

Proponente

FLUMINI MANNU

FLUMINI MANNU LIMITED

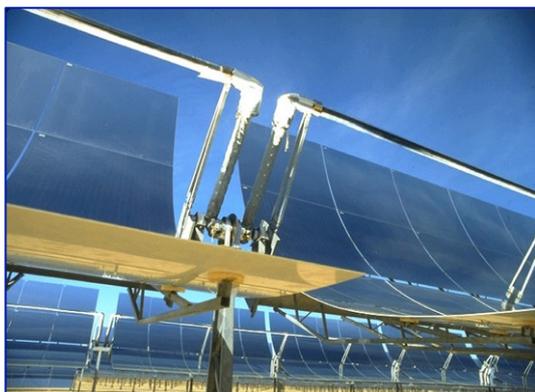
Sede Legale: Bow Road 221 - Londra - Regno Unito
Filiale Italiana: Corso Umberto I, 08015 Macomer (NU)

Provincia di Cagliari

Comuni di Villasor e Decimoputzu

Nome progetto

**Impianto Solare Termodinamico della potenza lorda di
55 MWe denominato "FLUMINI MANNU"**



VALUTAZIONE DI IMPATTO AMBIENTALE

Titolo Documento:

**ELABORAZIONE ED ANALISI DELLE MISURE DI IRRAGGIAMENTO SOLARE DIRETTO (DNI),
RICAVATE DA OSSERVAZIONE SATELLITARI E MODELLI FISICI PER IL SITO DI "FLUMINI MANNU"**

Sviluppo:



Energogreen Renewables S.r.l.

Via E. Fermi 19, 62010 Pollenza (MC)

www.energogreen.com

e-mail: info@energogreen.com

Rev.	Data	Descrizione	Codice di Riferimento
			PDRELIRRAGG001
1	09/2013	Revisione emissione per Istanza di VIA	
0	07/2013	Emissione per Istanza di VIA	

Proprietà e diritti del presente documento sono riservati - la riproduzione è vietata

Gruppo di lavoro Energogreen Renewables:



Energogreen Renewables Srl
Via E. Fermi, 19 - 62010 - Pollenza (MC)

1. *Dott. Ing. Cecilia Bubbolini*
2. *Dott. Ing. Loretta Maccari*
3. *Ing. Carlo Foresi*
4. *Dott. Ing. Devis Bozzi*

Consulenza Esterna:

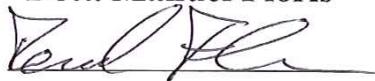
- *Dott. Arch. Luciano Viridis: Analisi Territoriale*
- *Dott. Manuel Floris: "Rapporto Tecnico di Analisi delle Misure di DNI - Sito Flumini Mannu (CA)*
- *Dott. Agr. Vincenzo Satta: "Relazioni su Flora, Vegetazione, Pedologia e Uso del Suolo"*
- *Dott. Agr. Vincenzo Sechi: "Relazione faunistica"*
- *Dott. Agr. V. Satta e Dott. Agr. V. Sechi: "Relazione Agronomica"*
- *Dott. Geol. Eugenio Pistolesi: "Indagine Geologica Preliminare di Fattibilità"*
- *Studio Associato Ingg. Deffenu e Lostia: "Documento di Previsione d'Impatto Acustico"*
- *Dott. Arch. Leonardo Annessi: Rendering e Fotoinserimenti*
- *Tecsa S.p.A.: "Rapporto Preliminare di Sicurezza"*

RAPPORTO TECNICO

Elaborazione ed analisi delle misure di irraggiamento solare diretto (DNI), ricavate da osservazioni satellitari e modelli fisici per il sito di Flumini Mannu, Villasor (CA)

**Supporto alle attività di Energogreen
Renewables S.r.l per lo sviluppo di impianti di
generazione di energia da fonte rinnovabile
basati sulla tecnologia del solare termodinamico**

Dott. Manuel Floris



Pagina di documentazione

Titolo:

Rapporto di analisi delle misure di irraggiamento solare diretto (**DNI**) estrapolate da osservazioni satellitari e modelli fisici, relativi al sito di interesse ubicato nel comune di Villasor (CA) in località **Flumini Mannu**, alla quota di **40 m.**, con coordinate:

Lat 39°22'59" N;
Lon 8°51'40" E;

Rev. finale **Data:** 16/05/2013

Doc. Analisi misure DNI Sito Villasor_V0

Descrizione: emissione finale

Numero di pagine: 36

Numero Allegati: 0

Redatto da:

Dott. Manuel Floris

Distribuzione:

Documento riservato

Indice

PAGINA DI DOCUMENTAZIONE	2
INDICE 3	
1. INTRODUZIONE	4
2. L'IRRAGGIAMENTO SOLARE	5
2.1 IL MODELLO PER LA DETERMINAZIONE DELLA DNI TRAMITE MISURE SATELLITARI	6
2.1.1 <i>Le basi del modello: la legge di Lambert-Beer</i>	6
2.1.2 <i>Il modello utilizzato dal SoDa: Helioclim3</i>	7
2.2 LA SERIE STORICA DELL'IRRAGGIAMENTO SOLARE NORMALE DIRETTO	10
3. ELABORAZIONE ED ANALISI MISURE SATELLITARI DELLA DNI	12
3.1 GLI ANNI DI RIFERIMENTO	12
3.2 ANALISI RELATIVE AGLI ANNI DI RIFERIMENTO	13
3.2.1 <i>Spettro d'intensità e durata media dei periodi sopra soglia</i>	17
3.2.2 <i>Condizioni limite del sito, giorno medio e parametro di nuvolosità</i>	22
3.2.3 <i>Indice di Clear Sky</i>	23
3.2.4 <i>Analisi dei giorni limite</i>	26
3.3 SINTESI DEI RISULTATI DELL'ANALISI	29
4 CONCLUSIONI	34
BIBLIOGRAFIA	36

1. Introduzione

La conoscenza della risorsa solare locale e dei parametri ambientali, è un aspetto fondamentale per poter valutare correttamente la localizzazione di un impianto solare a concentrazione.

Il ricorso a delle misure di irraggiamento derivate da dati satellitari, permette di ottenere le informazioni necessarie per descrivere l'andamento dell'irraggiamento solare su vari anni e rappresenta senz'altro il primo passo da compiere per una valutazione preliminare del sito, prima di procedere con l'installazione al suolo di una centralina di rilevamento e avviare una campagna di misura di almeno un anno.

L'analisi dei valori di irraggiamento derivati da dati satellitari è stata condotta sulle misure ricavate dal servizio Solar radiation Data (*SoDa*) del Armines-MINES ParisTech, Centre Energétique et Procédés (CEP), utilizzando il modello *Helioclim3_V4*, che elabora la radiazione riflessa dal suolo, rilevata da satellite. Le misure di irraggiamento sono state acquisite dalla società Energogreen Renewables S.r.l. per conto della società committente Flumini Mannu LTD, per il sito di Flumini Mannu: Latitudine **39°22'59" N, Longitudine **8°51'40" E**, quota **40 m**.**

La serie storica di misure fornite dal *SoDa*, ha una risoluzione temporale di un ora e copre il periodo compreso fra il 1 febbraio 2004 ed il 27 aprile 2013. A causa della mancanza di alcune misure satellitari, sono assenti dalla serie i dati di irraggiamento dei giorni:

- 4, 5 e 6 ottobre 2004;
- 24, 25, 26, 27, 28 e 29 agosto 2005;
- 26 novembre 2005;
- 11 settembre 2006.

2. L'irraggiamento solare

La radiazione solare che attraversa l'atmosfera, interagisce con le molecole dell'aria (ozono, azoto, ossigeno, anidride carbonica), con il vapor d'acqua, gli aerosol e le nuvole, venendo in parte assorbita ed in parte diffusa. Di conseguenza la radiazione solare che arriva al suolo è solo una piccola frazione di quella proveniente dal Sole. Definiamo quindi le seguenti grandezze:

- **radiazione solare diretta DNI** (Direct Normal Irradiation): è la densità di flusso della radiazione solare per unità di superficie ricevuta su un piano perpendicolare alla direzione del Sole, si misura in W/m^2 ;
- **radiazione solare globale orizzontale GHI** (Global Horizontal Irradiation): è la densità di flusso della radiazione solare per unità di superficie ricevuta su un piano orizzontale e rappresenta la somma della componente della DNI sul piano orizzontale con la radiazione solare diffusa, si misura in W/m^2 ;
- **radiazione solare diffusa orizzontale DHI** (Diffuse Horizontal Irradiation): è la densità di flusso della frazione della radiazione solare che viene dispersa, assorbita e riemessa dalle molecole e dalle polveri presenti in atmosfera e che giunge al suolo su di un piano orizzontale, si misura in W/m^2 .

Queste grandezze sono legate fra loro dalla seguente relazione:

$$GHI = DNI \sin\theta_e + DHI$$

dove θ_e è l'angolo di elevazione del Sole rispetto all'orizzonte.

La radiazione solare diretta è la componente della radiazione solare che viene concentrata ed utilizzata negli impianti solari a concentrazione CSP, pertanto l'analisi svolta si limita alle serie storiche delle misure satellitari di DNI.

2.1 Il modello per la determinazione della DNI tramite misure satellitari

Per ragioni di completezza, oltre che per un utilizzo più consapevole dei risultati delle analisi effettuate, si ritiene opportuno presentare sinteticamente il modello che è stato utilizzato dal SoDa per produrre i dati analizzati insieme ai principi fisici sui quali si basa il modello stesso.

2.1.1 Le basi del modello: la legge di Lambert-Beer

Per studiare gli effetti di assorbimento e riflessione della radiazione solare causati dall'atmosfera, si parte dalla legge empirica di *Lambert-Beer* che determina la quantità di luce (monocromatica) assorbita da un mezzo:

$$I_T = I_0 e^{-\tau_\lambda}$$

I_0 : intensità del fascio di luce incidente sul mezzo

I_T : intensità del fascio di luce trasmesso

$\tau_\lambda = \int_0^l K_\lambda \rho dl$: Profondità Ottica del mezzo

K_λ :coefficiente di estinzione

ρ : densità del mezzo

l : percorso ottico

I_T/I_0 : trasmittanza

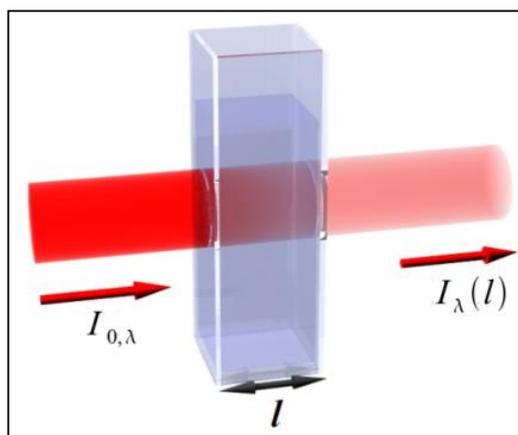


Fig.2.1.1: Assorbimento radiazione descritto dalla legge di Lambert-Beer

Poiché nell'arco della giornata la posizione apparente del sole cambia rispetto all'orizzonte, la profondità ottica dell'atmosfera diminuirà all'aumentare dell'angolo di elevazione θ del Sole. Se si considera unitaria la massa d'aria attraversata dalla radiazione solare, quando il Sole si trova allo zenith, si può introdurre un fattore di correzione della profondità ottica: la massa d'aria ottica.

La **massa d'aria ottica** è definita in condizioni di clear sky, come la massa di atmosfera attraversata dall'irraggiamento solare diretto che raggiunge il suolo, in rapporto alla massa di atmosfera attraversata verticalmente al livello del mare. Si definisce come:

$$m_a \propto \frac{1}{\cos \theta_z}$$

θ_z : angolo zenitale

$m_a = 0$ in assenza d'aria

$m_a = 1$ allo zenith

Introducendo la massa d'aria come fattore di correzione della profondità ottica nella legge di *Lambert-Beer*, definiremo quella che si chiama:

Legge modificata di *Lambert-Beer*

$$I_T = I_0 e^{-m_a \cdot \tau_j}$$

2.1.2 Il modello utilizzato dal SoDa: Helioclim3

I dati di radiazione che sono stati analizzati nel presente documento sono ricavati dal servizio **Solar radiation Data (SoDa)** del Armines-MINES ParisTech, utilizzando il modello fisico **Helioclim3**^{i,ii,iii,iv,v} avente una risoluzione temporale di un ora. Per studiare gli effetti di assorbimento e riflessione della radiazione solare causati dall'atmosfera, il modello Helioclim3 parte dalla legge modificata di Lambert-Beer, che determina la quantità di luce (monocromatica) assorbita da un mezzo, dove i differenti meccanismi di interazione della radiazione solare con le varie componenti dell'atmosfera (scattering, assorbimento e riemissione), vengono raggruppati in due differenti parametri di profondità ottica:

- **profondità ottica di Rayleigh $\delta_r(m_a)$** : i valori della profondità ottica di Rayleigh, al variare della massa d'aria, sono ricavati da misure a terra realizzate in condizioni di clear-sky (parametrizzazione di Kasten)

$$\left[\begin{array}{l} \text{se } m_a \leq 20 \ (\theta_\theta \geq 1,9^\circ) \\ \frac{1}{\delta_r(m_a)} = 6,62960 + 1,75130m_a - 0,12020m_a^2 + 0,00650m_a^3 - 0,00013m_a^4 \\ \text{se } m_a > 20 \ (\theta_\theta < 1,9^\circ) \quad \frac{1}{\delta_r(m_a)} = 10,4 + 0,718m_a \end{array} \right]$$

- **coefficiente di torbidità di Linke $\tau_{Linke}(m_a=2)$** : è un coefficiente ricavato sperimentalmente, da misure satellitari e terrestri, descrive l'assorbimento e lo scattering causato dagli aerosol, dal vapor d'acqua e dalle molecole dell'aria.
 - $\tau_{Linke} = 1$ cielo estremamente trasparente
 - $\tau_{Linke} = 2$ aria fredda e pulita
 - $\tau_{Linke} = 3$ aria tiepida e pulita

- $\tau_{Linke} = 4-6$ per cielo umido o aria stagnante
- $\tau_{Linke} > 6$ per cielo inquinato

Quindi per calcolare la radiazione solare diretta, il modello utilizza la seguente formulazione:

$$DNI_{ClearSky} = I_{ext} e^{-0.8662 \cdot m_a \cdot \tau_{Linke}(m_{a=2}) \cdot \delta_R(m_a)}$$

Dove I_{ext} è l'irraggiamento solare fuori dall'atmosfera:

$$I_{ext} = 1367 \left(1 + 0,033 \cos \left(2\pi \cdot \frac{doy}{365} \right) \right)$$

$doy =$ giorno dell'anno

La massa d'aria ottica segue la seguente parametrizzazione di Kasten:

$$m_a(\theta_e^{true}) = \frac{e^{-h/8434,5}}{\sin \theta_e^{true} + 0,50572(\theta_e^{true} + 6,07995)^{-1,6364}}$$

$h =$ quota del sito

$\theta_e^{true} =$ angolo di elevazione corretto in funzione della diffrazione

Per ricostruire l'andamento della radiazione solare in presenza di nubi, il modello utilizza le immagini dei satelliti meteorologici Meteosat, che hanno una risoluzione spaziale minima di 2,5 Km, in questo modo il modello determina la quantità di radiazione solare che viene assorbita e riflessa dalle nubi. A questo scopo viene calcolato l'indice di nuvolosità utilizzando il metodo denominato **Heliosat-2**^{vi,vii}. Questo metodo si basa sul confronto dell'albedo della zona esaminata misurato dal satellite, con l'albedo di una immagine di riferimento priva di nubi e con l'albedo di una zona sottoposta alla massima copertura nuvolosa. Tramite il valore dell'indice di nuvolosità, si corregge la relazione di *Lambert-Beer* modificata, ottenendo così una stima corretta della variazione dell'irraggiamento solare.

Per poter calcolare l'irraggiamento solare diretto **DNI** all'istante **t** nel luogo individuato dalle coordinate geografiche **x** ed **y**, bisogna calcolare **l'indice di nuvolosità n**:

$$n(t, x, y) = \frac{\rho_{obs}(t, x, y) - \rho_{ground}(t, x, y)}{\rho_{max}(t, x, y) - \rho_{ground}(t, x, y)}$$

$\rho_{obs}(t, x, y)$: albedo osservato

$\rho_{ground}(t, x, y)$: albedo osservato in condizioni di clear sky

$\rho_{max}(t, x, y)$: albedo massimo per uno strato di nubi intenso

$$\rho_{max}(t, x, y) = 0,78 - 0,13(1 - e^{-4\cos(\theta_z)^5})$$

L'indice di nuvolosità varia fra zero, in condizioni di assenza di nubi fino a 1, quando il cielo è completamente coperto.

Definito l'indice di nuvolosità, si può calcolare l'irraggiamento solare diretto conoscendo il valore della $DNI_{ClearSky}$ ricavato dai modelli clear sky e questo sarà pari a:

$$DNI = DNI_{ClearSky} \cdot e^{-10n}$$

2.2 La serie storica dell'irraggiamento solare normale diretto

L'analisi della serie storica delle misure satellitari della DNI riferita al sito di Flumini Mannu (CA), mostra che (fig.2.2.1) il valore cumulato annuale dell'energia associata alla radiazione solare diretta, oscilla fra il valore misurato nel 2010 (anno minimo¹) pari a **1828 kWh/m²** ed il valore registrato nel 2012 (anno massimo della serie storica) pari a **1977 kWh/m²**.

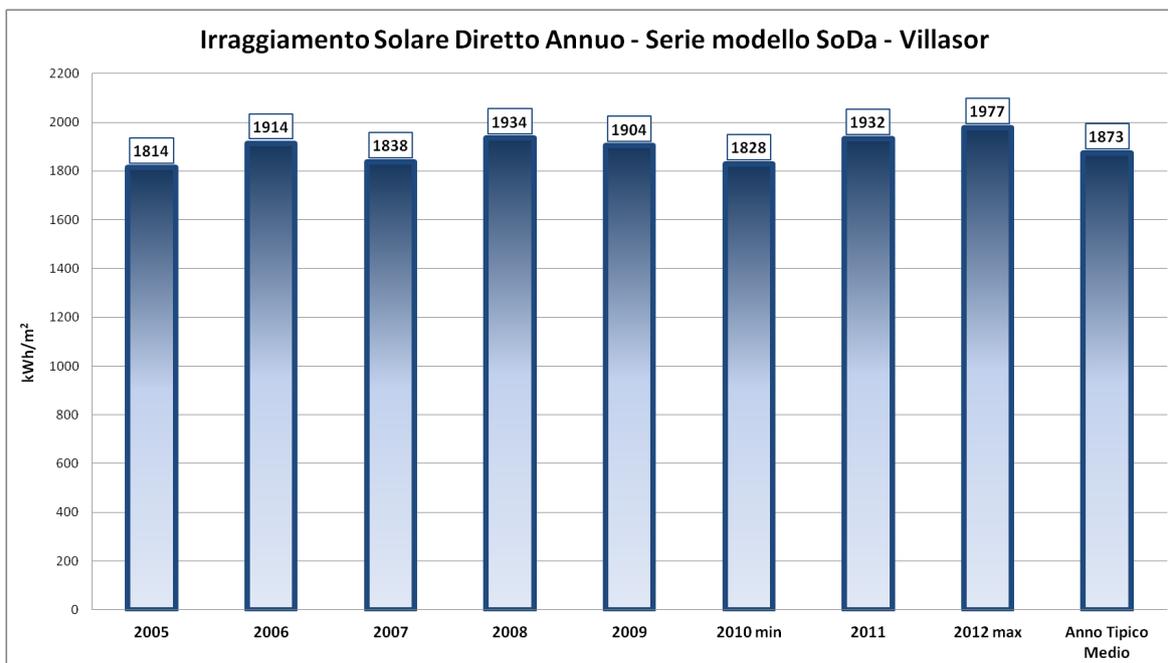


Fig. 2.2.1: Irraggiamento solare normale diretto: valori annuali (2005-2012)

Queste variazioni dipendono:

- dall'andamento della copertura nuvolosa e quindi dalle condizioni meteorologiche su grande scala;
- dalle condizioni microclimatiche del sito che influenzano profondamente i valori di irraggiamento nelle giornate di cielo sereno.

L'andamento dell'irraggiamento solare diretto, come mostrato nella successiva fig.2.2.2, varia di mese in mese, questo a causa:

- del numero di ore di insolazione che cambiano di mese in mese;
- dell'altezza del Sole sull'orizzonte e quindi della massa d'aria che interagisce con la radiazione solare;
- delle differenti condizioni di copertura nuvolosa dovute alle variazioni climatiche;
- dalla distanza del Sole che cambia durante l'anno e che influenza i valori massimi di DNI che si possono misurare nel sito.

¹ Il 2005 non è stato considerato nella scelta dell'anno minimo in quanto sono assenti le misure di irraggiamento di sette giorni, mentre il 2004 ed il 2013 sono incompleti e non compaiono nella fig. 2.2.1.

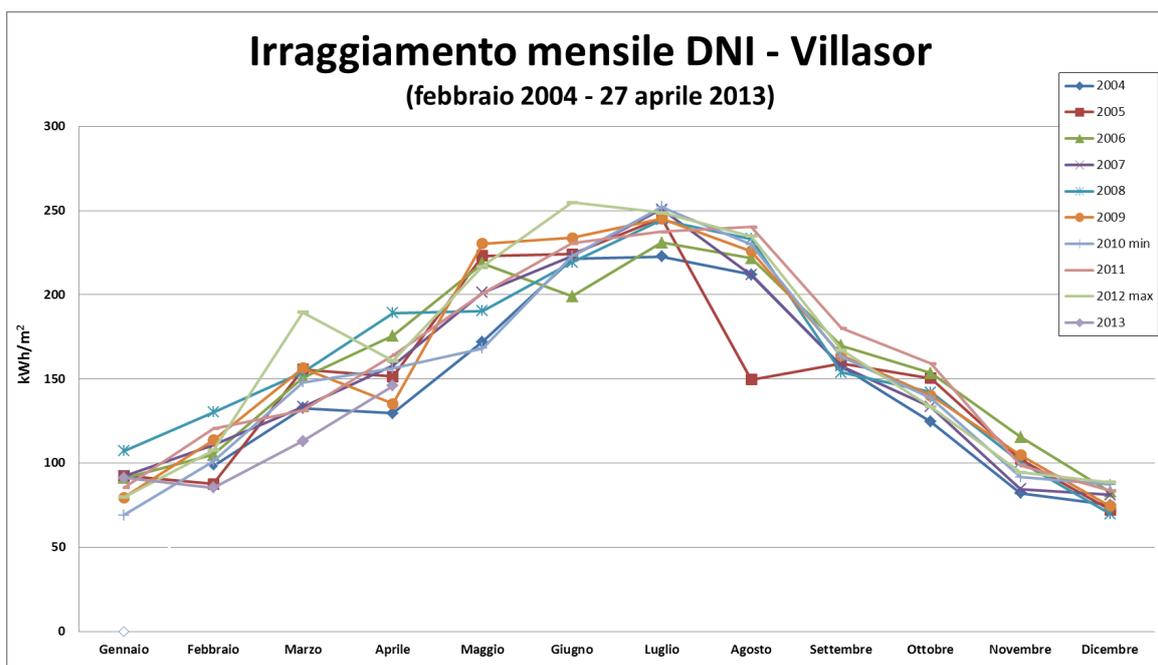


Fig. 2.2.2: Irraggiamento solare normale diretto: valori mensili (febbraio 2004 – 27 aprile 2013)

Il variare delle condizioni meteorologiche generali e microclimatiche locali, determina un'oscillazione dei valori di irraggiamento mensili, come si può osservare dalla fig. 2.2.2. Queste oscillazioni sono maggiori:

- nei mesi primaverili, dove è maggiore la variazione della copertura nuvolosa;
- nei mesi estivi dove la presenza di qualche sporadica perturbazione può cambiare il valore cumulato dell'energia raccolta.

3. Elaborazione ed analisi misure satellitari della DNI

Nel presente rapporto si sono analizzati i dati sulla DNI elaborati dal SoDa per il periodo compreso tra il 1 febbraio 2004 ed il 27 aprile 2013. Vengono di seguito sintetizzate le elaborazioni che sono state effettuate per consentire un'adeguata analisi dei dati.

3.1 Gli anni di riferimento

Con la finalità di voler descrivere l'andamento delle condizioni di irraggiamento per il sito in esame si sono selezionati² i seguenti tre anni di riferimento per sviluppare l'analisi sulla DNI:

- **anno minimo e massimo:** sono gli anni della serie storica analizzata che presentano, rispettivamente, i valori minimo e massimo dell'energia globale associata alla DNI cumulata in un anno.
- **anno tipico medio:** è un anno fittizio costruito selezionando tra i mesi della serie storica analizzata i valori mensili dell'energia associata alla DNI che si discostano meno dal valor medio relativo a ciascun mese della serie storica analizzata. L'anno è perciò costituito da valori mensili reali ottenuti da modelli satellitari riferiti però ad anni diversi.

In base alle definizioni sopra riportate, e come già precedentemente anticipato, l'**anno minimo** e l'**anno massimo** della serie storica analizzata sono risultati, **rispettivamente**, il **2010** ed il **2012**.

La scelta di costruire un anno tipico medio composto da mesi reali, senza fare ricorso a processi di media dipende dal fatto che solamente un anno composto di mesi reali, può tener conto di quelle variazioni climatiche e microclimatiche che influenzano profondamente l'andamento giornaliero, settimanale e mensile della DNI. Il ricorso ad anni fittizi estrapolati attraverso processi di media dai dati delle serie storiche porta, invece, a risultati fuorvianti e che non sono rappresentativi dell'andamento reale della radiazione durante l'anno. L'anno tipico medio è stato costruito con i mesi: gennaio 2011, febbraio 2006, marzo 2010, aprile e maggio 2007, giugno 2005, luglio 2008, agosto 2009, settembre 2010, ottobre 2008, novembre 2012 e dicembre 2007.

La costruzione dell'anno tipico medio risulta di notevole importanza per poter disporre di un anno da utilizzare nei modelli che simulano il comportamento di un impianto CSP e consentono di effettuare un primo dimensionamento dell'impianto stesso.

Si ritiene che sviluppare l'analisi dei dati di DNI facendo riferimento agli anni di riferimento scelti sopradescritti possa fornire informazioni esaustive sulle caratteristiche di irraggiamento del sito esaminato.

² Nella selezione non sono stati considerati i mesi di agosto 2005, settembre 2006, ottobre 2004 e novembre 2005, in quanto alcuni giorni risultavano essere senza misure a causa della mancanza di misure satellitari complete.

3.2 Analisi relative agli anni di riferimento

Una prima e macroscopica valutazione delle condizioni di irraggiamento del sito in esame viene effettuata calcolando l'energia associata alla radiazione normale diretta misurata durante l'anno. Vengono di seguito riportati i valori mensili dell'energia raccolta per i tre anni di riferimento sopra descritti. Nella figura 3.2.1 sono riportati i valori di irraggiamento mensile dell'**anno tipico medio**, il cui valore di irraggiamento normale diretto annuo è pari a **1873 kWh/m²**.

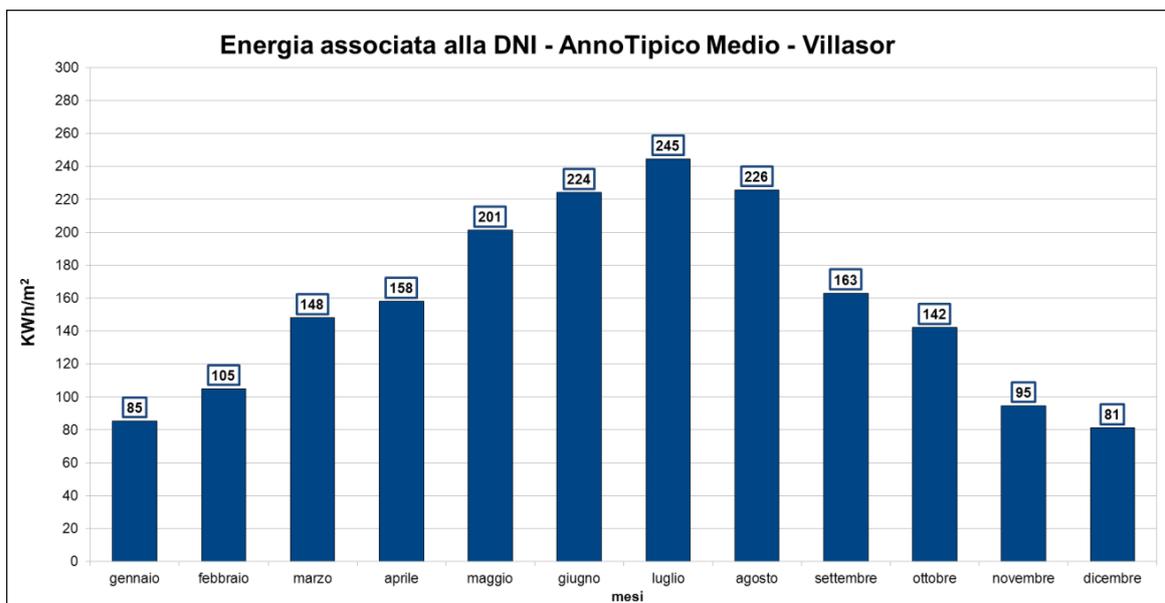


Fig. 3.2.1: Irraggiamento solare normale diretto: valori mensili anno tipico medio

Le successive figure 3.2.2 e 3.2.3 sono riferite all'anno minimo e all'anno massimo. Il valore di irraggiamento normale diretto annuo è pari a **1828 kWh/m²** per il **2010 (anno minimo)** e pari a **1977 kWh/m²** per il **2012 (anno massimo)**.

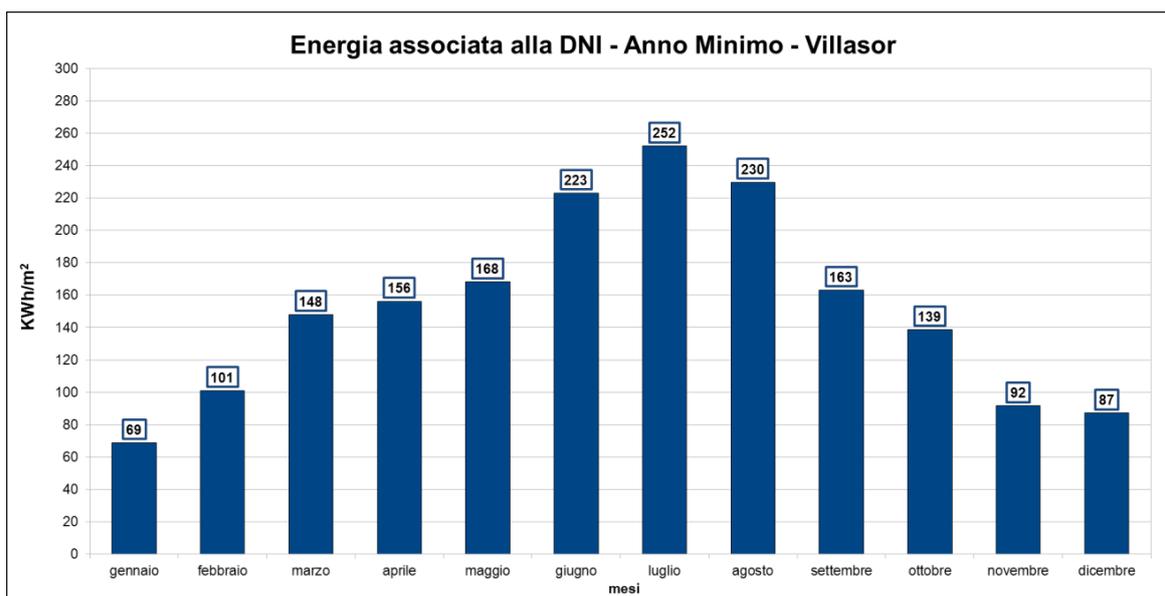


Fig. 3.2.2: Irraggiamento solare normale diretto: valori mensili anno minimo

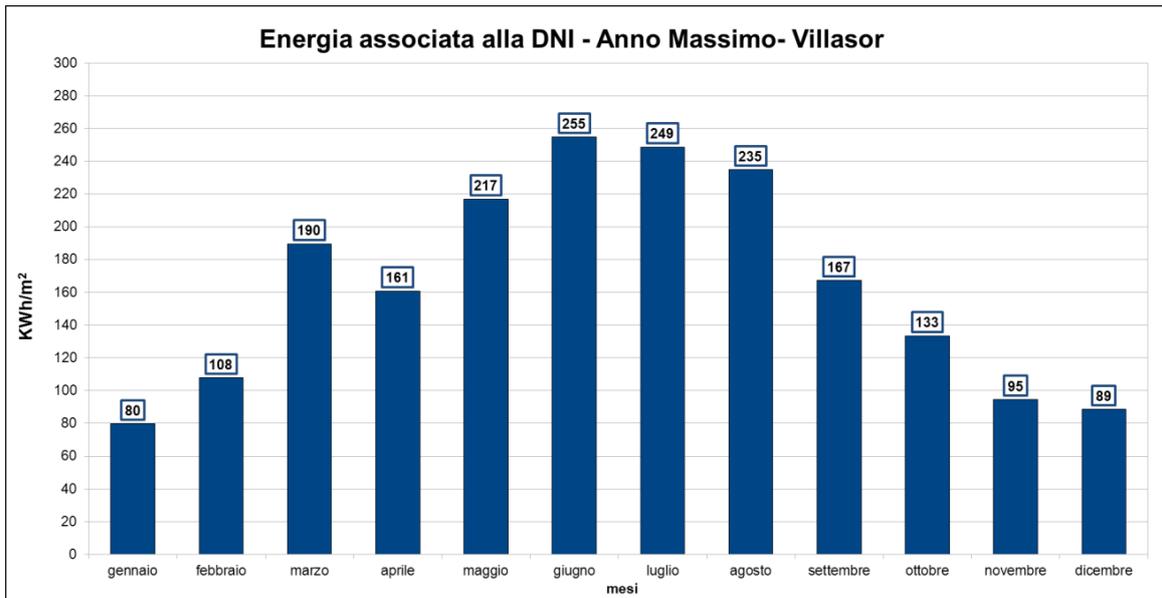


Fig. 3.2.3: Irraggiamento solare normale diretto: valori mensili anno massimo

I successivi grafici forniscono informazioni analoghe e rappresentano l'irraggiamento giornaliero medio mensile (fig. 3.2.4, 3.2.5 e 3.2.6) e l'energia cumulata (fig. 3.2.7, 3.2.8 e 3.2.9) associati alla radiazione normale diretta per i tre anni di riferimento della serie storica analizzata.

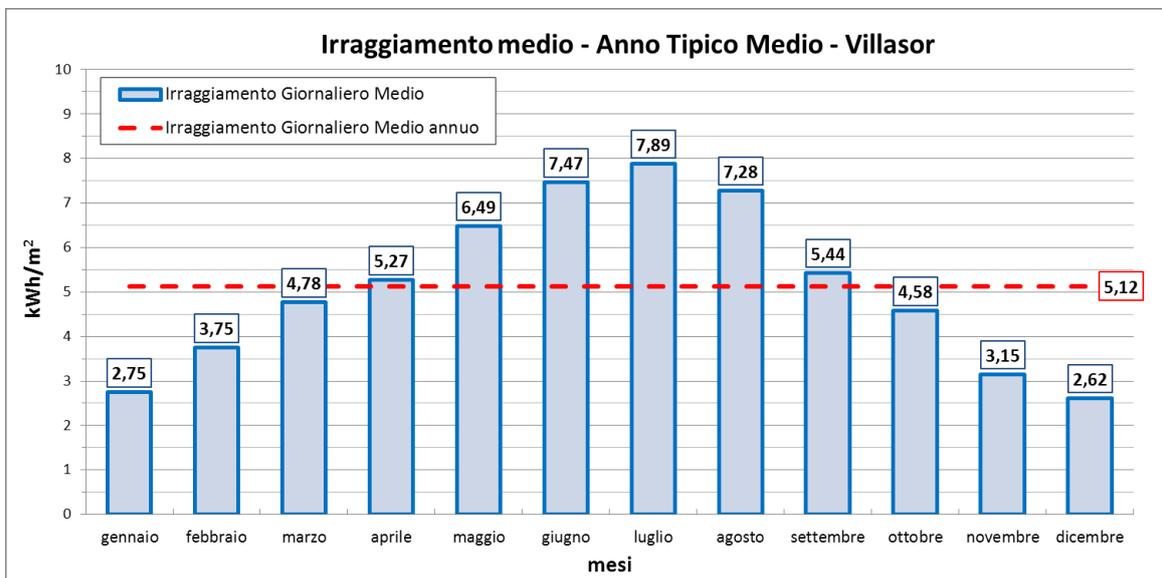


Fig. 3.2.4: Irraggiamento giornaliero medio mensile relativo all'anno tipico medio

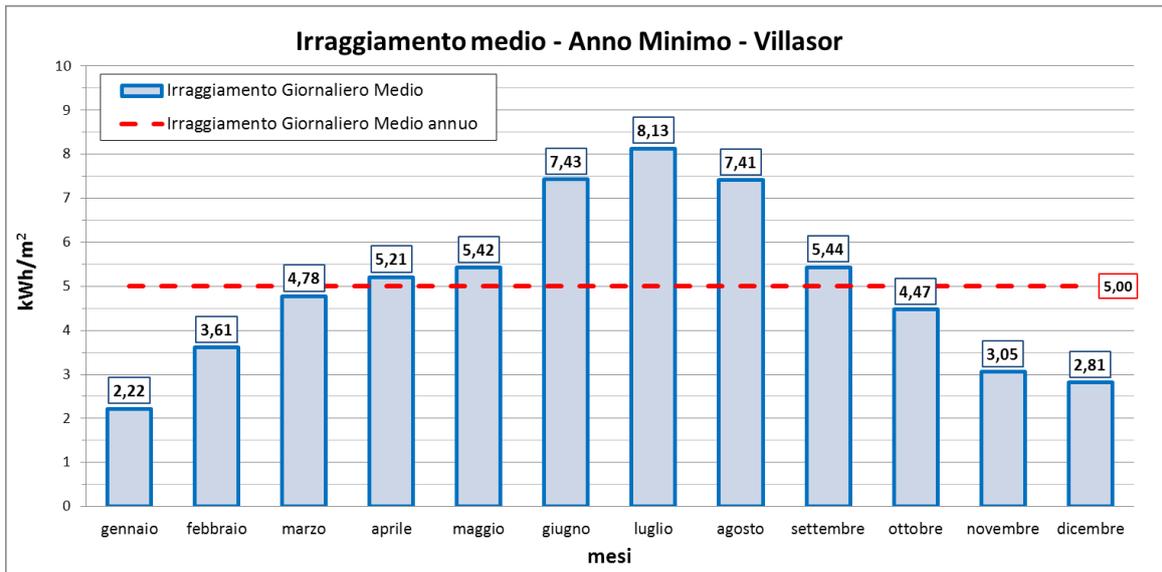


Fig. 3.2.5: Irraggiamento giornaliero medio mensile relativo all'anno minimo

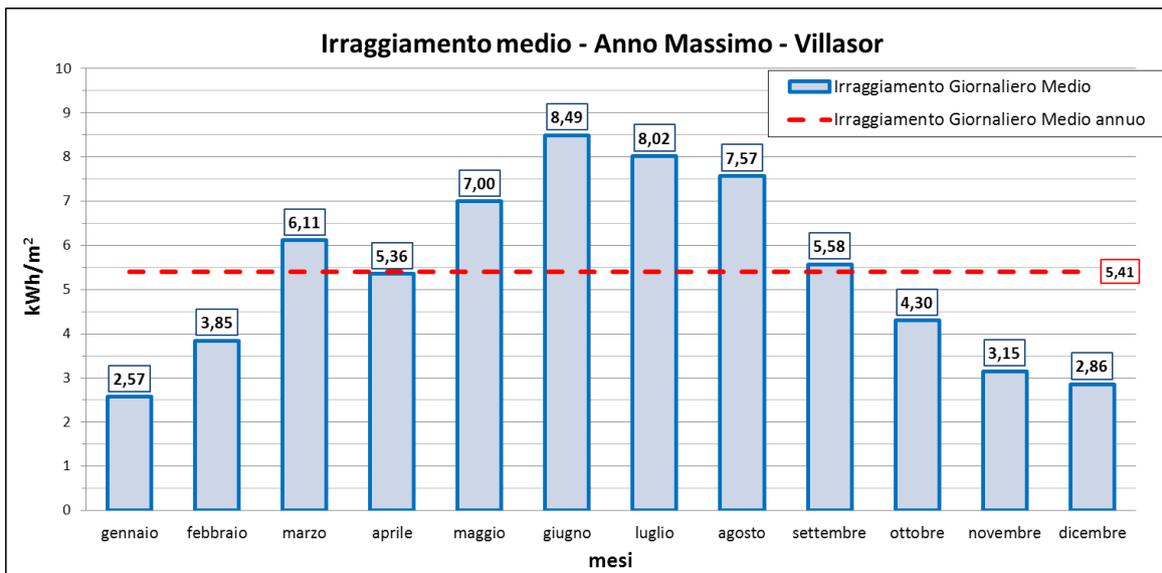


Fig. 3.2.6: Irraggiamento giornaliero medio mensile relativo all'anno massimo

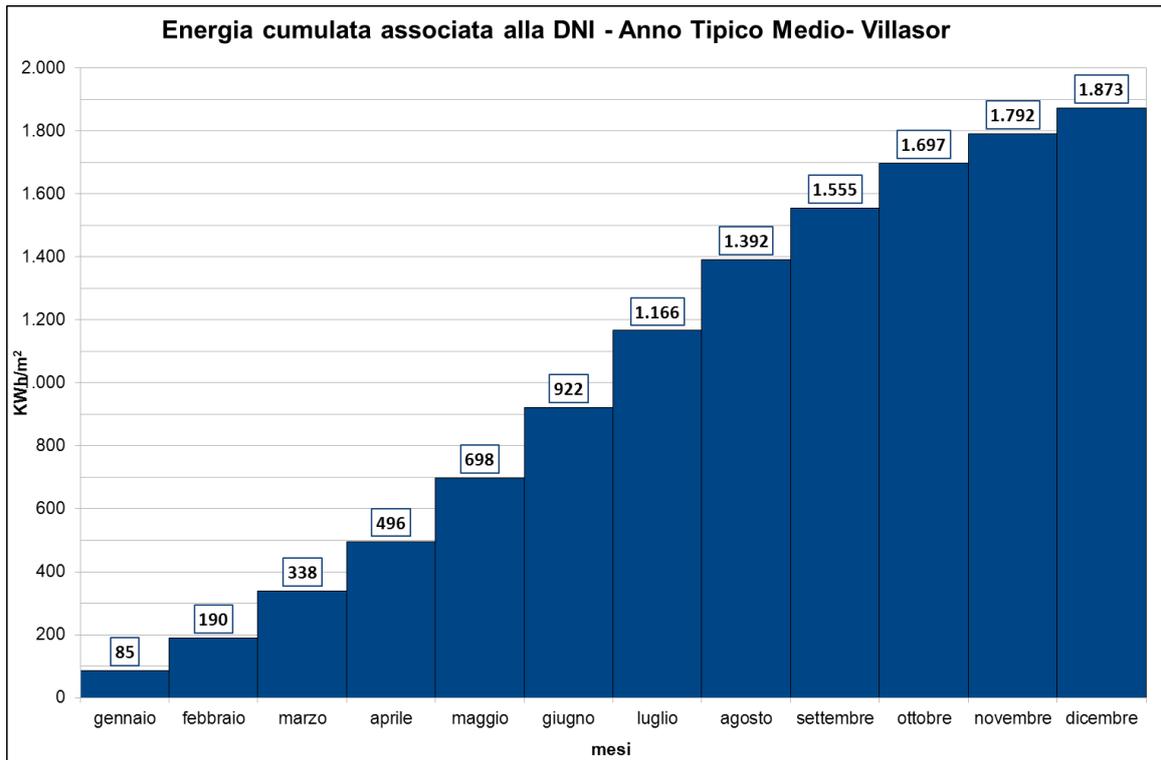


Fig. 3.2.7: Energia cumulata associata alla DNI per l'anno tipico medio

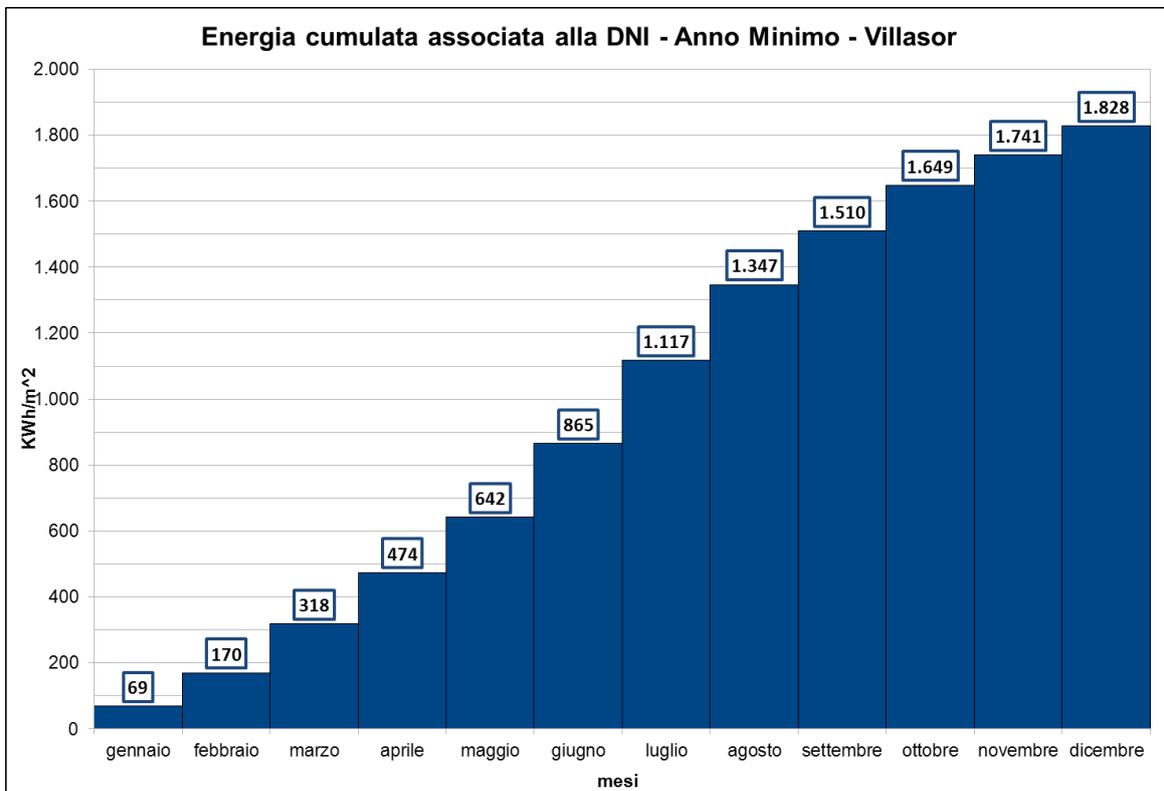


Fig. 3.2.8: Energia cumulata associata alla DNI per l'anno minimo

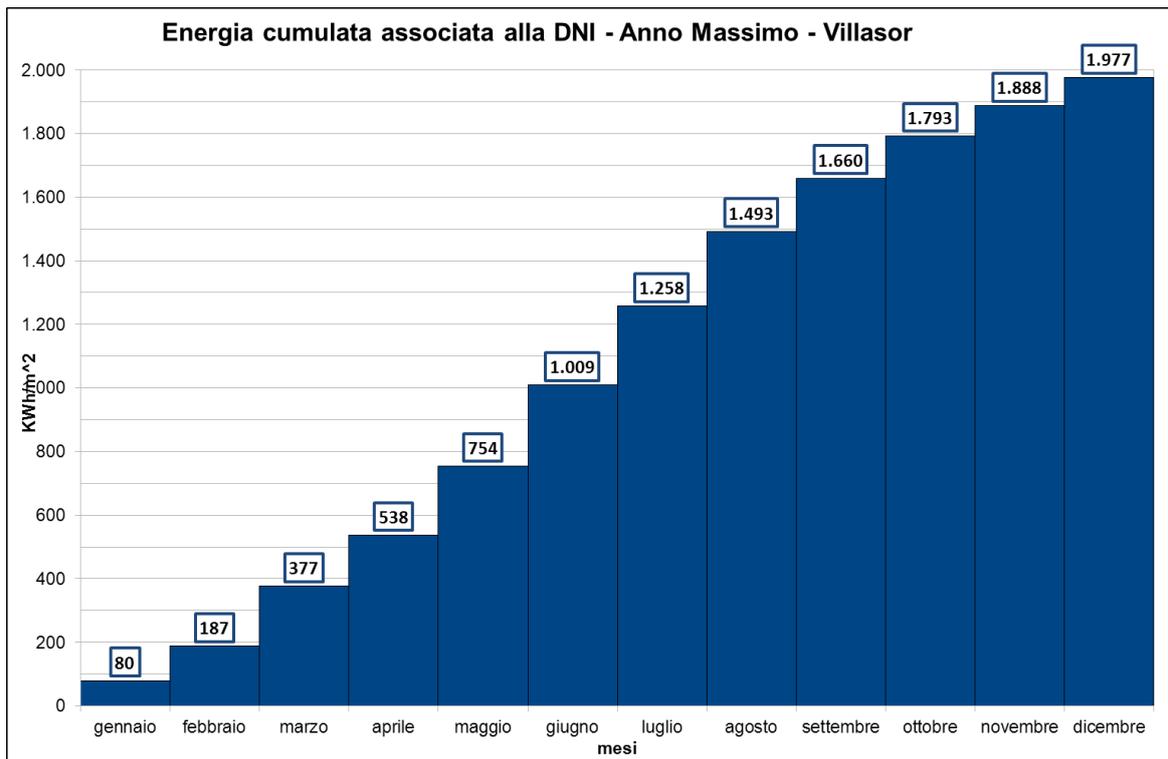


Fig. 3.2.9: Energia cumulata associata alla DNI per l'anno massimo

3.2.1 Spettro d'intensità e durata media dei periodi sopra soglia

Un'analisi significativa sui dati di irraggiamento può essere effettuata costruendo lo **spettro di intensità** della radiazione normale diretta. Il grafico dello spettro di intensità annuale per il sito in esame viene costruito calcolando per ogni intervallo di radiazione indicato in ascisse, il corrispondente numero di ore totali ricadenti nel suddetto intervallo nell'anno in esame.

Lo spettro di intensità fornisce utili indicazioni per capire in quali valori di intensità si concentra maggiormente la radiazione del sito analizzato e consente, quindi, di valutare opportunamente la DNI nominale di riferimento da adottare nel dimensionamento dell'impianto CSP. La distribuzione delle intensità della radiazione normale diretta è caratteristica, del sito analizzato e dipende dal clima e dalla latitudine. A parità di energia associata alla radiazione raccolta, infatti, la producibilità di un impianto CSP dipende strettamente dai valori dell'intensità di radiazione: il rendimento di un impianto, infatti, cresce all'aumentare dell'intensità di radiazione. È auspicabile, quindi, avere il maggior numero di ore giornaliere possibili negli intervalli di radiazione più elevati (maggiori di 700 W/m²). Per tale ragione la producibilità dei siti che presentano un clima desertico è sensibilmente più elevata: lo spettro di intensità è molto spostato verso i valori elevati di radiazione, si hanno, cioè, molte ore ad alta intensità e quindi ad alta producibilità.

Nelle fig. 3.2.1.1, 3.2.1.2 e 3.2.1.3 vengono riportati gli spettri di intensità relativi ai tre anni di riferimento.

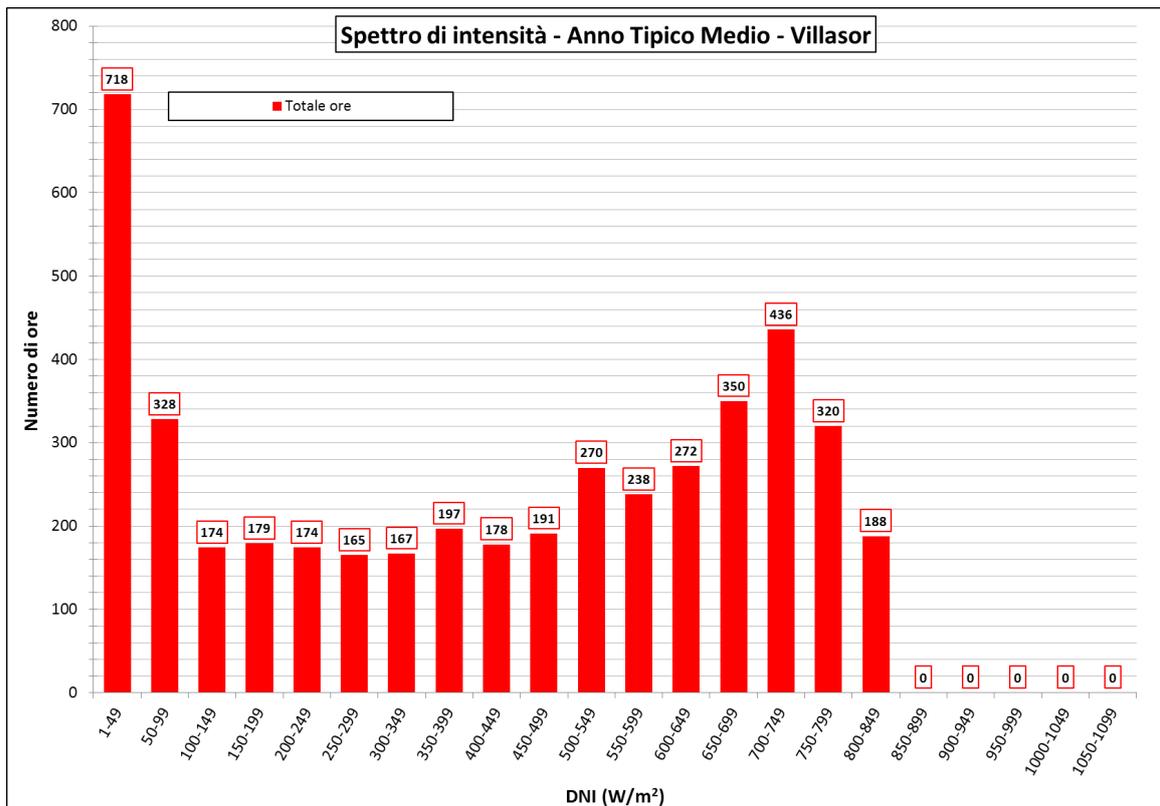


Fig. 3.2.1.1: Spettro di intensità della radiazione normale diretta (ore totali nell'anno tipico medio)

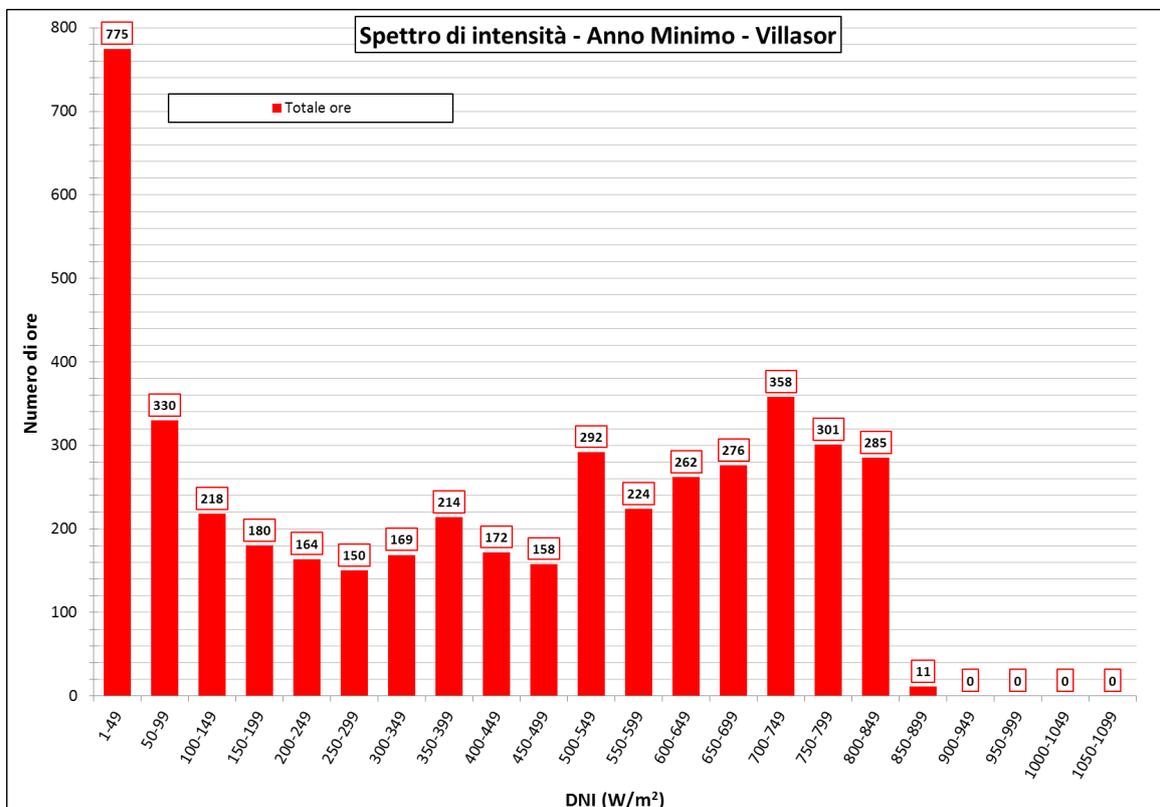


Fig. 3.2.1.2: Spettro di intensità della radiazione normale diretta (ore totali nell'anno minimo)

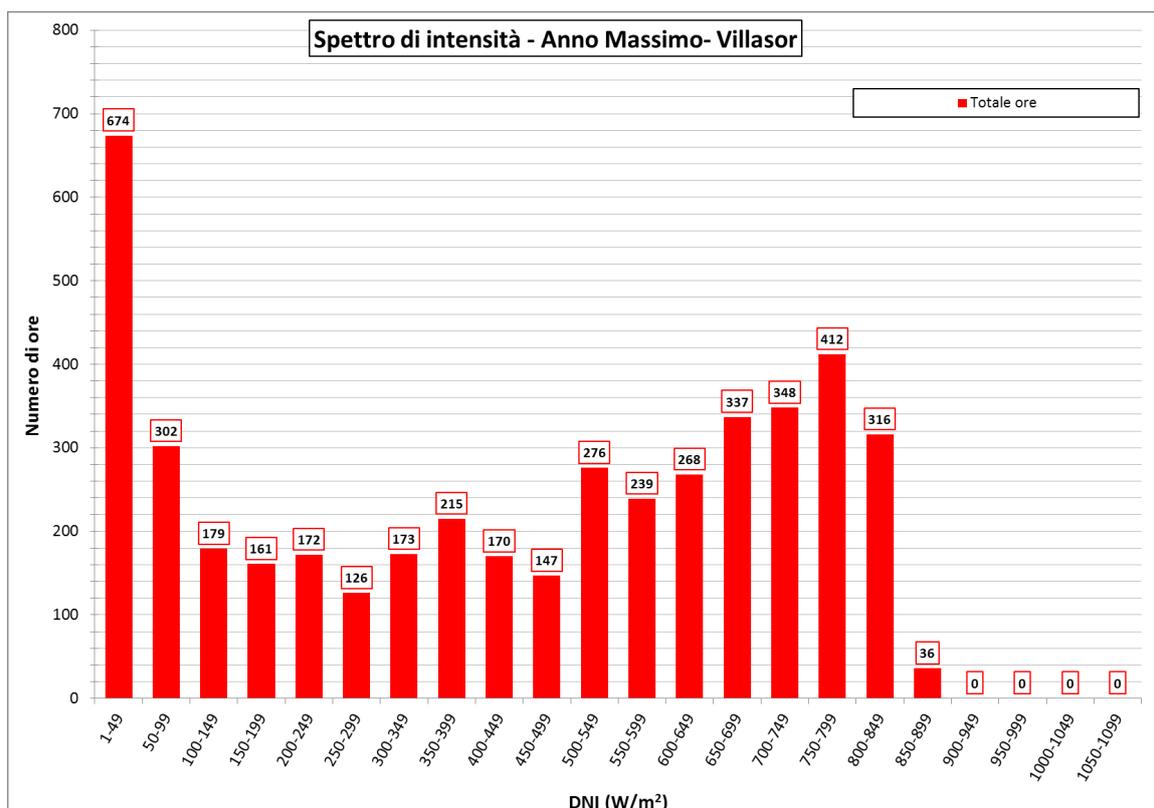


Fig. 3.2.1.3: Spettro di intensità della radiazione normale diretta (ore totali nell'anno massimo)

Dai grafici costruiti in base ai dati disponibili si evince che i picchi³ delle curve per gli anni tipico e minimo, per il sito in esame, sono concentrati intorno al valore di 700-749 W/m², mentre per l'anno massimo questi sono concentrati per valori di 750-800 W/m²: mediamente sono questi i valori più frequenti di radiazione giornaliera durante l'anno. Occorre sempre considerare che i grafici sono ottenuti dall'elaborazione di misure satellitari e che per un'opportuna caratterizzazione delle condizioni di irraggiamento solare occorre confermare i suddetti valori con una campagna di misura al suolo.

Ulteriori informazioni relative alla distribuzione della radiazione si possono ricavare dai grafici che rappresentano la **durata media dei periodi con valore sopra soglia**, strettamente legati agli spettri di intensità precedentemente riportati. Tali grafici sono costruiti riportando in ordinata il numero di ore totali nel periodo in esame in cui la radiazione solare diretta si è mantenuta al di sopra del valore di radiazione riportato in ascissa. Le informazioni che si possono ricavare fissando una radiazione minima di soglia di funzionamento dell'impianto sono importanti per una corretta valutazione della producibilità dello stesso. Nel caso di siti che presentano un clima di tipo mediterraneo, come nel caso di Flumini Mannu, si può considerare in genere una radiazione di 750 W/m² come riferimento standard per il dimensionamento di massima di un impianto (tale valore salirebbe a 950 W/m² se si considerasse un sito con clima desertico). Dal grafico della durata dei periodi con valore sopra soglia si può ricavare immediatamente per quante ore durante l'anno l'impianto funziona in condizioni nominali o al di sopra di esse.

Per quanto riguarda la producibilità degli impianti CSP, un altro aspetto importante da esaminare è la soglia minima di radiazione per cui l'impianto è in grado di produrre energia. Occorre considerare, infatti, che solo una parte della radiazione incidente sul campo solare può essere utilizzata per produrre energia a causa di effetti di soglia e di consumi parassiti presenti per valori

³ Non viene considerato il picco per bassi valori di radiazione in quanto comprende tutte le ore in cui si sono presentate condizioni di forte nuvolosità e quelle quotidiane relative all'alba e al tramonto.

bassi di radiazione. Viene considerata, generalmente, una radiazione normale diretta efficace se superiore ai 200 W/m^2 .

Le problematiche di producibilità sopradescritte sono strettamente legate alla logica di gestione dell'impianto e al dimensionamento del sistema di stoccaggio, pertanto devono essere valutati caso per caso. Tuttavia, una volta fissato un valore di soglia, dai grafici successivi è facilmente calcolabile il numero di ore teoriche per le quali un impianto senza stoccaggio è in grado di funzionare.

Nelle fig. 3.2.1.4, 3.2.1.5 e 3.2.1.6 sono riportate le curve di durata dei periodi sopra soglia relativi ai tre anni di riferimento.

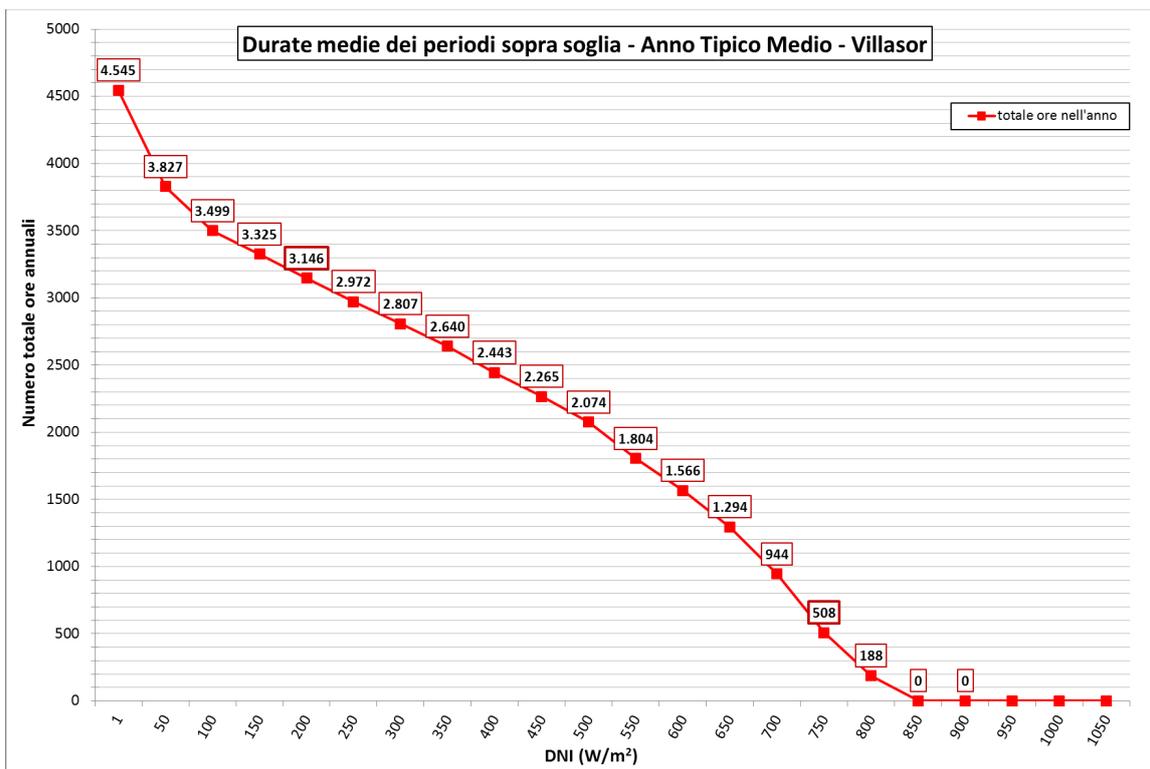


Fig. 3.2.1.4: Durate medie di periodi con valore sopra soglia della DNI (ore totali nell'anno tipico medio)

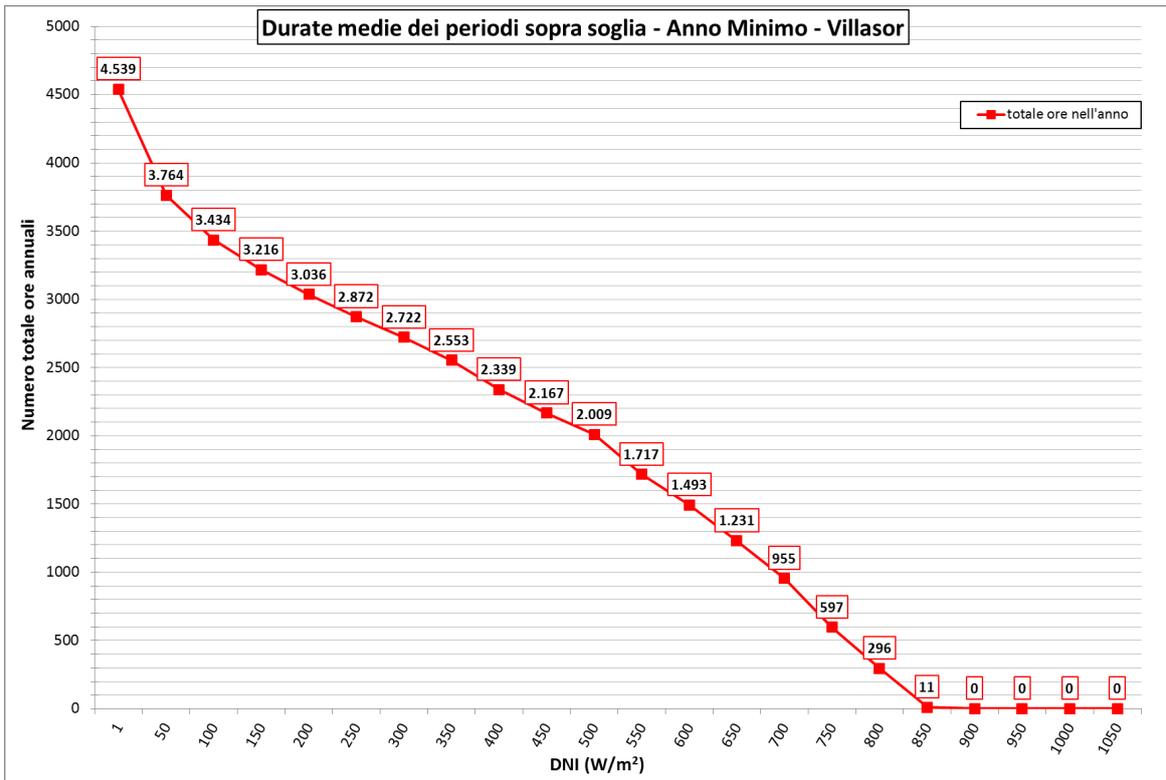


Fig. 3.2.1.5: Durate medie di periodi con valore sopra soglia della DNI (ore totali nell'anno minimo)

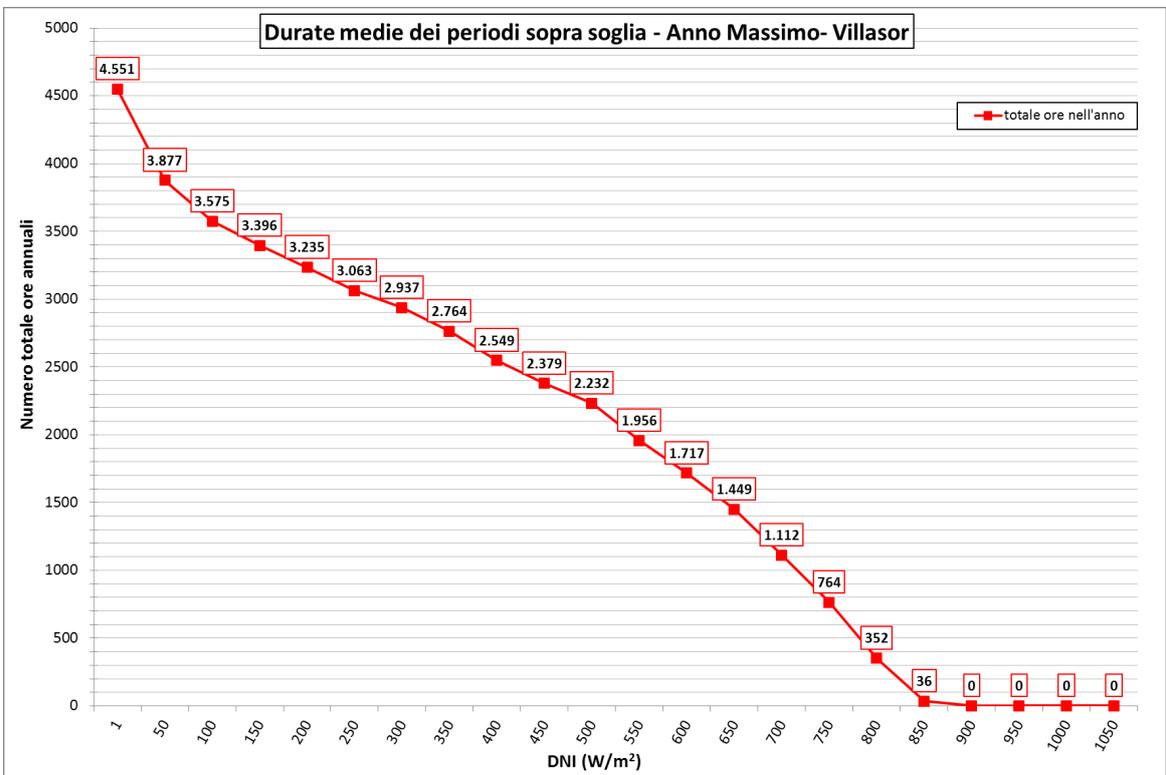


Fig. 3.2.1.6: Durate medie di periodi con valore sopra soglia della DNI (ore totali nell'anno massimo)

3.2.2 Condizioni limite del sito, giorno medio e parametro di nuvolosità

Per poter valutare in modo approfondito le condizioni d'irraggiamento del sito in esame sono stati elaborati i dati di DNI per poter definire le condizioni di irraggiamento limite caratteristiche del sito. A tal fine si è calcolato il **giorno limite** che rappresenta il profilo di radiazione massimo ottenibile per il giorno migliore di ciascun mese del sito in esame. Questo tipo di informazione è utile per il dimensionamento sia di un eventuale sistema di accumulo che dell'impianto CSP nel suo complesso. Questo tipo di grafico si costruisce prendendo i valori massimi assunti in un mese dalla radiazione normale diretta, per ciascun intervallo temporale di misura compreso tra le ore 0:00 e le ore 24:00. Riportando le curve dei giorni limite calcolati per ciascun mese si ottengono le condizioni limite per il sito in esame, questo poiché la curva del giorno limite dipende sia dalla torbidità dell'aria, che dalla latitudine geografica e dalla quota del sito, mentre è indipendente sia dalle perturbazioni meteorologiche che dalla nuvolosità occasionale, infatti si può assumere che nell'arco di ogni mese la DNI assume almeno una volta il valore massimo corrispondente ad un giorno sereno per ciascun intervallo temporale considerato.

Un ulteriore utile modo di analizzare le misure di DNI è quello di costruire il **giorno medio** per ciascun mese di riferimento. Il giorno medio si ottiene facendo la media dei valori della DNI misurati giornalmente in ciascun mese, per ciascun intervallo temporale di misura compreso tra le ore 0:00 e le ore 24:00. Il giorno medio, quindi, al contrario di quello che avviene per il giorno limite, dipende fortemente dalle condizioni di nuvolosità del mese.

Il successivo grafico in figura 3.2.2.1 riporta, a titolo esemplificativo, le curve del giorno limite e del giorno medio per i mesi di dicembre e di giugno.

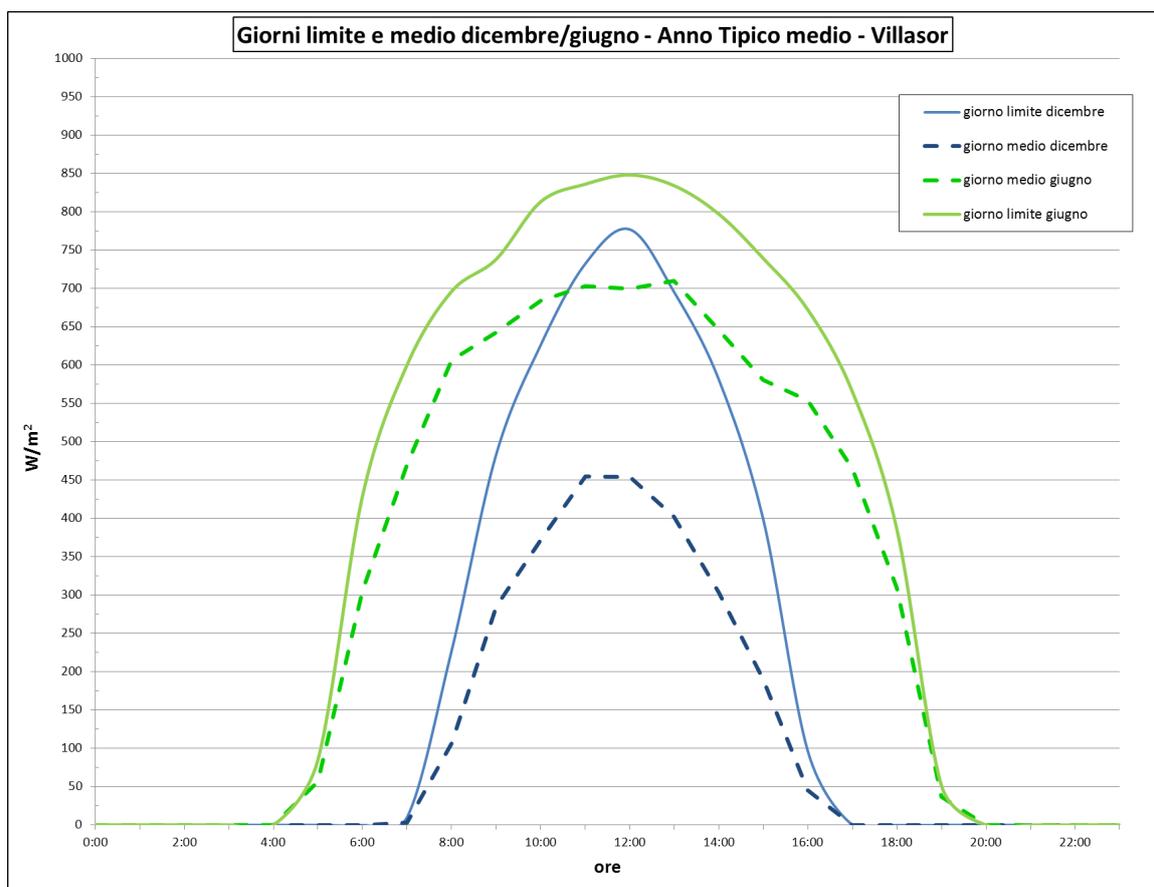


Fig. 3.2.2.1: Giorni medio e limite per i mesi di dicembre e giugno.

Come si può osservare, la larghezza delle curve dipende dal numero di ore di irraggiamento, mentre il massimo delle curve del giorno limite dipende dalla trasparenza dell'atmosfera (torbidità dell'aria); d'altra parte i valori massimi delle curve del giorno medio sono molto differenti in quanto risentono fortemente dell'andamento mensile della nuvolosità ed è evidente che la copertura nuvolosa nel mese di dicembre è molto più elevata che nel mese di giugno.

Quantificando la differenza tra le suddette curve è possibile fare un confronto, su base mensile, tra anni diversi sull'andamento della copertura nuvolosa, pertanto si è introdotto il **Parametro di nuvolosità** P_{nu} , definito come la differenza fra il valore unitario ed il **rapporto tra l'energia associata alla DNI del giorno medio e quella del giorno limite**:

$$P_{nu} = 1 - \frac{E_{DNI_{med}}}{E_{DNI_{max}}}$$

Il suddetto parametro assume pertanto:

- **valore unitario** se nel mese in esame la nuvolosità è molto intensa e prolungata (curva del giorno medio piatta e nulla)
- **valore nullo** qualora si presentassero sempre condizioni di cielo sereno (curva del giorno medio coincidente con quella del giorno limite).

I valori mensili del parametro di nuvolosità per gli anni di riferimento sono riportati nelle tabelle di sintesi al successivo paragrafo 3.3.

3.2.3 Indice di Clear Sky

Il parametro di nuvolosità fornisce un'indicazione sull'andamento medio mensile della copertura nuvolosa. Per poter valutare il grado di copertura nuvolosa giornaliera o oraria, in letteratura è diffuso l'utilizzo dell'**indice di Clearness** che rappresenta il rapporto tra la radiazione globale orizzontale misurata al suolo e quella extra-atmosferica.

Poiché l'indice di clearness non è riferito alla radiazione normale diretta, ma alla radiazione globale orizzontale, questo fornisce un'informazione approssimata sulla copertura nuvolosa legata alla DNI. Infatti quando la DNI è totalmente assorbita dalle nuvole, la GHI non assume un valore nullo in quanto la radiazione solare viene diffusa. Pertanto, per poter quantificare mese per mese il numero dei giorni sereni, poco nuvolosi e nuvolosi, rispetto alla radiazione solare diretta, si è definito un nuovo parametro: l'**indice di Clear Sky**, che è il rapporto fra la radiazione solare diretta misurata nell'intervallo di tempo considerato e la radiazione solare diretta raccolta nel **giorno limite massimo ottimizzato** di quel mese. Il **giorno limite massimo** è costruito facendo la media oraria fra i massimi valori raggiunti dalla **DNI**, nel mese in esame, negli anni analizzati. L'indice di Clear Sky può assumere valori in un intervallo compreso fra **0** (copertura nuvolosa totale) ed **1** (cielo al massimo valore di trasparenza).

Per studiare l'andamento annuale della copertura nuvolosa giornaliera, si è misurato l'indice di Clear Sky giornaliero e si sono definiti dei valori di soglia pari a:

- 10%: cielo molto nuvoloso
- 20%: cielo nuvoloso
- 70%: cielo poco nuvoloso
- 80%: cielo sereno o poco nuvoloso
- 90%: cielo sereno e totalmente sgombro di nubi

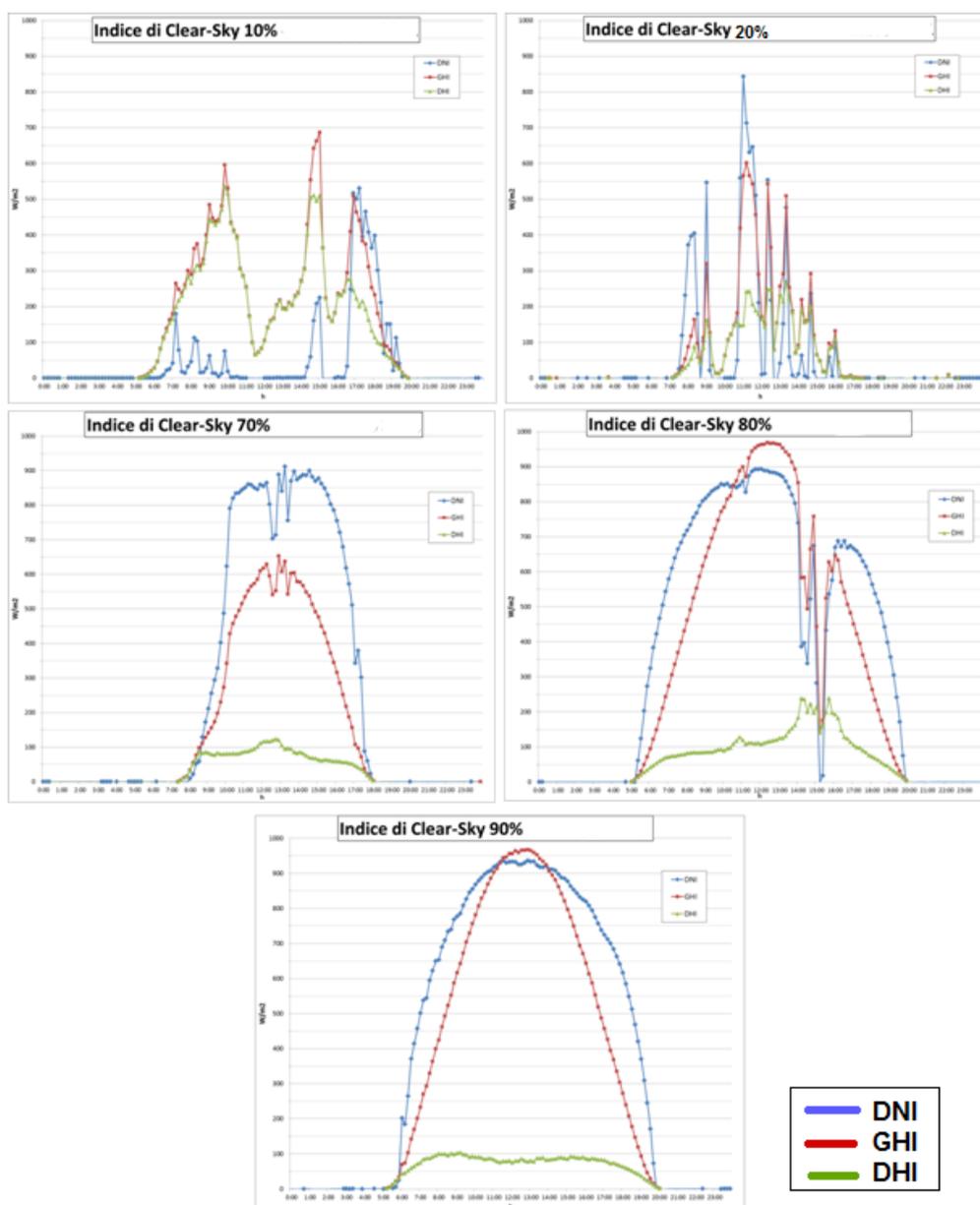


Fig. 3.2.4.1: Grafici sull'irraggiamento solare per i differenti valori di soglia dell'indice di Clear Sky.

Per ciascuno di questi valori di soglia si è riportato in fig.3.2.4.1, a titolo puramente esemplificativo, il grafico di un giorno rappresentativo dell'andamento della copertura nuvolosa. Nelle tabelle 3.2.3.1, 3.2.3.2 e 3.2.3.3 sono riportati il numero dei giorni annuali e per ciascun mese, per i differenti valori di soglia dell'indice di Clear Sky relativamente ai tre anni di riferimento considerati per la serie storica del SoDa.

Giorni Anno Tipico Medio										
	Indice di Clear Sky <10%	Perc. rispetto al mese	Indice di Clear Sky <20%	Perc. rispetto al mese	Indice di Clear Sky >70%	Perc. rispetto al mese	Indice di Clear Sky >80%	Perc. rispetto al mese	Indice di Clear Sky >90%	Perc. rispetto al mese
gennaio	2	6,5%	4	12,9%	10	32,3%	2	6,5%	1	3,2%
febbraio	0	0,0%	2	7,1%	6	21,4%	3	10,7%	0	0,0%
marzo	0	0,0%	2	6,5%	12	38,7%	7	22,6%	3	9,7%
aprile	1	3,3%	3	10,0%	14	46,7%	7	23,3%	2	6,7%
maggio	2	6,5%	3	9,7%	19	61,3%	17	54,8%	11	35,5%
giugno	0	0,0%	0	0,0%	23	76,7%	20	66,7%	15	50,0%
luglio	0	0,0%	0	0,0%	30	96,8%	26	83,9%	20	64,5%
agosto	0	0,0%	0	0,0%	28	90,3%	26	83,9%	12	38,7%
settembre	1	3,3%	1	3,3%	18	60,0%	12	40,0%	2	6,7%
ottobre	1	3,2%	1	3,2%	19	61,3%	14	45,2%	2	6,5%
novembre	1	3,3%	5	16,7%	12	40,0%	7	23,3%	1	3,3%
dicembre	3	9,7%	4	12,9%	13	41,9%	9	29,0%	1	3,2%
totale	11	3,0%	25	6,8%	204	55,9%	150	41,1%	70	19,2%

Tab. 3.2.3.1: Numero dei giorni per i differenti valori di soglia dell'indice di Clear Sky per l'anno tipico medio

Giorni Anno Minimo 2010										
	Indice di Clear Sky <10%	Perc. rispetto al mese	Indice di Clear Sky <20%	Perc. rispetto al mese	Indice di Clear Sky >70%	Perc. rispetto al mese	Indice di Clear Sky >80%	Perc. rispetto al mese	Indice di Clear Sky >90%	Perc. rispetto al mese
gennaio	3	9,7%	6	19,4%	6	19,4%	1	3,2%	1	3,2%
febbraio	2	7,1%	4	14,3%	9	32,1%	4	14,3%	0	0,0%
marzo	0	0,0%	2	6,5%	12	38,7%	7	22,6%	3	9,7%
aprile	0	0,0%	3	10,0%	13	43,3%	8	26,7%	3	10,0%
maggio	3	9,7%	4	12,9%	12	38,7%	10	32,3%	4	12,9%
giugno	1	3,3%	2	6,7%	23	76,7%	22	73,3%	16	53,3%
luglio	0	0,0%	0	0,0%	28	90,3%	25	80,6%	23	74,2%
agosto	0	0,0%	0	0,0%	28	90,3%	25	80,6%	14	45,2%
settembre	1	3,3%	1	3,3%	18	60,0%	12	40,0%	2	6,7%
ottobre	1	3,2%	2	6,5%	17	54,8%	12	38,7%	5	16,1%
novembre	4	13,3%	8	26,7%	10	33,3%	6	20,0%	3	10,0%
dicembre	1	3,2%	4	12,9%	13	41,9%	9	29,0%	0	0,0%
totale	16	4,4%	36	9,9%	189	51,8%	141	38,6%	74	20,3%

Tab. 3.2.3.2: Numero dei giorni per i differenti valori di soglia dell'indice di Clear Sky per l'anno minimo

Giorni Anno Massimo 2012										
	Indice di Clear Sky <10%	Perc. rispetto al mese	Indice di Clear Sky <20%	Perc. rispetto al mese	Indice di Clear Sky >70%	Perc. rispetto al mese	Indice di Clear Sky >80%	Perc. rispetto al mese	Indice di Clear Sky >90%	Perc. rispetto al mese
gennaio	1	3,2%	5	16,1%	9	29,0%	0	0,0%	0	0,0%
febbraio	1	3,6%	3	10,7%	11	39,3%	8	28,6%	5	17,9%
marzo	0	0,0%	1	3,2%	21	67,7%	19	61,3%	5	16,1%
aprile	1	3,3%	2	6,7%	11	36,7%	8	26,7%	4	13,3%
maggio	1	3,2%	3	9,7%	23	74,2%	18	58,1%	11	35,5%
giugno	0	0,0%	0	0,0%	30	100,0%	28	93,3%	22	73,3%
luglio	0	0,0%	0	0,0%	27	87,1%	27	87,1%	23	74,2%
agosto	0	0,0%	0	0,0%	29	93,5%	27	87,1%	19	61,3%
settembre	1	3,3%	2	6,7%	20	66,7%	14	46,7%	5	16,7%
ottobre	1	3,2%	2	6,5%	15	48,4%	13	41,9%	3	9,7%
novembre	1	3,3%	5	16,7%	12	40,0%	7	23,3%	1	3,3%
dicembre	0	0,0%	1	3,2%	12	38,7%	7	22,6%	1	3,2%
totale	7	1,9%	24	6,6%	220	60,3%	176	48,2%	99	27,1%

Tab. 3.2.3.3: Numero dei giorni per i differenti valori di soglia dell'indice di Clear Sky per l'anno massimo

Per come è definito, l'indice di clear sky dipende fortemente dalle curve di giorno limite costruite per il sito in esame. È opportuno ribadire che i valori dell'indice presentati nelle tabelle precedenti sono calcolati, come anticipato, facendo riferimento alle curve del giorno limite elaborate per la serie storica dei dati satellitari del SoDa. Si evidenzia, quindi, che poiché le curve del giorno limite dei dati satellitari risultano generalmente sottostimate (cfr. paragrafo 3.2.4) i valori assunti dall'indice di clear sky devono essere considerati con le dovute precauzioni e forniscono indicazioni utili nell'ottica di un confronto tra i mesi e gli anni di riferimento. I valori forniti sono indicativi del numero dei giorni in cui un'eccessiva copertura nuvolosa può portare al fermo dell'impianto; questi valori potranno essere migliorati ed affinati, una volta che sarà avviata la campagna di misura a terra.

3.2.4 Analisi dei giorni limite

Come già anticipato, i giorni limite rappresentano l'andamento giornaliero massimo della radiazione solare diretta, di conseguenza, descrivono il sito nelle migliori condizioni di cielo sereno (*clear sky*) e pertanto risultano essere un utile indicatore per valutare i limiti dei modelli satellitari rispetto all'andamento delle condizioni microclimatiche del sito. Al fine di interpretare correttamente le informazioni provenienti dalle curve dei giorni limite ottenute dalle misure satellitari del SoDa, si dovrebbe procedere ad un confronto con le corrispondenti curve ottenute elaborando i dati misurati al suolo per il sito di Flumini Mannu. Poiché al momento la campagna di misura non è stata ancora avviata, per comprendere la validità dell'analisi condotta ci si può riferire allo studio sul modello Helioclim-3, effettuato nell'ambito del progetto di ricerca **“Sviluppo di modelli per la produzione di accurate serie-dati di irraggiamento solare diretto ottimizzate a siti specifici: confronti tra misurazioni satellitari e terrestri”**⁴. Nel progetto

⁴ Progetto di ricerca co-finanziato con fondi a valere sul PO Sardegna FSE 2007-2013 sulla L.R.7/2007 “Promozione della ricerca scientifica e dell'innovazione tecnologica in Sardegna”; autore: Manuel Floris. Relazione depositata presso il Centro Regionale di Programmazione della Regione Autonoma della Sardegna.

di ricerca si sono confrontate le misure raccolte a terra in due siti posti in Sardegna (Macchiareddu ed Ottana) con quelle satellitari, ottenendo importanti informazioni sui limiti del modello Helioclim-3 adottato dal SoDa.

Lo studio dei giorni limite ha evidenziato come il modello Helioclim-3, tenda a sottostimare le condizioni limite (in condizioni di clear-sky) dei siti esaminati, soprattutto nei mesi autunnali ed invernali.

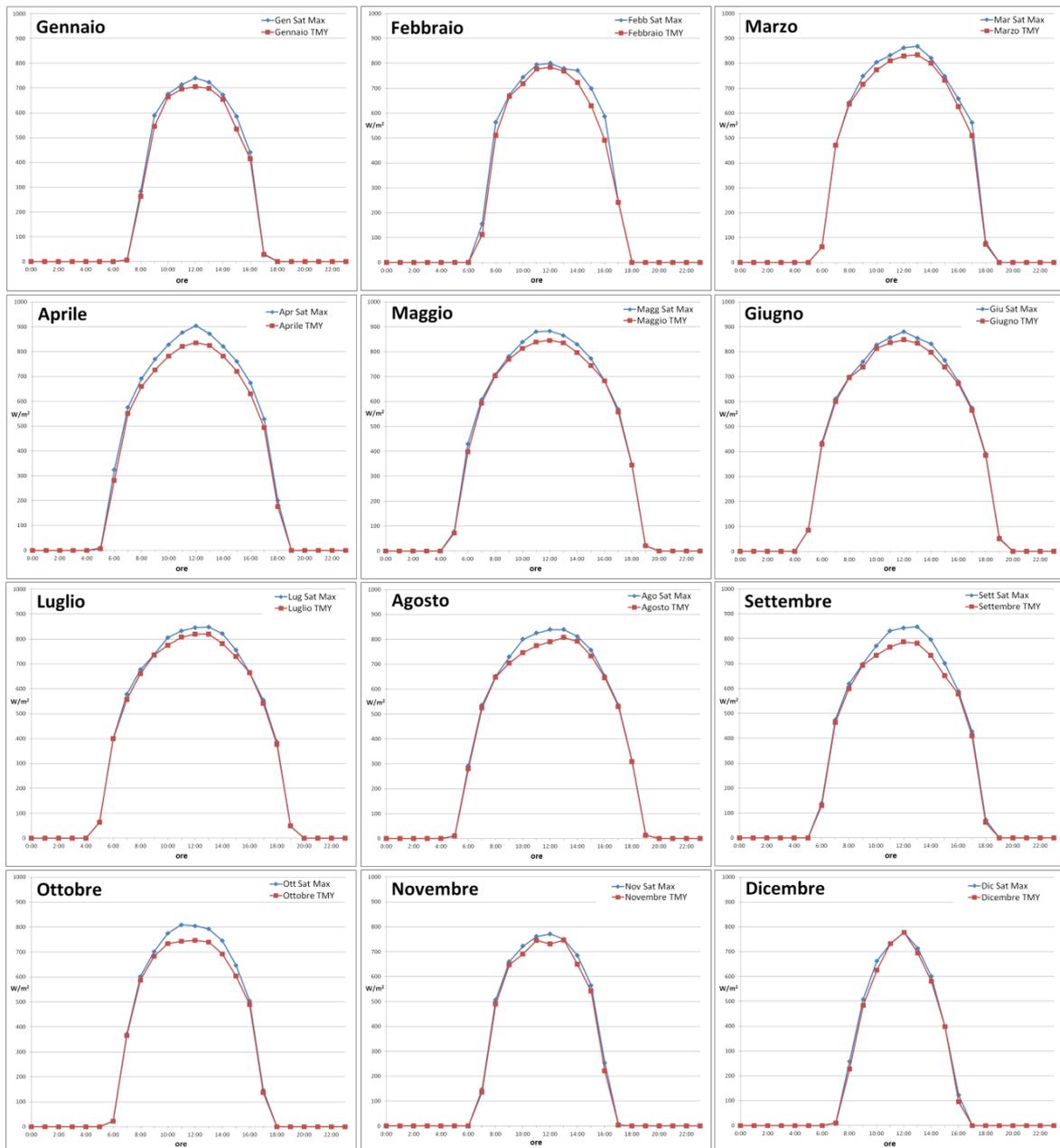


Fig. 3.2.4.1: Confronto fra le curve mensili dei giorni limite dell'anno tipico medio (TMY - rosso) e quelli del giorno limite massimo ricavati da tutta la serie storica (Max - blu).

Questa sottostima sembra essere confermata dalle curve di irraggiamento del giorno limite massimo raccolte per il sito di Flumini Mannu (vedi fig.3.2.4.1), dove si può osservare che i mesi che vanno da settembre a gennaio, hanno picchi di irraggiamento con valori inferiori agli 800 W/m². Questo limite manifestato dal modello, influenza profondamente gli spettri di intensità e se questo fosse confermato ci si aspetta che i massimi di tali grafici, siano incentrati intorno ai valori compresi fra gli 800-850 W/m² e l'impianto pertanto, dovrebbe essere dimensionato per un tale valore di irraggiamento. Per poter quantificare esattamente di quanto sia la sottostima dovuta al modello, sarà necessario confrontare le misure del modello con quelle dirette prese a terra.

Le analisi statistiche condotte nel progetto di ricerca per i due siti esaminati, correlando le misure registrate a terra con quelle ricavate dalle osservazioni satellitari, hanno dimostrato che il modello è impreciso nel determinare l'andamento orario della copertura nuvolosa e pertanto le misure su quella scala temporale, sono poco utili nello studio degli effetti dei fenomeni transienti sulla produzione di energia elettrica con impianti CSP.

Inoltre, per quanto riguarda la misura dell'energia raccolta su base giornaliera, mensile e annuale, si può affermare che la precisione del modello aumenta con l'intervallo temporale. Di contro non è possibile prevedere di quanto le previsioni del modello possano discostarsi dalle misure reali, in quanto i siti esaminati nel progetto sono distanti dal sito di Flumini Mannu e i confronti sull'energia raccolta risultano essere poco significativi ai fini della valutazione dell'irraggiamento solare diretto nel sito esaminato.

3.3 Sintesi dei risultati dell'analisi

I risultati principali dell'analisi effettuata sui dati di radiazione solare derivati da dati satellitari del SoDa per il sito in esame sono sintetizzati nelle tabelle 3.3.1, 3.3.2 e 3.3.3 relative ai tre anni di riferimento.

Sintesi Annuale Anno Tipico Medio - Villasor														
	gen	feb	mar	apr	mag	giu	lug	ago	set	ott	nov	dic	Medie	Totali
DNI Max [W/m ²]	706	784	834	836	846	848	819	807	787	747	746	777	795	
GHI Max [W/m ²]	497	611	825	917	969	974	970	931	835	708	535	450	769	
Parametro di Nuvolosità	0,47	0,42	0,39	0,36	0,28	0,18	0,10	0,12	0,26	0,30	0,44	0,43	0,31	
Num. Ore diurne sotto soglia 200 W/m ²	171	124	149	142	146	91	81	91	108	116	141	159	127	1.519
Num. Ore sopra soglia 200 W/m ²	168	189	247	269	319	359	384	359	279	252	170	151	262	3.146
Num. Ore sopra soglia 750 W/m ²	0	11	59	57	97	97	113	63	10	0	0	1	42	508
Num. Ore nell'intervallo 750-799 W/m ²	0	11	32	30	47	42	86	61	10	0	0	1	27	320
Irraggiamento Giornaliero Medio [kWh/m ²]	2,75	3,75	4,78	5,27	6,49	7,47	7,89	7,28	5,44	4,58	3,15	2,62	5,12	
Irraggiamento Giornaliero Massimo [kWh/m ²]	4,95	5,71	7,52	8,13	8,84	8,89	8,74	8,17	7,19	6,49	5,37	4,47	8,89	
Irraggiamento Giornaliero Minimo [kWh/m ²]	0,35	0,79	0,89	0,79	0,69	2,57	4,58	4,13	0,71	0,52	0,35	0,33	0,33	
Energia mensile associata alla DNI [kWh/m ²]	85	105	148	158	201	224	245	226	163	142	95	81	156	1.873
Energia mensile associata alla GHI [kWh/m ²]	63	82	134	159	203	223	236	209	149	112	68	56	141	1.694
Energia mensile associata alla DHI [kWh/m ²]	29	33	47	55	62	63	63	58	50	40	29	25	46	554

Tab. 3.3.1: Sintesi dei dati di radiazione solare relativi all'anno tipico medio.

Sintesi Annuale Anno Minimo - Villasor														
	gen	feb	mar	apr	mag	giu	lug	ago	set	ott	nov	dic	Medie	Totali
DNI Max [W/m ²]	703	789	834	849	855	851	847	827	787	792	762	718	801	
GHI Max [W/m ²]	505	673	825	929	968	974	970	940	835	717	568	446	779	
Parametro di Nuvolosità	0,55	0,45	0,39	0,40	0,40	0,19	0,09	0,13	0,26	0,34	0,47	0,36	0,34	
Num. Ore diurne sotto soglia 200 W/m ²	209	144	149	157	182	103	71	85	108	134	148	144	136	1.634
Num. Ore sopra soglia 200 W/m ²	129	169	247	255	283	347	394	366	279	236	165	166	253	3.036
Num. Ore sopra soglia 750 W/m ²	0	17	59	61	69	108	133	116	10	21	3	0	50	597
Num. Ore nell'intervallo 750-799 W/m ²	0	17	32	35	27	29	53	74	10	21	3	0	25	301
Irraggiamento Giornaliero Medio [kWh/m ²]	2,22	3,61	4,78	5,21	5,42	7,43	8,13	7,41	5,44	4,47	3,05	2,81	5,00	
Irraggiamento Giornaliero Massimo [kWh/m ²]	4,93	6,04	7,52	8,25	8,62	9,00	8,90	8,45	7,19	6,56	5,72	4,12	9,00	
Irraggiamento Giornaliero Minimo [kWh/m ²]	0,30	0,49	0,89	0,89	0,26	0,56	6,05	3,63	0,71	0,38	0,29	0,30	0,26	
Energia mensile associata alla DNI [kWh/m ²]	69	101	148	156	168	223	252	230	163	139	92	87	152	1.828
Energia mensile associata alla GHI [kWh/m ²]	56	81	134	158	181	219	239	211	149	109	67	59	139	1.664
Energia mensile associata alla DHI [kWh/m ²]	29	32	47	55	63	60	61	56	50	38	28	26	46	546

Tab. 3.3.2: Sintesi dei dati di radiazione solare relativi all'anno minimo.

Sintesi Annuale Anno Massimo - Villasor														
	gen	feb	mar	apr	mag	giu	lug	ago	set	ott	nov	dic	Medie	Totali
DNI Max [W/m ²]	707	778	868	853	883	880	825	830	827	784	746	741	810	
GHI Max [W/m ²]	476	673	849	926	978	987	970	939	843	696	535	454	777	
Parametro di Nuvolosità	0,48	0,42	0,24	0,38	0,24	0,08	0,09	0,11	0,27	0,36	0,44	0,37	0,29	
Num. Ore diurne sotto soglia 200 W/m ²	186	129	96	150	129	66	75	86	107	130	141	137	119	1.432
Num. Ore sopra soglia 200 W/m ²	152	183	301	263	336	384	390	363	281	239	170	173	270	3.235
Num. Ore sopra soglia 750 W/m ²	0	27	92	52	129	145	131	122	54	12	0	0	64	764
Num. Ore nell'intervallo 750-799 W/m ²	0	27	54	27	52	48	70	80	42	12	0	0	34	412
Irraggiamento Giornaliero Medio [kWh/m ²]	2,57	3,85	6,11	5,36	7,00	8,49	8,02	7,57	5,58	4,30	3,15	2,86	5,41	
Irraggiamento Giornaliero Massimo [kWh/m ²]	4,36	6,60	7,99	8,53	9,03	9,06	8,72	8,45	7,49	6,53	5,37	4,34	9,06	
Irraggiamento Giornaliero Minimo [kWh/m ²]	0,49	0,63	1,61	0,41	0,17	6,98	4,94	3,96	0,56	0,44	0,35	0,52	0,17	
Energia mensile associata alla DNI [kWh/m ²]	80	108	190	161	217	255	249	235	167	133	95	89	165	1.977
Energia mensile associata alla GHI [kWh/m ²]	60	83	152	160	210	241	236	214	149	108	68	60	145	1.742
Energia mensile associata alla DHI [kWh/m ²]	29	32	44	56	58	59	61	56	48	40	29	26	45	538

Tab. 3.3.3: Sintesi dei dati di radiazione solare relativi all'anno massimo.

Vengono, infine, di seguito riportati i grafici di confronto tra gli anni di riferimento relativi all'energia associata alla DNI (fig.e 3.3.1 e 3.3.2).

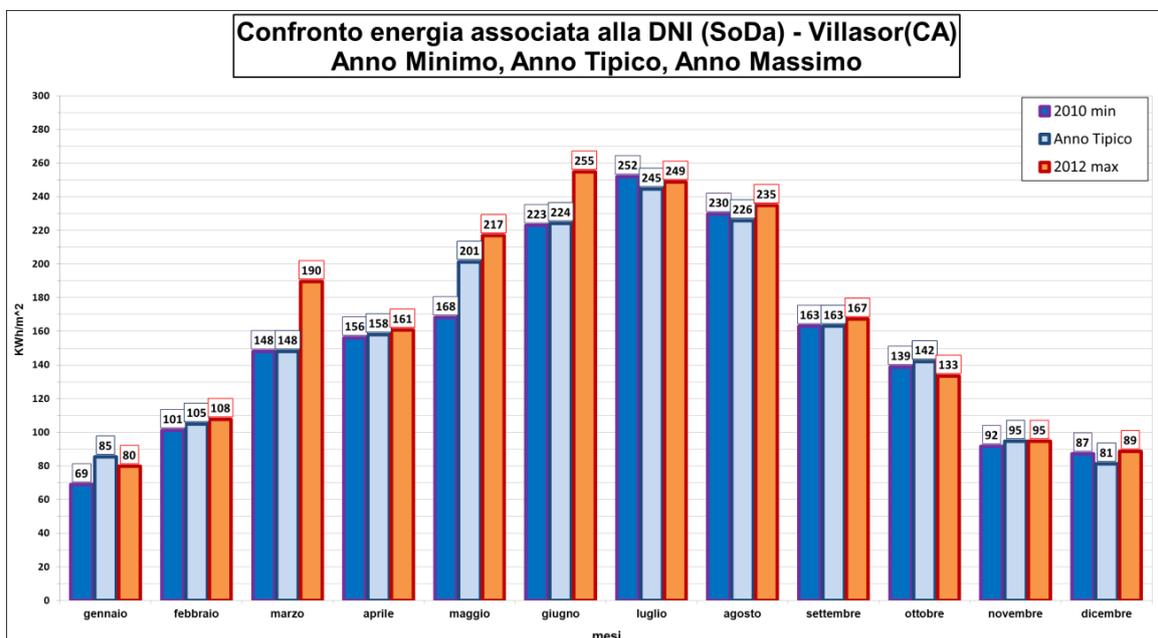


Fig. 3.3.1: Energia associata alla DNI: valori mensili per l'anno tipico medio, l'anno massimo (2012) e l'anno minimo (2010)

Dalla figura 3.3.1 si evince che l'anno tipico medio, pur presentando globalmente valori intermedi, in alcuni mesi assume valori inferiori all'anno minimo ed in altri valori prossimi a quello massimo com'è naturale aspettarsi per una grandezza fortemente variabile come la DNI. Un confronto analogo viene riportato nella figura 3.3.2 per i corrispondenti valori di irraggiamento medio giornaliero.

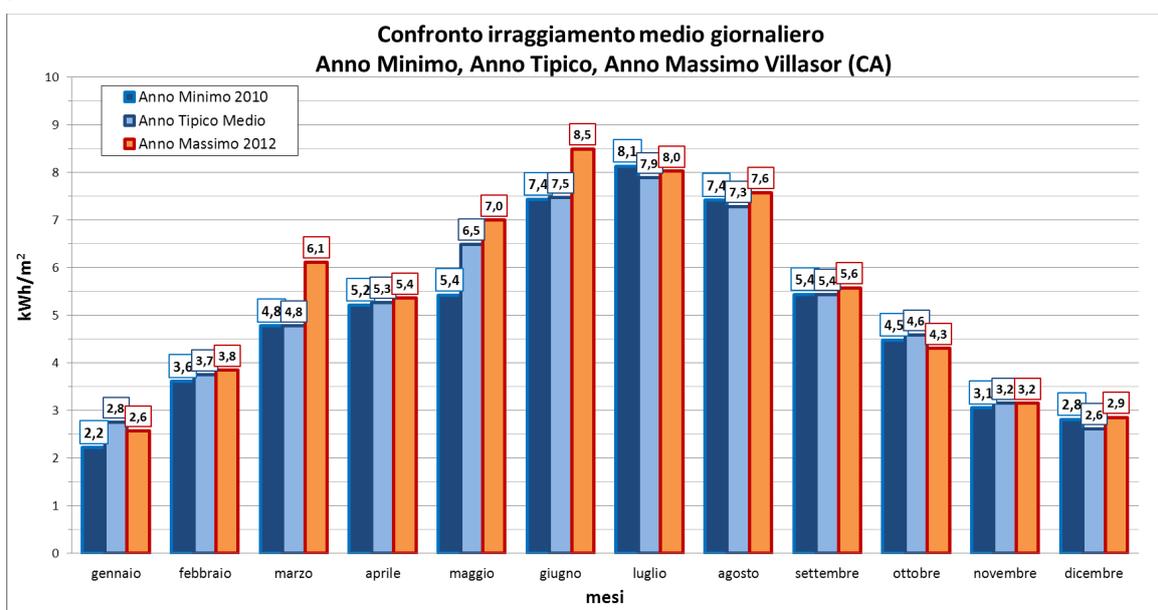


Fig. 3.3.2: Irraggiamento medio giornaliero associato alla DNI: valori mensili per l'anno tipico medio, l'anno massimo (2012) e l'anno minimo (2010)

Nella figura 3.3.3 si riporta il confronto per l'energia cumulata associata alla DNI per i tre anni di riferimento.

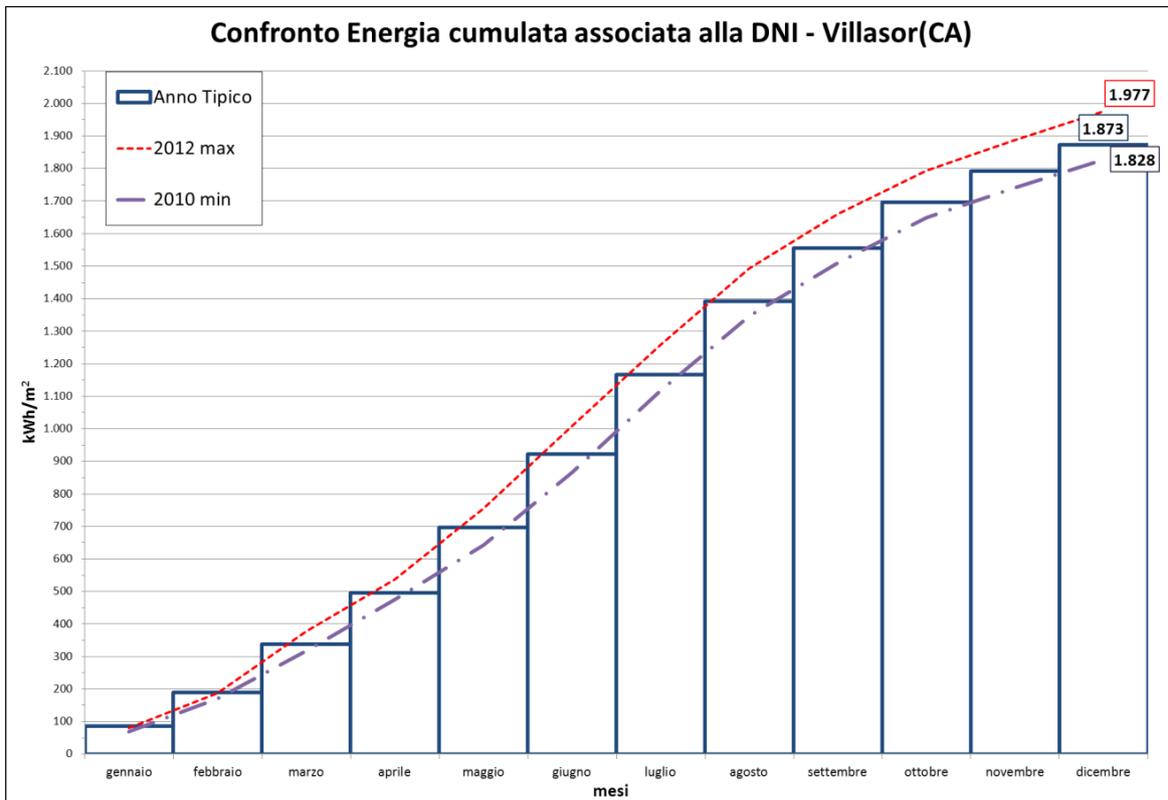


Fig. 3.3.3: Energia cumulata associata alla DNI: confronto fra l'anno tipico medio, l'anno massimo (2012) e l'anno minimo (2010)

4 Conclusioni

Nel presente rapporto si è valutato l'irraggiamento solare del sito di Flumini Mannu, analizzando le misure di DNI fornite dal Solar radiation Data (**SoDa**) del Armines-MINES ParisTech, Centre Energétique et Procédés (CEP), ed ottenute da osservazioni satellitari mediante il modello Helioclim 3, versione 4, per il periodo che va dal 1 **febbraio 2004** al **27 aprile 2013**. Le analisi che si sono effettuate hanno lo scopo di fornire a Energogreen Renewables S.r.l., tutti gli elementi necessari per valutare la possibilità di installare un impianto CSP nel sito in esame, ed ottimizzarne il dimensionamento in base alle condizioni di irraggiamento locali.

Per sviluppare l'analisi sull'irraggiamento solare diretto, si sono individuati degli anni di riferimento ed in particolare si sono selezionati i seguenti tre anni:

- **anno minimo e massimo:** sono gli anni della serie storica analizzata che presentano, rispettivamente, i valori minimo e massimo dell'energia globale associata alla DNI cumulata in un anno;
- **anno tipico medio:** è un anno fittizio costruito selezionando tra i mesi della serie storica analizzata i valori mensili dell'energia associata alla DNI che si discostano meno dal valor medio relativo a ciascun mese della serie storica analizzata. L'anno è perciò costituito da valori mensili reali ottenuti da modelli satellitari riferiti però ad anni diversi.

In base alle definizioni, l'**anno minimo** e l'**anno massimo** della serie storica analizzata sono risultati, **rispettivamente**, il **2010** ed il **2012** e l'**energia globalmente captata** e il **valore medio giornaliero di irraggiamento** associati alla radiazione normale diretta **DNI**, nei tre anni di riferimento, sono risultati rispettivamente pari a:

Energia associata alla DNI (kWh/m ²)			
	Anno Tipico Medio	2010 – Anno Minimo	2011 – Anno Massimo
Annuale	1873	1828	1977

Tab. 4.1: Valori annuali di energia cumulata associata alla DNI.

Valor medio giornaliero di irraggiamento associato alla DNI (kWh/m ²)			
	Anno Tipico Medio	2010 – Anno Minimo	2011 – Anno massimo
Annuale	5,12	5,00	5,41

Tab. 4.2: Valori medi giornalieri di energia associata alla DNI.

Lo studio degli spettri d'intensità fornisce utili indicazioni per capire in quali valori di intensità si concentra maggiormente la radiazione del sito analizzato e consente, quindi, di valutare opportunamente la DNI nominale di riferimento da adottare nel dimensionamento dell'impianto CSP. Dai grafici costruiti in base ai dati disponibili, si è ricavato che i valori massimi delle curve per gli anni di riferimento, per il sito in esame, sono concentrati intorno al valore di **750 W/m²**. Poiché la distribuzione delle intensità della DNI è caratteristica del sito analizzato e dipende dalle condizioni microclimatiche e dalla latitudine, lo studio delle curve dei giorni limite massimi, sembra indicare che il modello tenda a sottostimare le condizioni di trasparenza dell'aria (torbidità) nei mesi autunnali ed estivi e che quindi il massimo delle curve degli spettri d'intensità potrebbe ricadere su valori prossimi agli **800-850 W/m²**.

La distribuzione della radiazione solare durante le varie ore della giornata, fornisce importanti informazioni utili al corretto dimensionamento dell'impianto, sul numero di ore di funzionamento dello stesso senza un sistema di stoccaggio e permette di definire nel modo più opportuno le dimensioni dell'accumulo. Queste informazioni sono state raccolte nei grafici che rappresentano la **durata media dei periodi con valore sopra soglia**, che sono strettamente legati agli spettri di intensità precedentemente riportati. Tali grafici sono costruiti riportando in ordinata il numero di ore totali nel periodo in esame in cui la radiazione solare diretta si è mantenuta al di sopra del

valore di radiazione riportato in ascissa.

Il sito di Flumini Mannu presenta le caratteristiche tipiche di un clima mediterraneo e in questo caso, si può considerare una radiazione di 750 W/m^2 come riferimento standard per il dimensionamento di massima di un impianto (anche se tale valore può salire). Dal grafico della durata dei periodi con valore sopra soglia si può ricavare immediatamente per quante ore durante l'anno l'impianto funzioni in condizioni nominali o al di sopra di esse. Inoltre, un altro aspetto importante da considerare nella valutazione della producibilità di un impianto CSP, riguarda la soglia minima di radiazione per cui l'impianto è in grado di produrre energia. Infatti, solo una parte della radiazione incidente sul campo solare può essere utilizzata per produrre energia a causa di effetti di soglia e di consumi parassiti presenti per valori bassi di radiazione. Generalmente si considera una DNI di soglia pari o superiore ai 200 W/m^2 .

Alla luce di queste considerazioni, il numero di ore di irraggiamento solare diretto, superiori ai due valori di soglia nei tre anni di riferimento, sono risultate essere uguali a:

Numero di ore sopra soglia (totali)			
	Anno Tipico Medio	2010 – Anno Minimo	2011 – Anno Massimo
200 W/m^2	3146	3036	3235
750 W/m^2	508	597	764

Tab. 4.3: Numero di ore sopra la soglia di irraggiamento solare diretto per gli anni di riferimento.

Infine per poter quantificare mese per mese il numero dei giorni sereni, poco nuvolosi e nuvolosi, rispetto alla radiazione solare diretta, si è definito un nuovo parametro: l'**indice di Clear Sky**, che può assumere valori in un intervallo compreso fra 0 (copertura nuvolosa totale) ed 1 (cielo al massimo valore di trasparenza).

I risultati di quest'analisi per i tre anni di riferimento sono riportati nella tabella 4.4.

Giorni					
	Indice di Clear Sky <10% Cielo Molto Nuvoloso	Indice di Clear Sky <20% Cielo Nuvoloso	Indice di Clear Sky >70% Cielo poco nuvoloso	Indice di Clear Sky >80% Cielo sereno o poco nuvoloso	Indice di Clear Sky >90% Cielo sereno ed interamente sgombro da nubi.
ANNO TIPICO MEDIO	11	25	204	150	70
ANNO MINIMO	16	36	189	141	74
ANNO MASSIMO	7	24	220	176	99

Tab. 4.3: Numero di giorni con differente indice di Clear Sky per gli anni di riferimento.

Ulteriori approfondimenti potranno essere effettuati solo avviando una campagna di misura a terra specifica per il sito in esame.

Cagliari, 16 maggio 2013

Dott. Manuel Floris

Bibliografia

- ⁱ Rigollier C., Lefèvre M., Wald L., 2004. "The method Heliosat-2 for deriving shortwave solar radiation data from satellite images." *Solar Energy*, 77(2), 159-169.
- ⁱⁱ Rigollier C., Bauer O., Wald L., 2000. "On the clear sky model of the 4th European Solar Radiation Atlas with respect to the Heliosat method.", *Solar Energy*, 68(1), 33-48.
- ⁱⁱⁱ Cros S., Albuissou M., Lefèvre M., Rigollier C., Wald L., 2004. HelioClim: a long-term database on solar radiation for Europe and Africa. In *Proceedings of Eurosun 2004*, published by PSE GmbH, Freiburg, Germany, pp. (3)916-920, ISBN 3-9809656-4-3.
- ^{iv} Remund J., Wald L., Page, J., 2003. Chain of algorithms to calculate advanced radiation parameters. *Proceedings of ISES Solar World Congress*, 16-19 June 2003, Goteborg, Sweden.
- ^v Geiger, M., Diabate, L., Menard, L., Wald, L., 2002. "A web service for controlling the quality of measurements of global solar irradiation." *Solar Energy*, 73, 475–480.
- ^{vi} Cano D., Monget J.-M., Albuissou M., Guillard H., Regas N., Wald L., 1986. "A method for the determination of the global solar radiation from meteorological satellites data." *Solar Energy*, 37, 31-39.
- ^{vii} Beyer H.G., Costanzo C., Heinemann D., 1996. "Modifications of the Heliosat procedure for irradiance estimates from satellite images." *Solar Energy*, 56(3), 207-212.