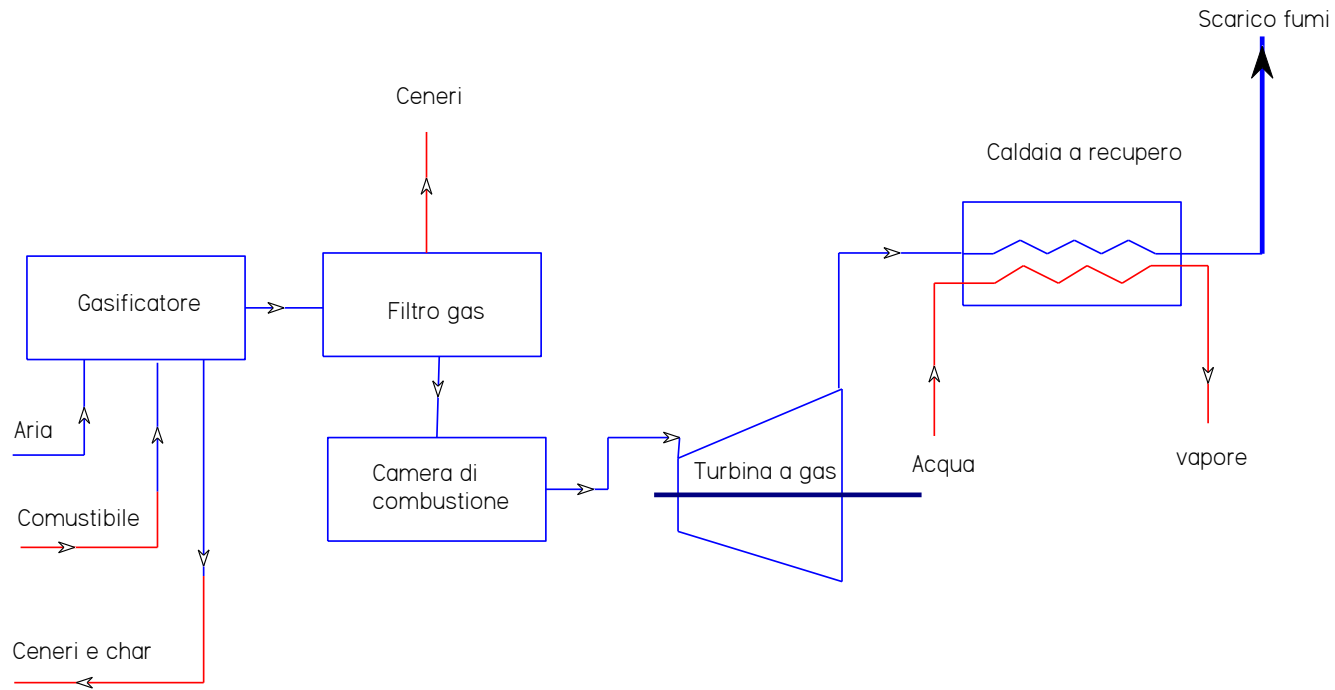
Al fine di migliorare il rendimento di combustione nelle centrali a carbone si può utilizzare la co-combustione (*cofiring*) che consiste nel sostituire una percentuale di carbone (10-20%) con biomassa. Questa tecnologia ha il pregio di ridurre la produzione di CO_2 , SO_2 , N_2O e risulta abbastanza conveniente (*tempi di pay back valutato negli USA intorno agli 8 anni*).

Il *cofiring* può essere utilizzato anche per sostituire gas naturale con syngas o biogas con buone efficienze per impianti di piccola taglia.

E' spesso utilizzato un impianto in contropressione parziale per avere contemporaneamente sia vapore che energia meccanica/elettrica.

Gli impianti di cogenerazione sono possibili e con taglie energetiche anche di grande interesse. Se si utilizzano impianti di gassificazione è possibile avere anche cicli combinati gas-vapore.

Impianto a ciclo combinato



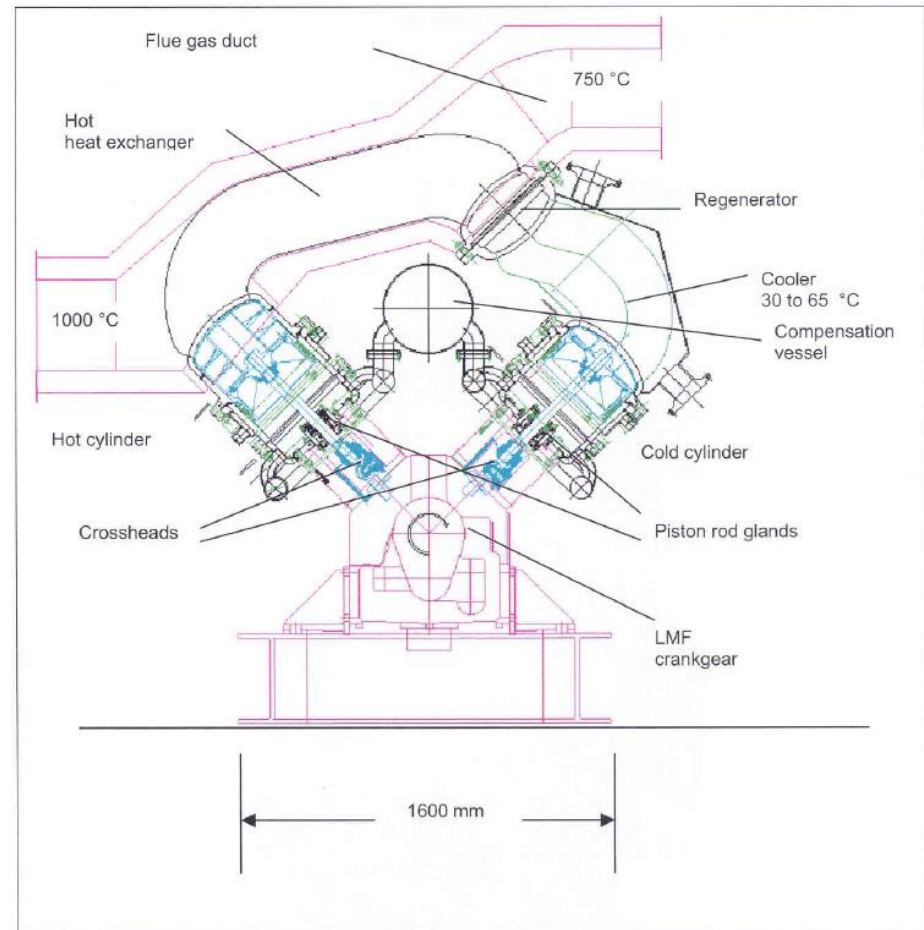
Uso di motori Stirling

Si tratta di cicli formati da due isoterme e da due isocore. Per taglie di qualche decina di kW di potenza si stanno sperimentando anche motori Stirling.

Uno schema per potenza da 30 kW è illustrato in figura.

Vari progetti sono in corso di sviluppo per questo tipo di motori con potenze variabili da 3 a 75 kW.

Il rendimento complessivo risulta buono e variabile fra il 20 e il 24%.



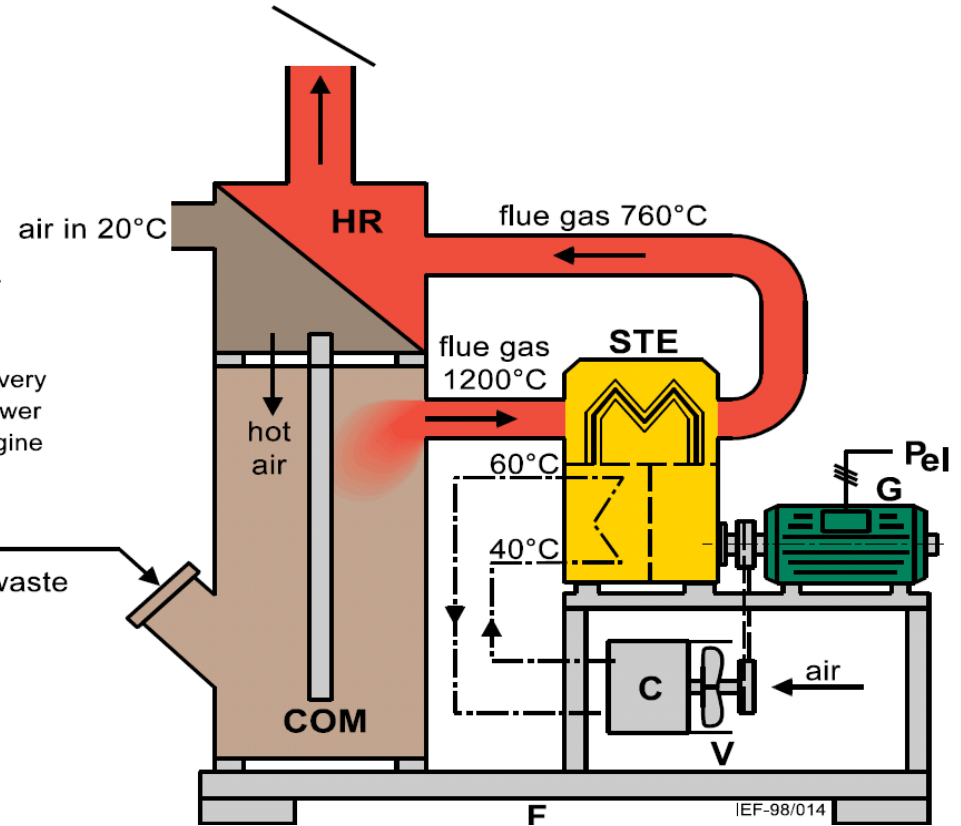
Uso di motori Stirling



- C ... Cooler
- COM ... Combustor
- F ... Frame
- G ... Generator
- HR ... Heat Recovery
- P_{el} ... Electric Power
- STE ... Stirling Engine
- V ... Ventilator

biomass

- agricultural waste
- wood
- rice husks
- coffee shells
- ⋮
- ⋮



Biogas da discariche naturali

Una discarica naturale ben isolata fornisce una discreta quantità di biogas ottenuto da processi di decomposizione delle sostanze organiche contenuti nei rifiuti.

Per la raccolta del biogas si utilizzano opportune reti di captazione costituite da pozzi verticali collegati a raggiera da tubazioni orizzontali forate per la facilitare la raccolta del biogas. Il sistema di raccolta funziona agevolmente grazie alle pressioni interne ai materiali in discarica. Il biogas può essere raccolto in recipienti o direttamente convogliati in centrali per produzione di energia elettrica o termica (ad esempio per teleriscaldamento).

Si osserva che il biogas prodotto dalla decomposizione di materie organiche è molto ricco di metano e quindi la sua raccolta ha anche il beneficio di ridurre l'effetto serra. Si ricorda, infatti, che il metano è circa 10 volte più attivo della CO₂.

