

Proponente

GONNOSFANADIGA LTD

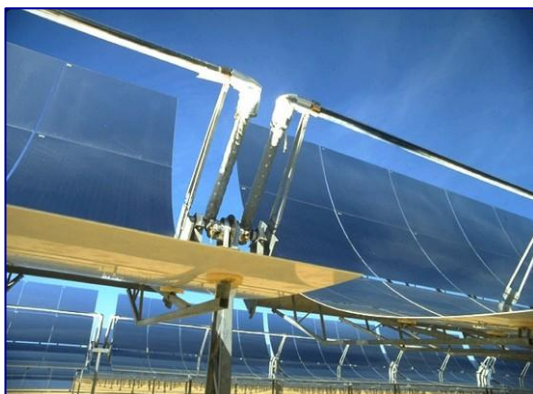
GONNOSFANADIGA LIMITED

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

Provincia del Medio-Campidano
Comuni di Gonnosfanadiga e Guspini

Nome progetto

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



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 "GONNOSFANADIGA"**

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
0	02/2014	Emissione per Istanza di VIA	GN_PDRELIRRAGG001

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. Dott. 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 Gonnosfanadiga (VS)"*
- 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.r.l.: "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 Gonnosfanadiga (VS)

**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 Gonnosfanadiga (VS) alla quota di **113 m.**, con coordinate:

Lat 39°31'55" N;

Lon 8°40'26" E;

Rev. Def. Data: 10/12/2013

Doc. Analisi misure DNI
Gonnosfanadiga_definitivo

Descrizione: emissione definitiva

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>	<i>6</i>
2.1.2 <i>Il modello utilizzato dal SoDa: Helioclim3.....</i>	<i>7</i>
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>	<i>17</i>
3.2.2 <i>Condizioni limite del sito, giorno medio e parametro di nuvolosità.....</i>	<i>22</i>
3.2.3 <i>Indice di Clear Sky.....</i>	<i>23</i>
3.2.4 <i>Analisi dei giorni limite.....</i>	<i>26</i>
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 il sito di Gonnosfanadiga:

Latitudine **39°31'55" N**, Longitudine **8°40'26" E**, quota **113 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

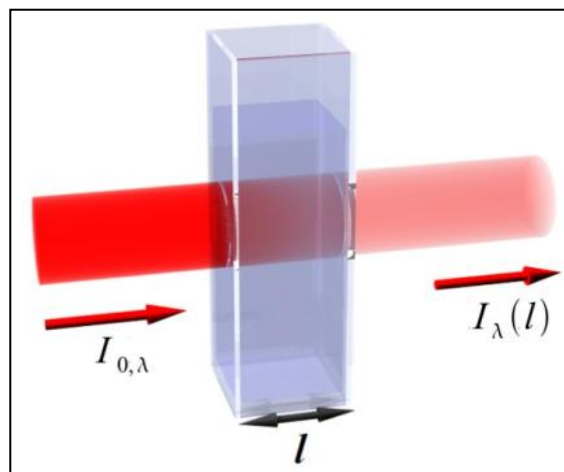


Fig.2.1.1: Assorbimento radiazione descritto dalla legge di Lambert-Beer

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*

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

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)

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

- **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:

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

$h =$ 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 un'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 Gonnosfanadiga (VS), 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 **1832 kWh/m²** ed il valore registrato nel 2012 (anno massimo della serie storica) pari a **1965 kWh/m²**.

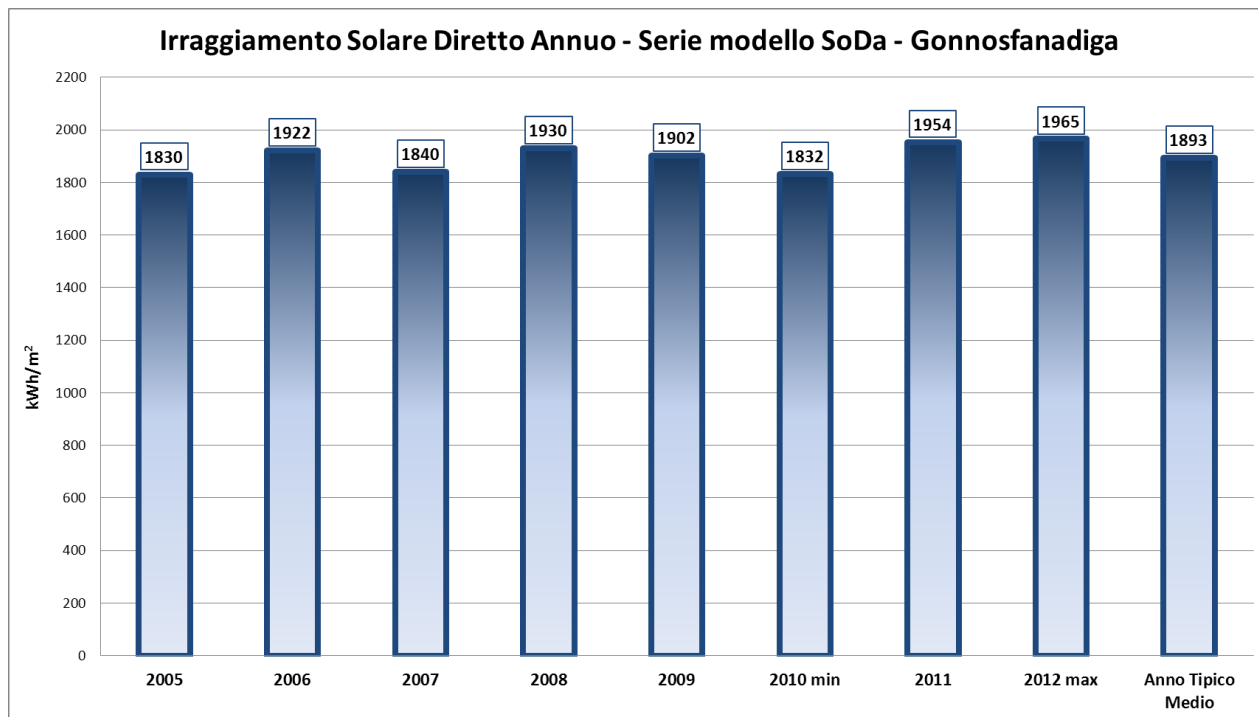


Fig. 2.2.1: Irraggiamento solare normale diretto: valori annuali (2005-2012)

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.

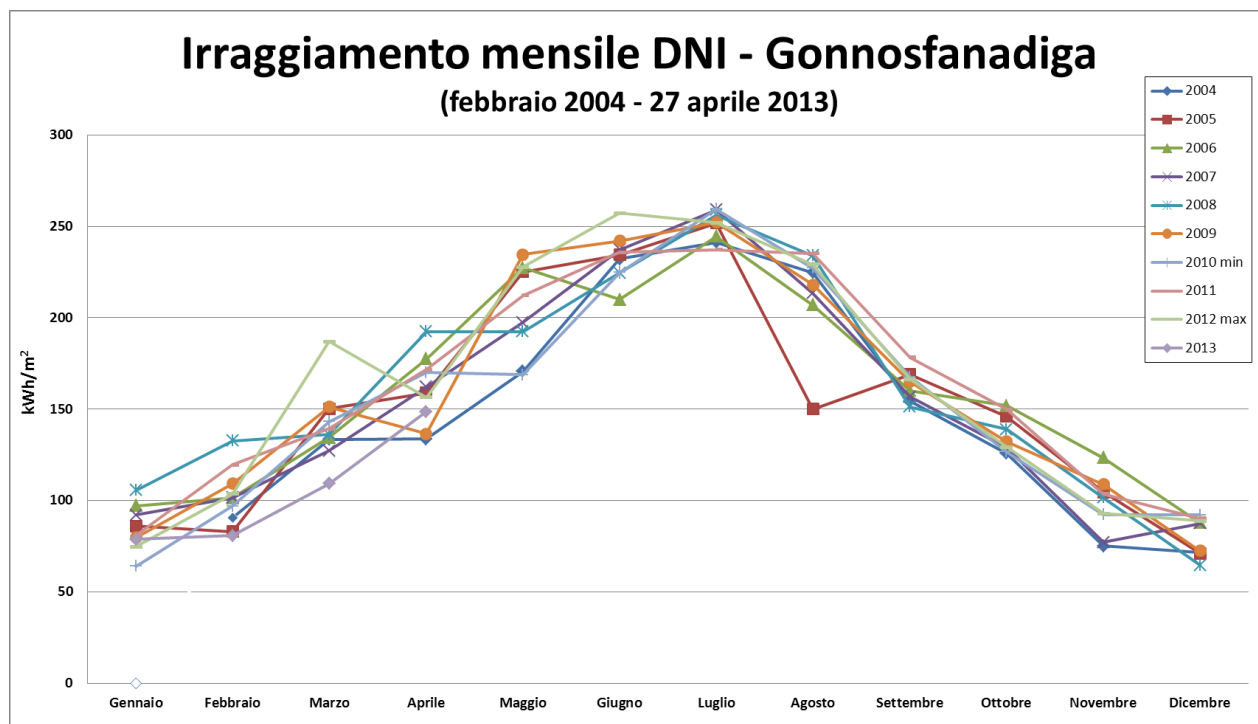


Fig. 2.2.2: Irraggiamento solare normale diretto: valori mensili (febbraio 2004 – 27 aprile 2013)

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 valore 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 2007, marzo 2010, aprile 2007, maggio 2011, giugno 2004, luglio 2005, agosto 2004, settembre 2009, ottobre 2008, novembre 2012 e dicembre 2007.

La costruzione dell'anno tipico medio è di notevole importanza per avere un anno da utilizzare nei modelli che simulano il comportamento di un impianto CSP e consentono di eseguire 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 **1893 kWh/m²**.

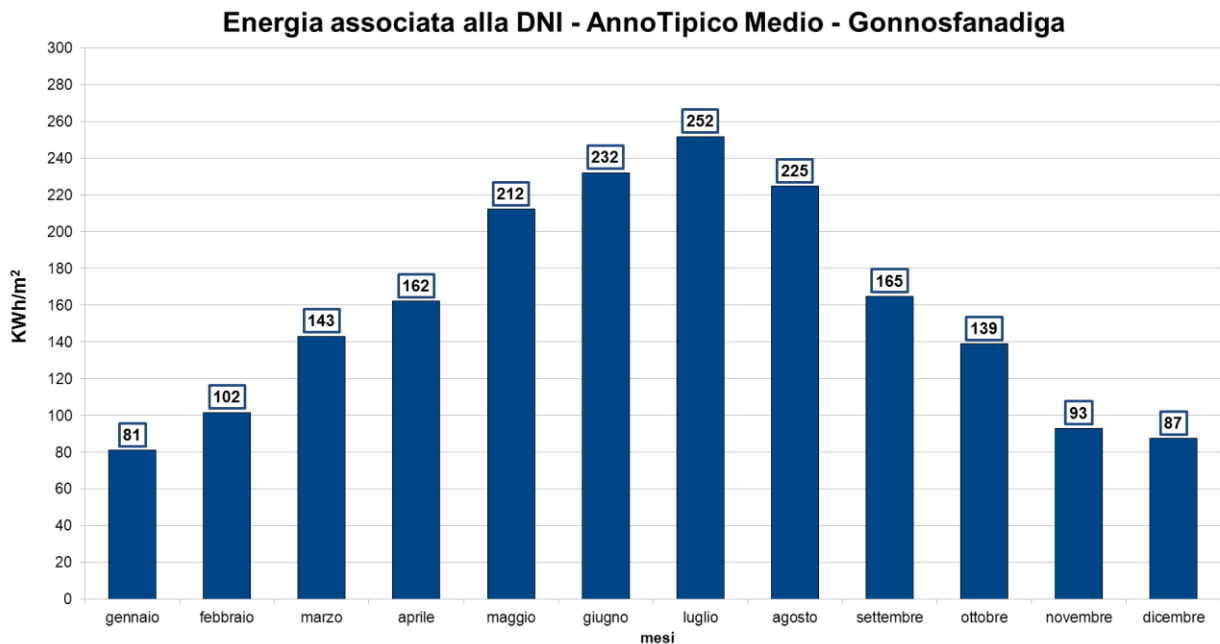


Fig. 3.2.1: Irraggiamento solare normale diretto: valori mensili anno tipico medio

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 **1832 kWh/m²** per il **2010 (anno minimo)** e pari a **1965 kWh/m²** per il **2012 (anno massimo)**.

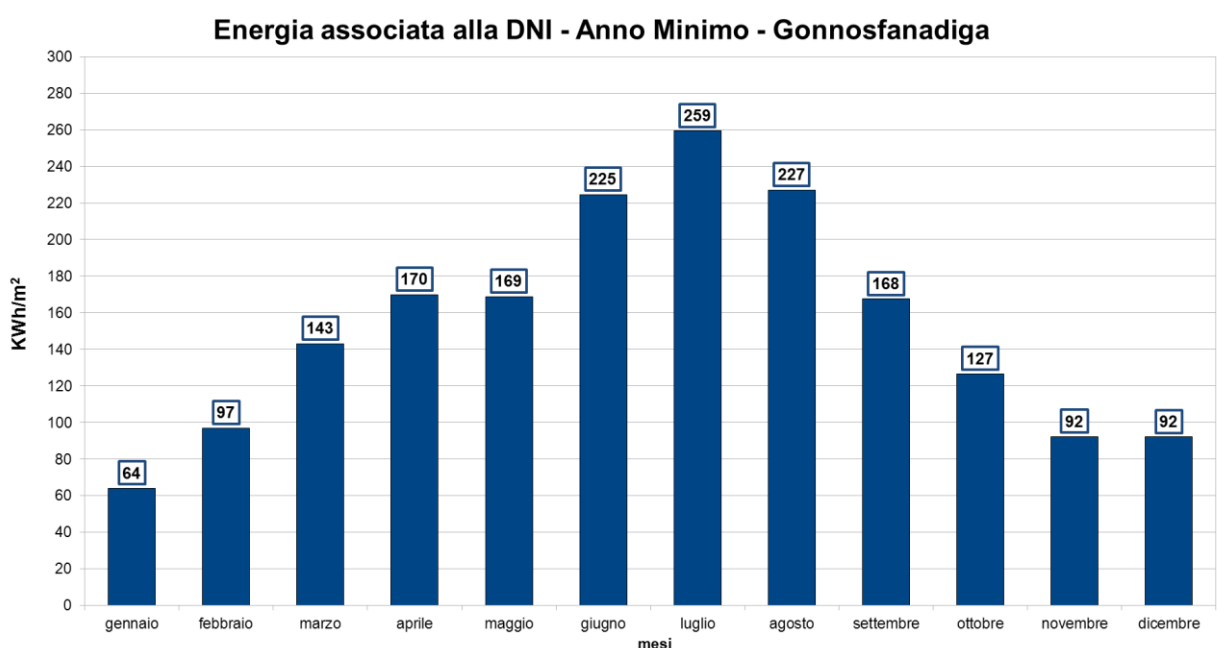


Fig. 3.2.2: Irraggiamento solare normale diretto: valori mensili anno minimo

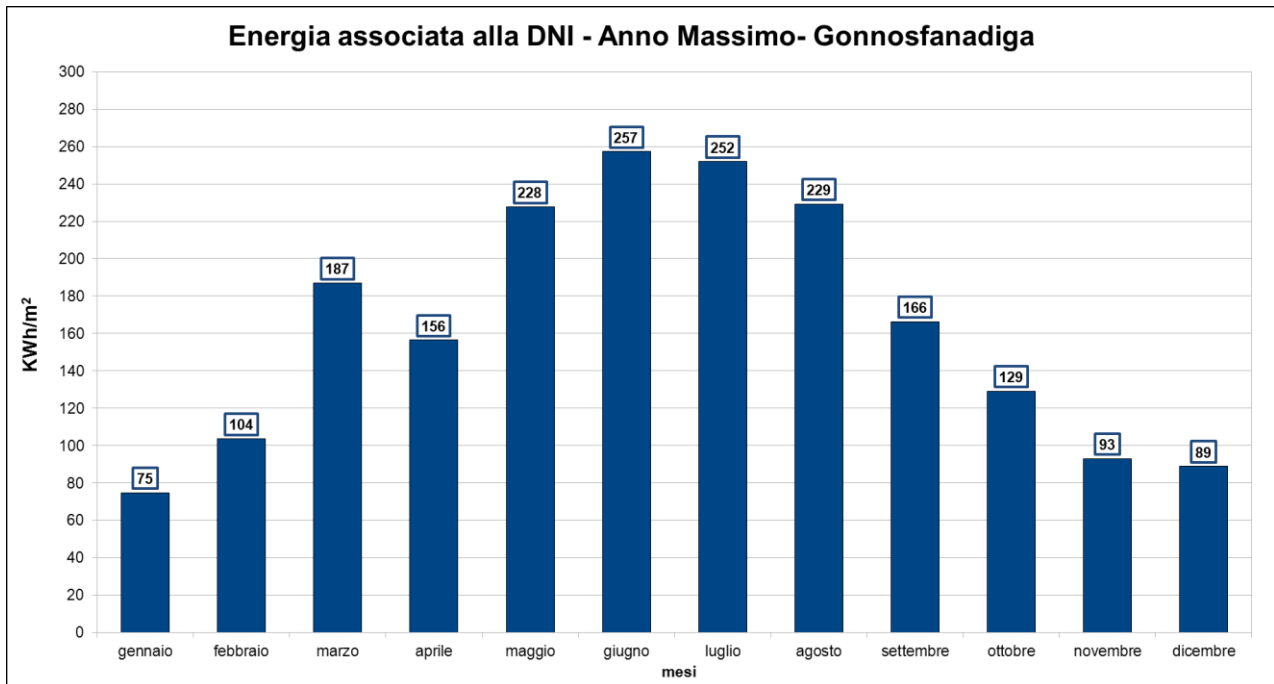


Fig. 3.2.3: Irraggiamento solare normale diretto: valori mensili anno massimo

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.

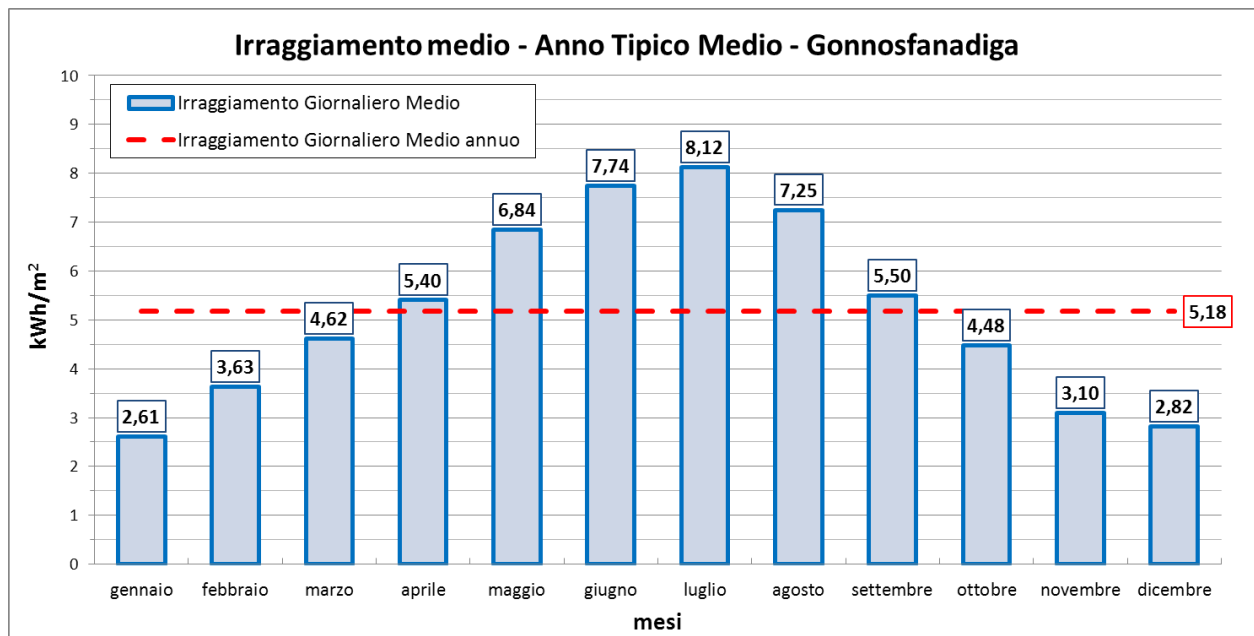


Fig. 3.2.4: Irraggiamento giornaliero medio mensile relativo all'anno tipico medio

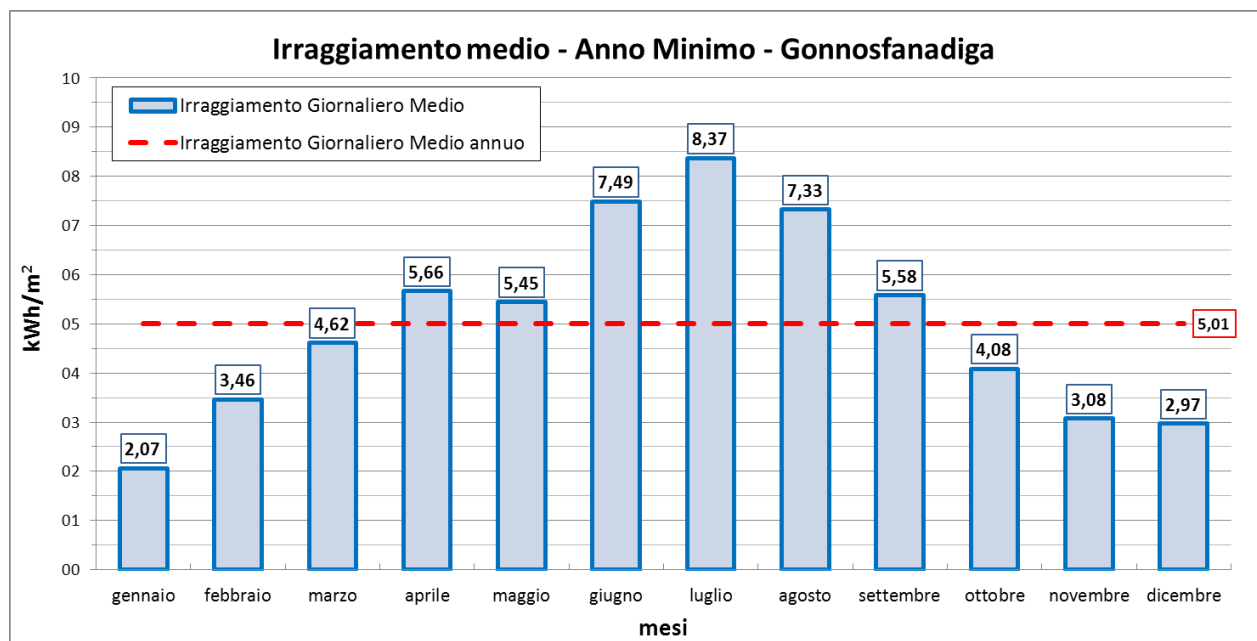


Fig. 3.2.5: Irraggiamento giornaliero medio mensile relativo all'anno minimo

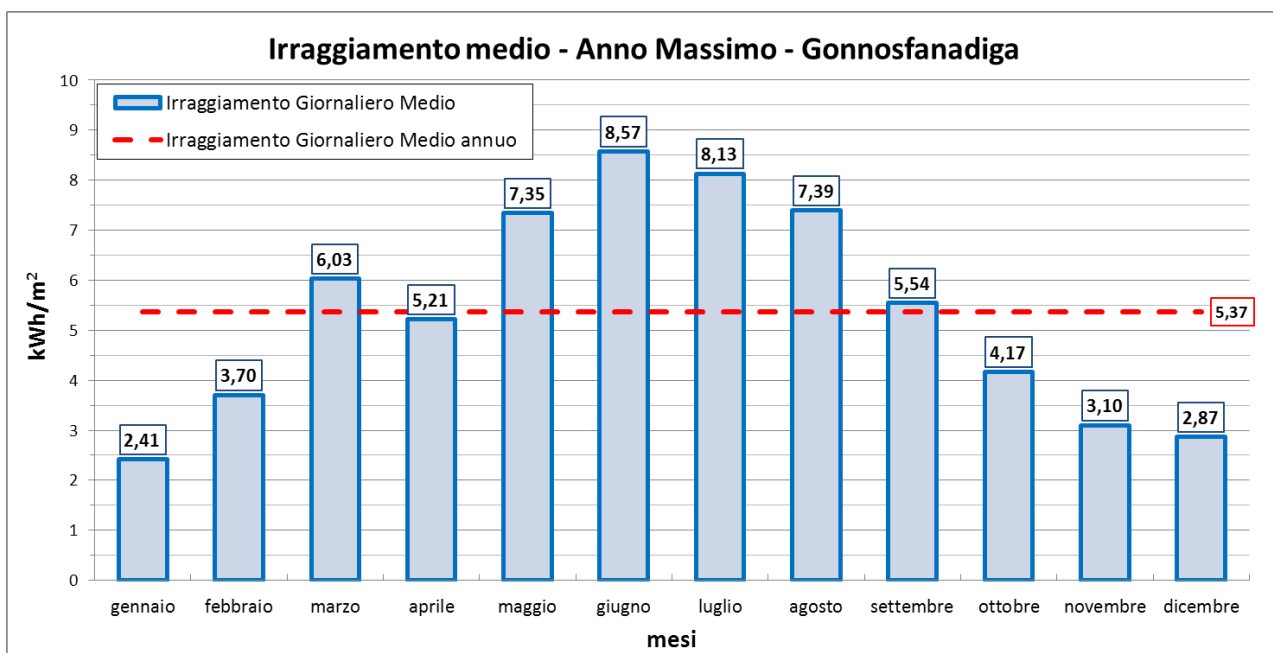


Fig. 3.2.6: Irraggiamento giornaliero medio mensile relativo all'anno massimo

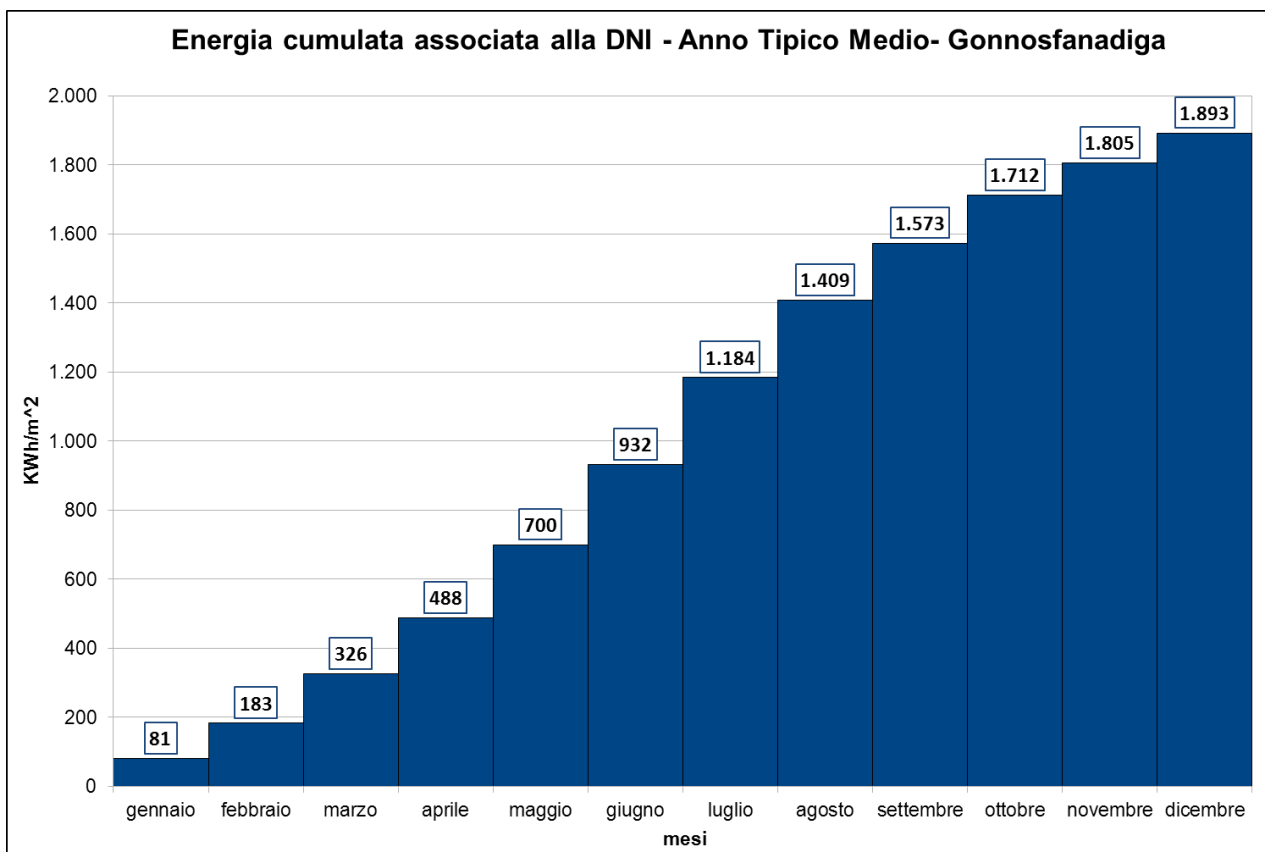


Fig. 3.2.7: Energia cumulata associata alla DNI per l'anno tipico medio

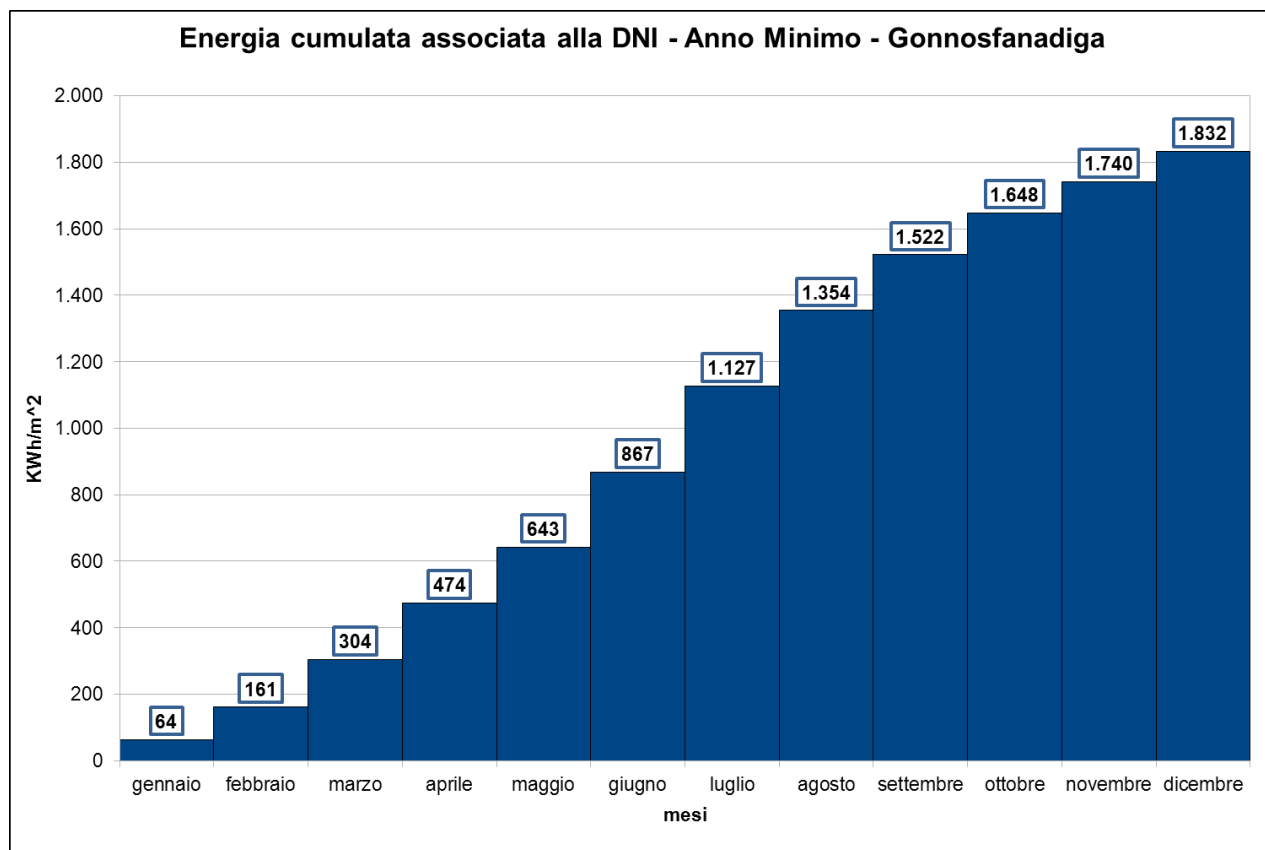


Fig. 3.2.8: Energia cumulata associata alla DNI per l'anno minimo

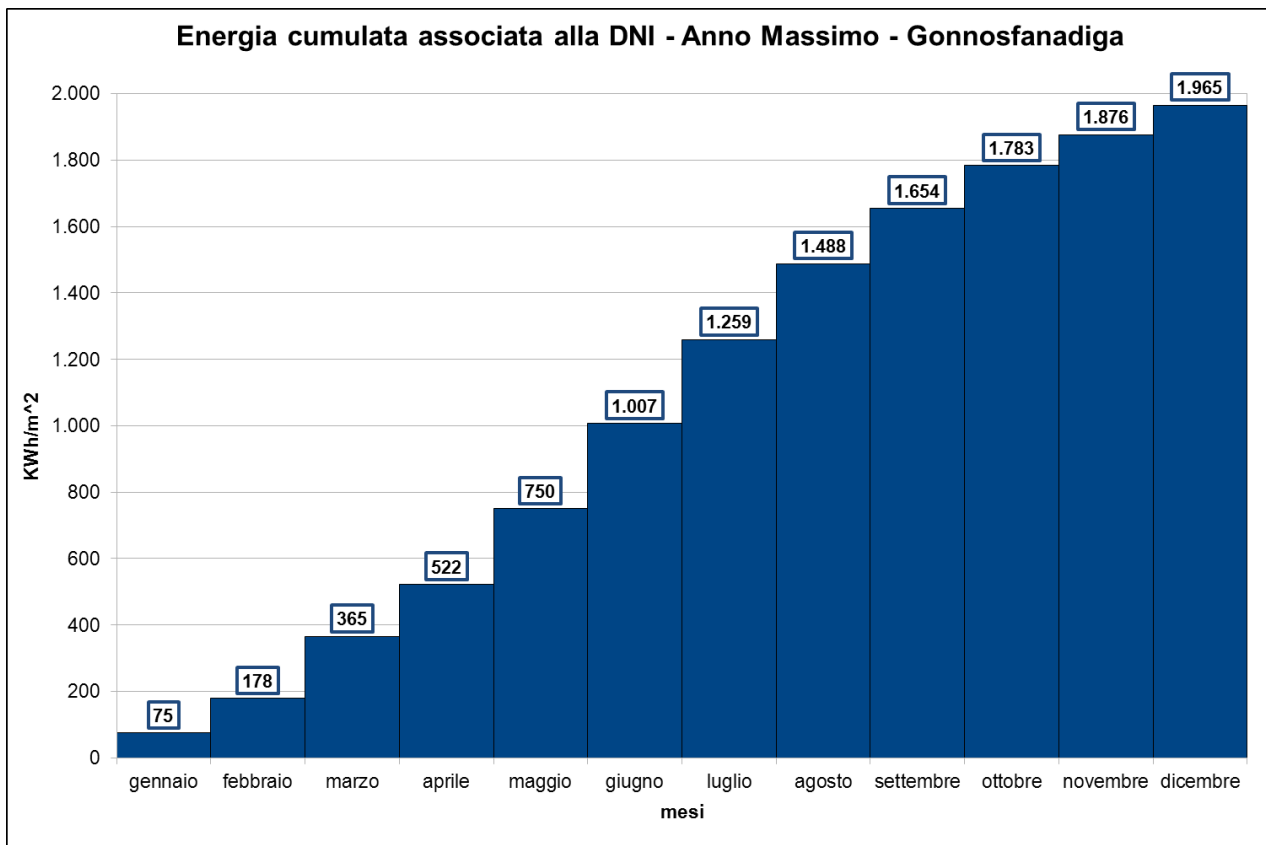


Fig. 3.2.9: Energia cumulata associata alla DNI per l'anno massimo

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

Un'analisi efficace 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.

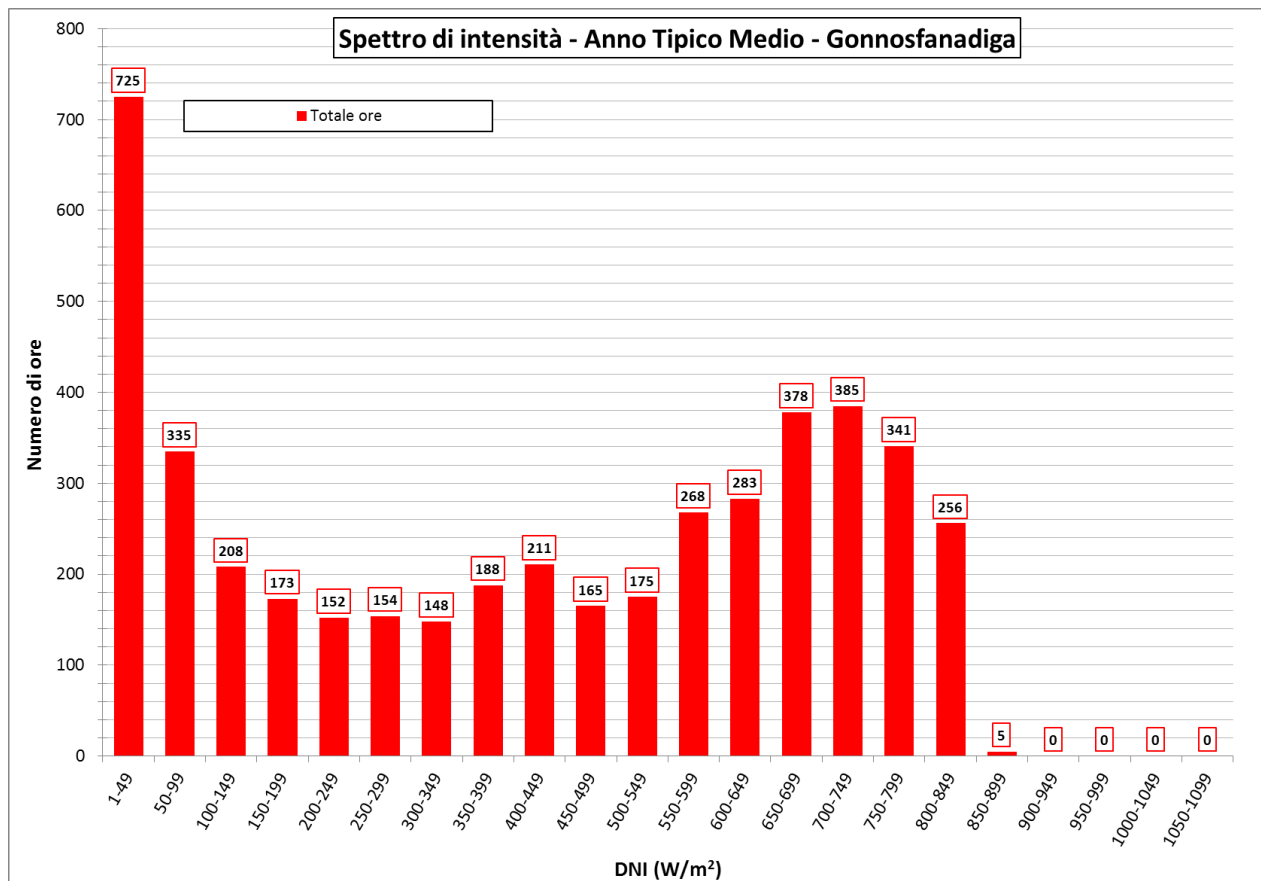


Fig. 3.2.1.1: Spettro di intensità della radiazione normale diretta (ore totali nell'anno tipico medio)

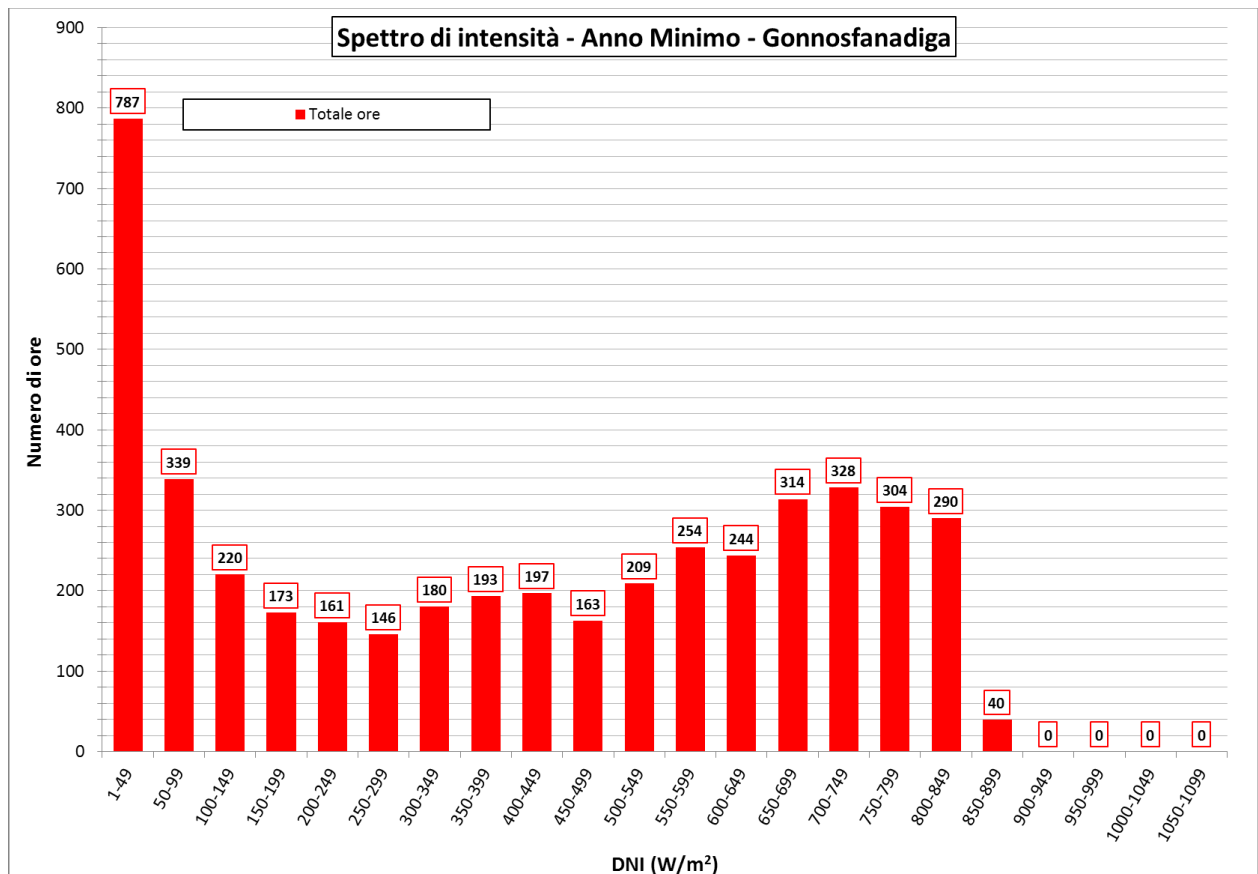


Fig. 3.2.1.2: Spettro di intensità della radiazione normale diretta (ore totali nell'anno minimo)

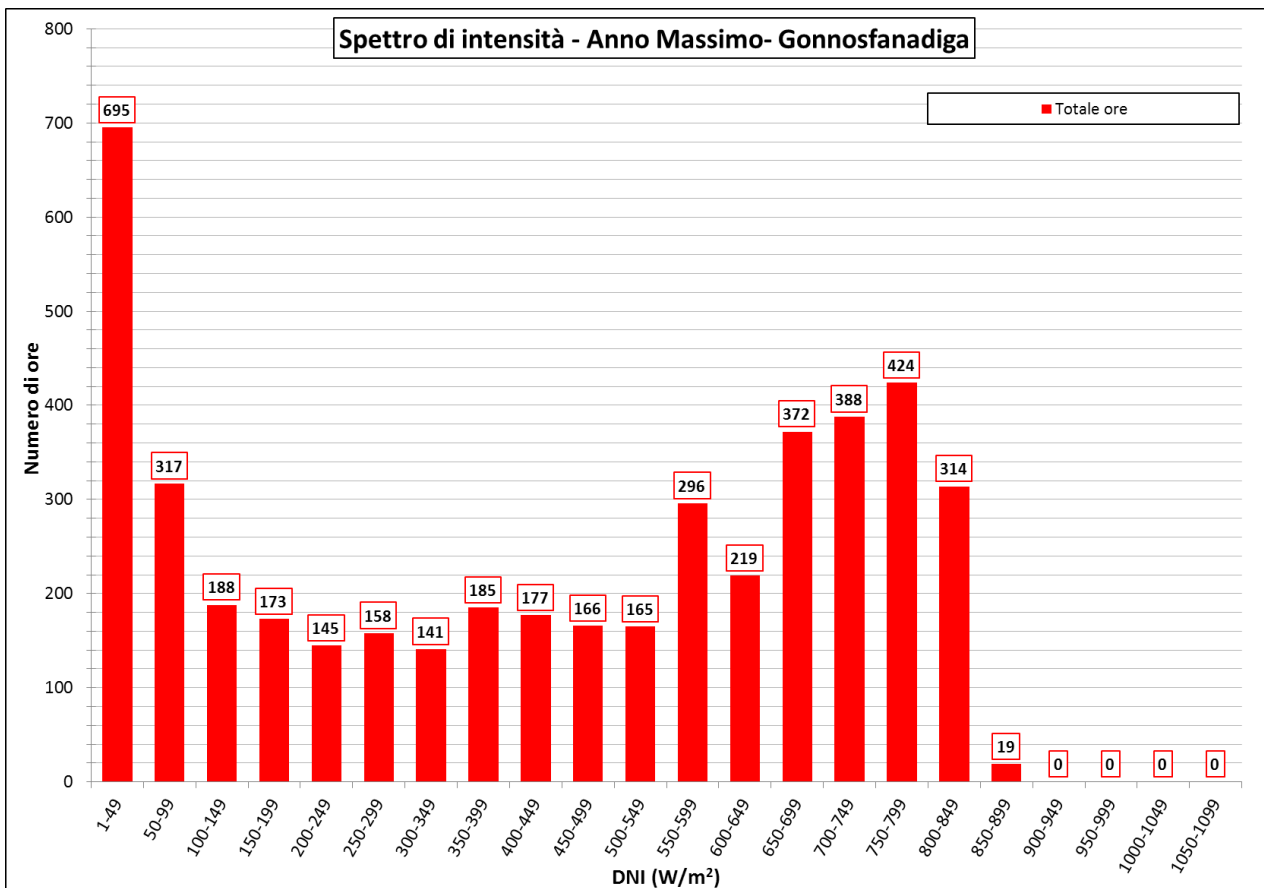


Fig. 3.2.1.3: Spettro di intensità della radiazione normale diretta (ore totali nell'anno massimo)

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 locale 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 Gonnosfanadiga, 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.

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.

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 bassi di radiazione. Viene considerata, generalmente, una radiazione normale diretta efficace se superiore ai 200 W/m².

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.

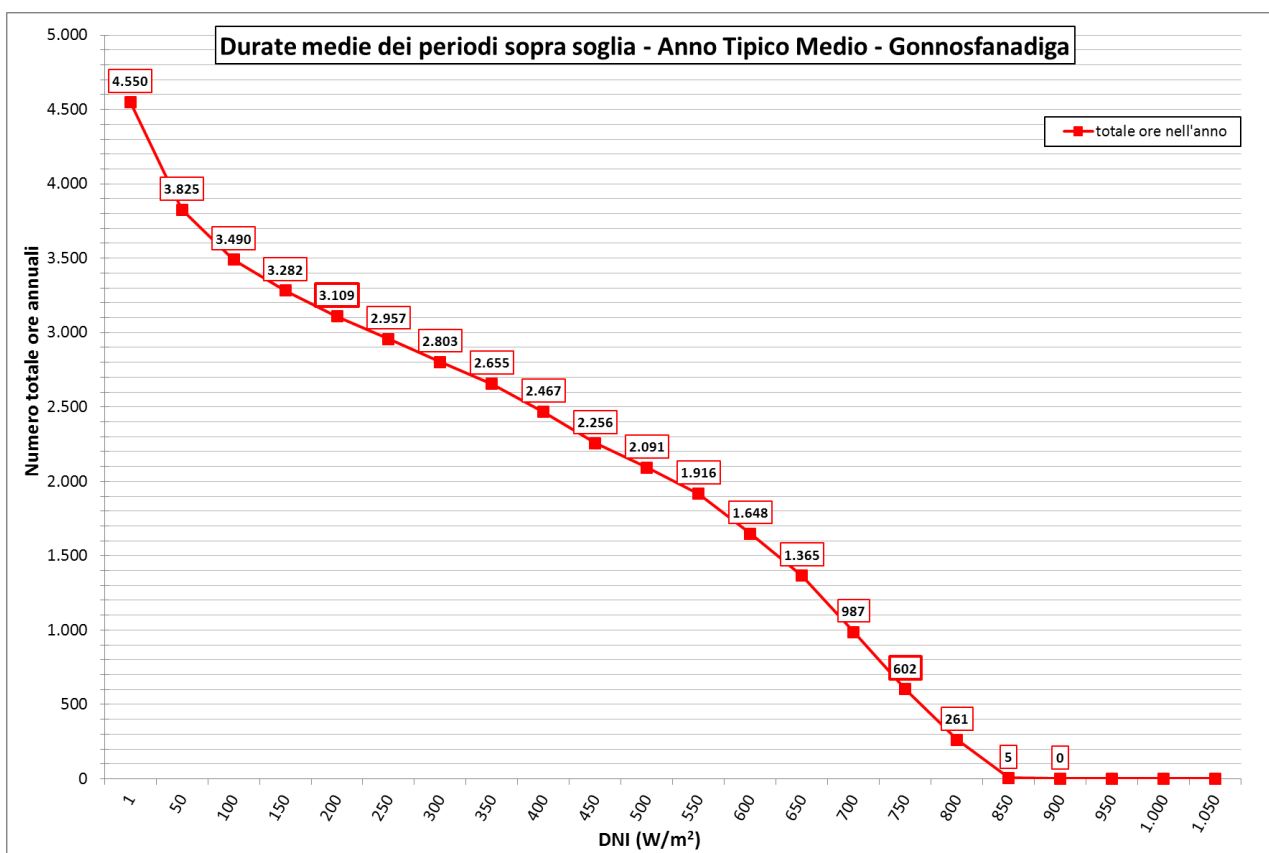


Fig. 3.2.1.4: Durate medie di periodi con valore sopra soglia della DNI (ore totali nell'anno tipico medio)

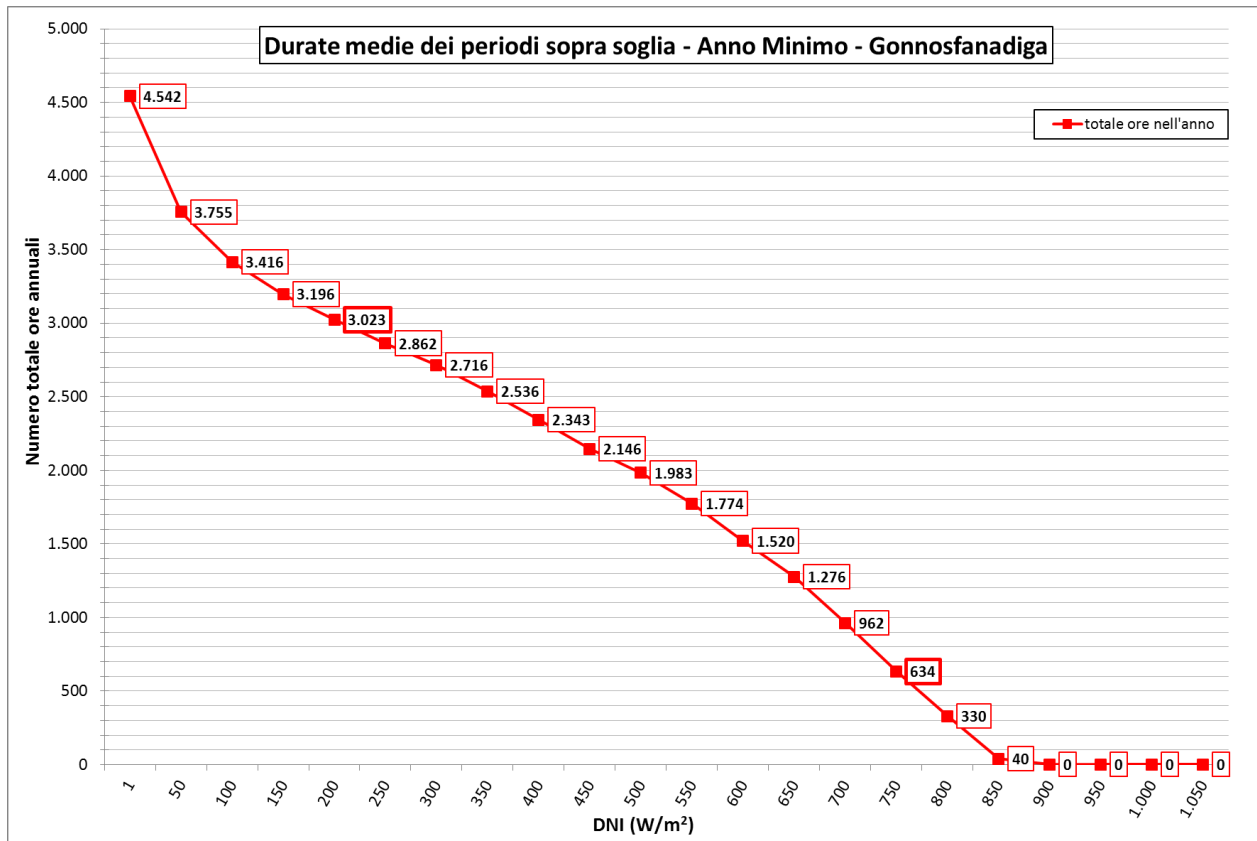


Fig. 3.2.1.5: Durate medie di periodi con valore sopra soglia della DNI (ore totali nell'anno minimo)

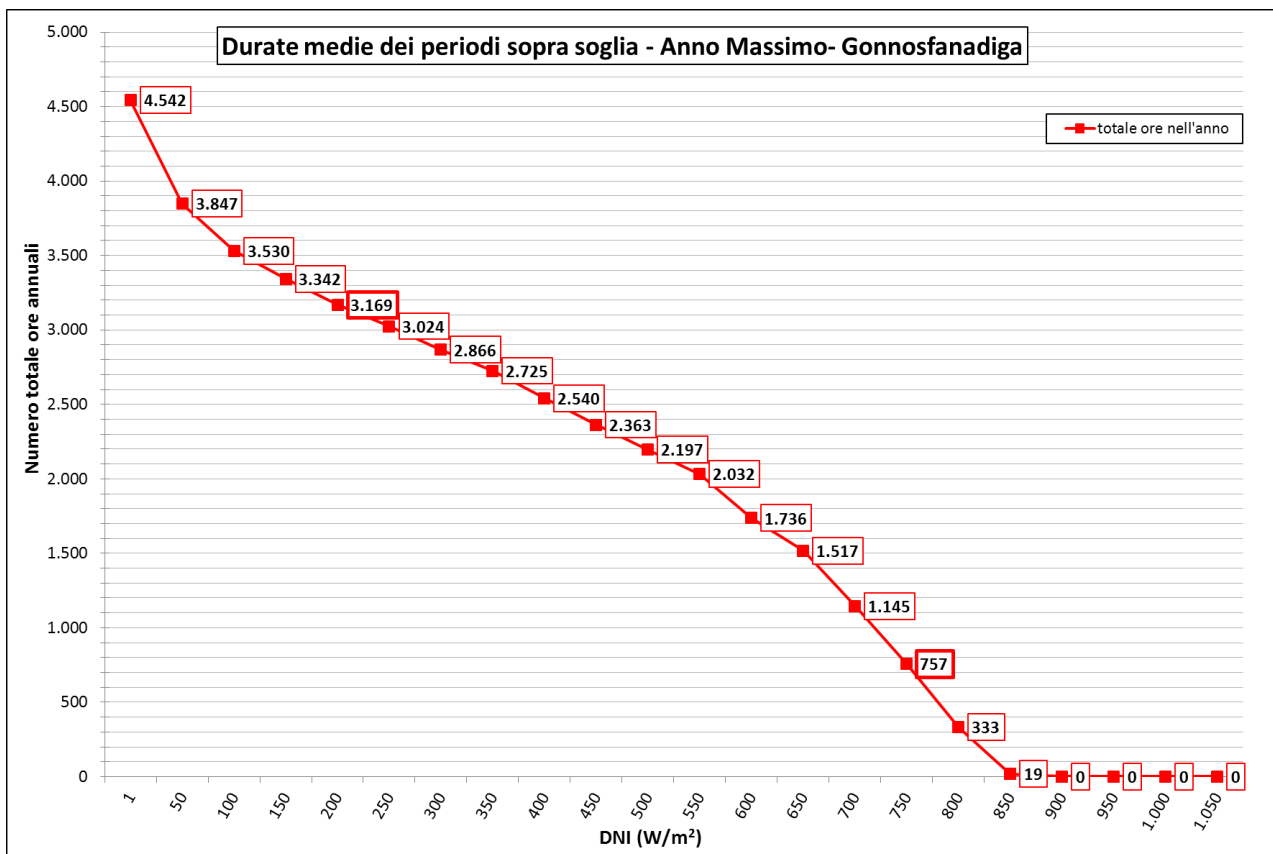


Fig. 3.2.1.6: Durate medie di periodi con valore sopra soglia della DNI (ore totali nell'anno massimo)

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.

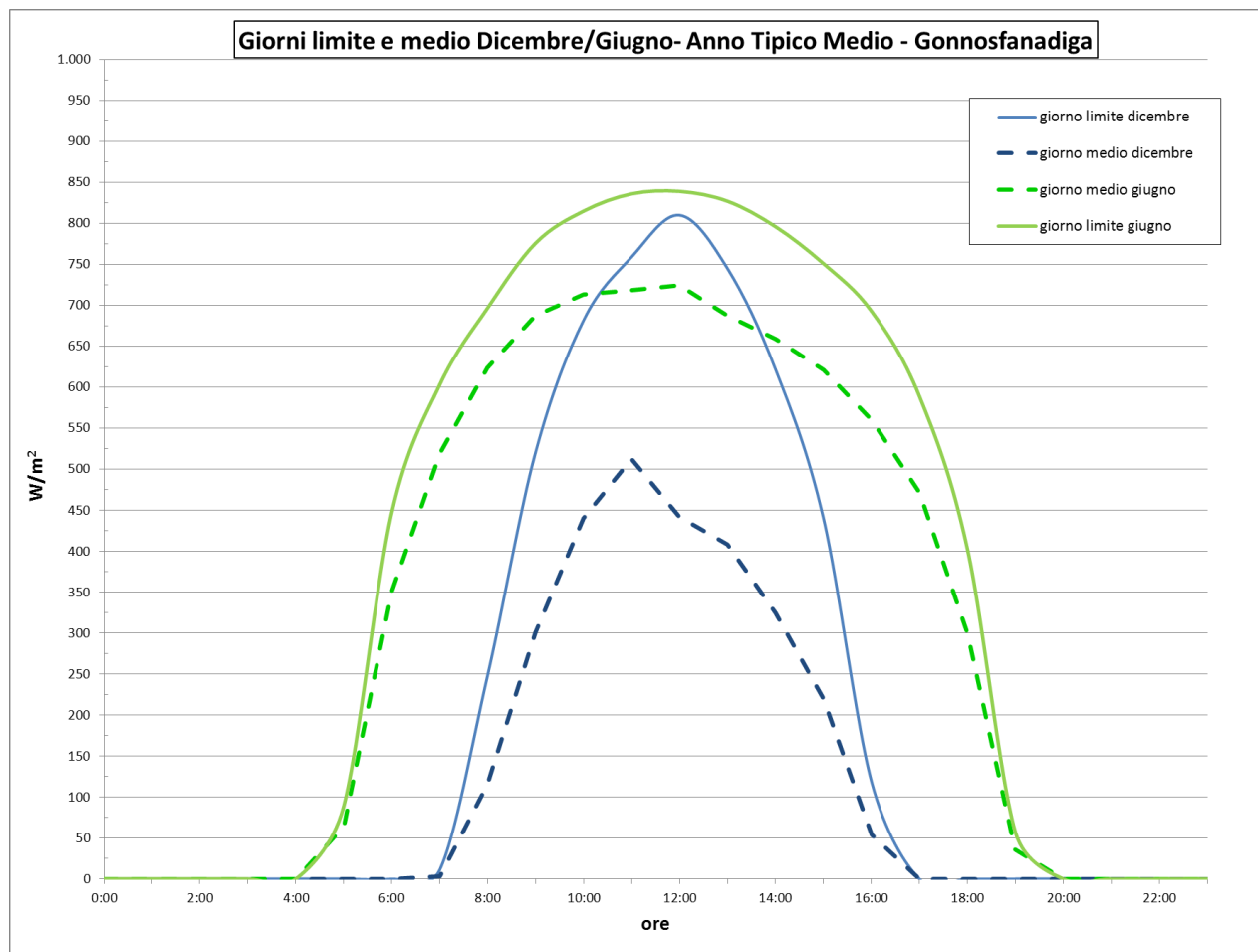


Fig. 3.2.2.1: Giorni medio e limite per i mesi di dicembre e giugno.

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

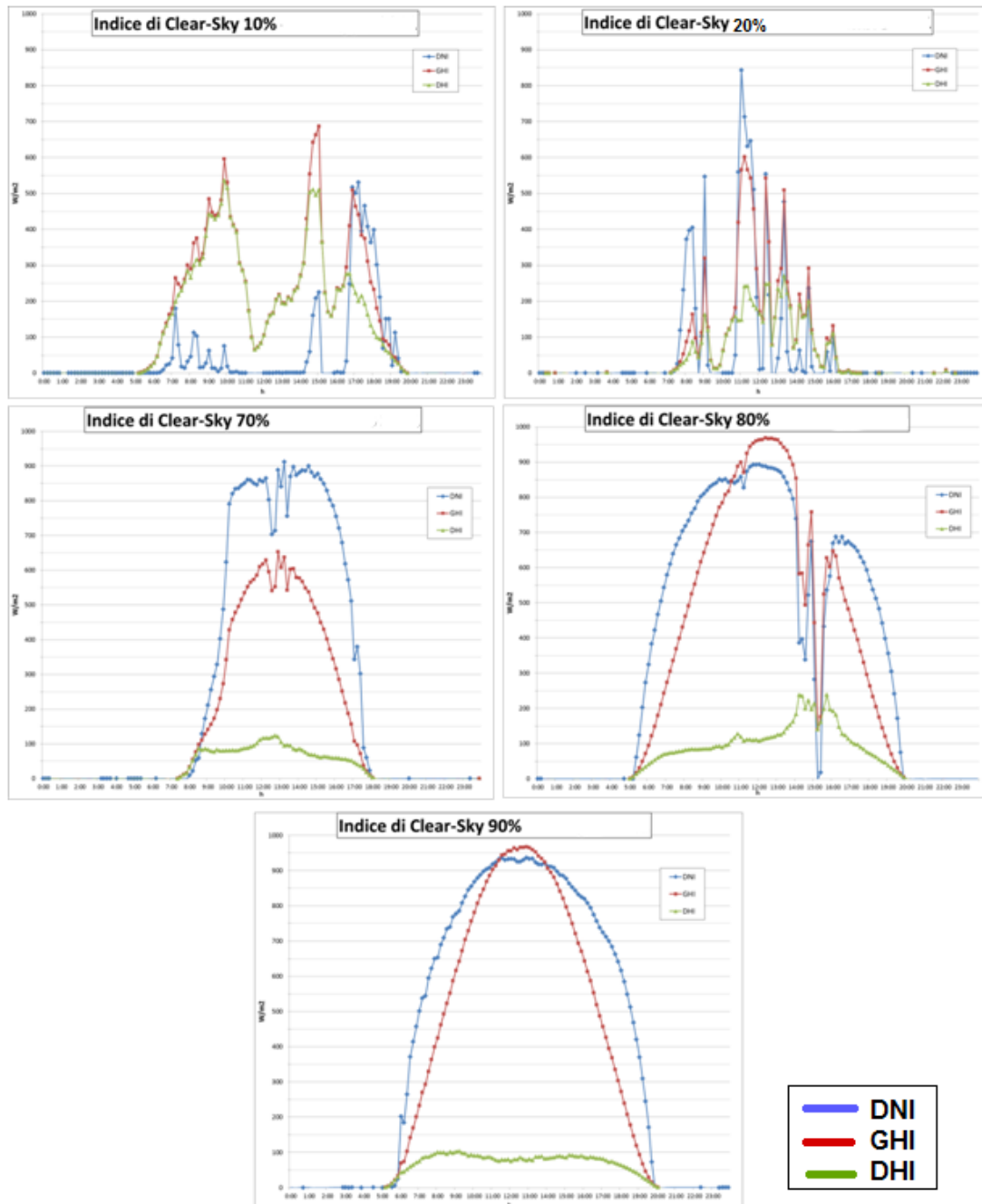


Fig. 3.2.4.1: Grafici sull'irraggiamento solare per i differenti valori di soglia dell'indice di Clear Sky.

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%	8	25,8%	7	22,6%	2	6,5%	0	0,0%
febbraio	0	0,0%	4	14,3%	7	25,0%	4	14,3%	0	0,0%
marzo	1	3,2%	3	9,7%	11	35,5%	8	25,8%	4	12,9%
aprile	1	3,3%	2	6,7%	14	46,7%	9	30,0%	3	10,0%
maggio	1	3,2%	1	3,2%	19	61,3%	17	54,8%	10	32,3%
giugno	0	0,0%	0	0,0%	24	80,0%	21	70,0%	17	56,7%
luglio	0	0,0%	0	0,0%	30	96,8%	25	80,6%	14	45,2%
agosto	0	0,0%	0	0,0%	27	87,1%	25	80,6%	12	38,7%
settembre	0	0,0%	1	3,3%	20	66,7%	14	46,7%	3	10,0%
ottobre	1	3,2%	4	12,9%	17	54,8%	16	51,6%	3	9,7%
novembre	1	3,3%	9	30,0%	9	30,0%	2	6,7%	0	0,0%
dicembre	1	3,2%	4	12,9%	13	41,9%	9	29,0%	2	6,5%
totale	8	2,2%	36	9,9%	198	54,2%	152	41,6%	68	18,6%

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	5	16,1%	9	29,0%	3	9,7%	1	3,2%	0	0,0%
febbraio	1	3,6%	4	14,3%	8	28,6%	4	14,3%	0	0,0%
marzo	1	3,2%	3	9,7%	11	35,5%	8	25,8%	4	12,9%
aprile	0	0,0%	3	10,0%	16	53,3%	15	50,0%	7	23,3%
maggio	2	6,5%	2	6,5%	8	25,8%	7	22,6%	4	12,9%
giugno	1	3,3%	3	10,0%	23	76,7%	22	73,3%	15	50,0%
luglio	0	0,0%	0	0,0%	29	93,5%	26	83,9%	24	77,4%
agosto	0	0,0%	0	0,0%	27	87,1%	24	77,4%	13	41,9%
settembre	0	0,0%	1	3,3%	18	60,0%	15	50,0%	9	30,0%
ottobre	2	6,5%	4	12,9%	14	45,2%	12	38,7%	6	19,4%
novembre	2	6,7%	8	26,7%	5	16,7%	5	16,7%	2	6,7%
dicembre	3	9,7%	6	19,4%	14	45,2%	9	29,0%	0	0,0%
totale	17	4,7%	43	11,8%	176	48,2%	148	40,5%	84	23,0%

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%	7	22,6%	7	22,6%	1	3,2%	0	0,0%
febbraio	2	7,1%	4	14,3%	9	32,1%	7	25,0%	3	10,7%
marzo	0	0,0%	2	6,5%	24	77,4%	19	61,3%	8	25,8%
aprile	1	3,3%	2	6,7%	13	43,3%	6	20,0%	4	13,3%
maggio	3	9,7%	3	9,7%	25	80,6%	20	64,5%	14	45,2%
giugno	0	0,0%	0	0,0%	29	96,7%	27	90,0%	20	66,7%
luglio	0	0,0%	0	0,0%	28	90,3%	27	87,1%	19	61,3%
agosto	0	0,0%	0	0,0%	28	90,3%	26	83,9%	12	38,7%
settembre	0	0,0%	1	3,3%	20	66,7%	16	53,3%	8	26,7%
ottobre	1	3,2%	2	6,5%	14	45,2%	11	35,5%	5	16,1%
novembre	1	3,3%	9	30,0%	9	30,0%	2	6,7%	0	0,0%
dicembre	0	0,0%	2	6,5%	10	32,3%	6	19,4%	1	3,2%
totale	9	2,5%	32	8,8%	216	59,2%	168	46,0%	94	25,8%

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 Gonnosfanadiga. 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 valore 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.

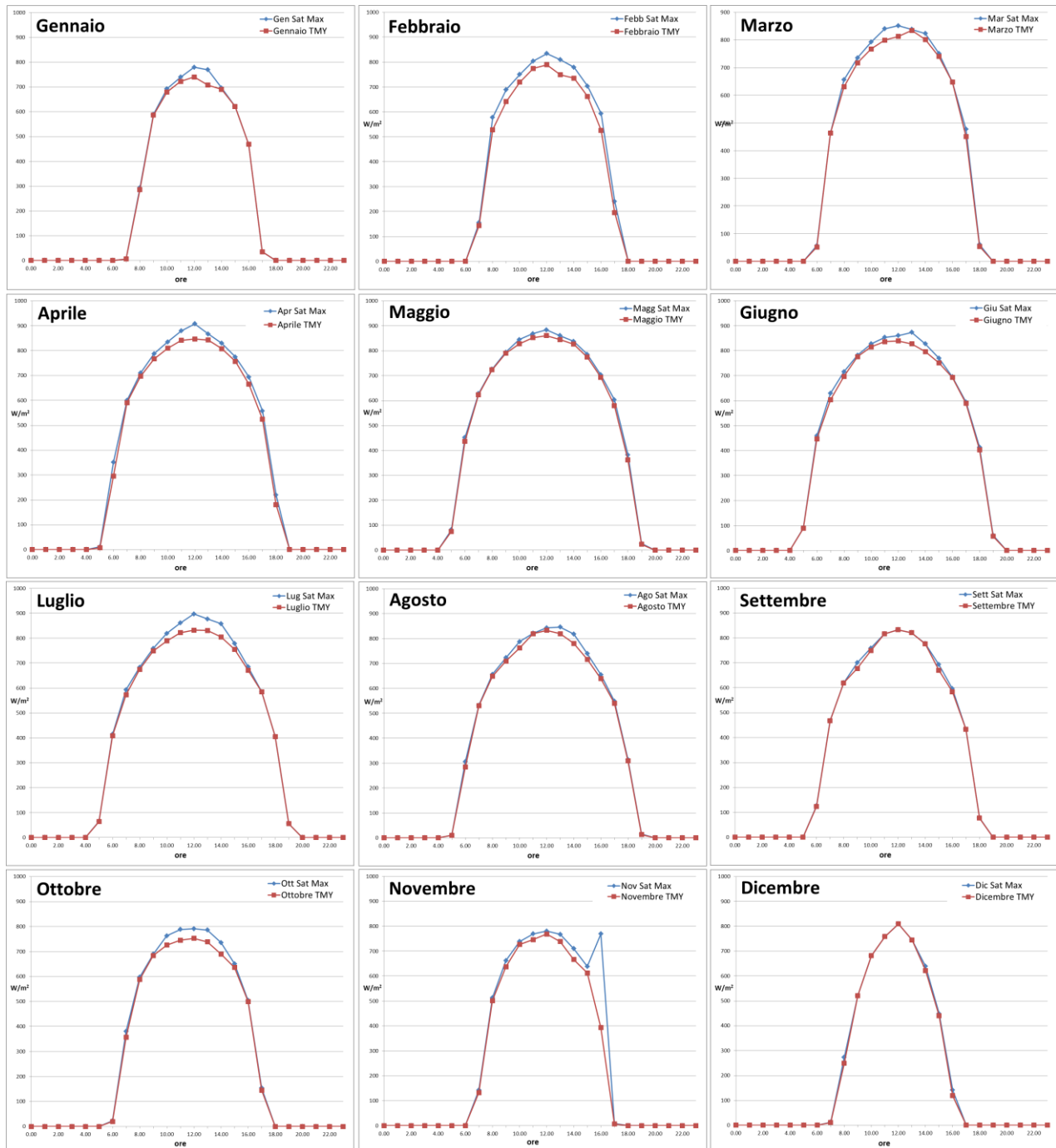


Fig. 3.2.4.1: Confronto fra le curve mensili dei giorni limite dell'anno tipico medio (TMY - rosso) e quelli del giorno limite massimo ricavati da tutta la serie storica (Max - blu). Il picco massimo registrato nel mese di novembre alle ore 16 è anomalo, molto probabilmente dipende dalla bassa risoluzione temporale delle misure (risoluzione oraria).

Questa sottostima sembra essere confermata dalle curve di irraggiamento del giorno limite massimo raccolte per il sito di Gonnosfanadiga (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/m^2 . 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 $800\text{-}850 \text{ W/m}^2$ e l'impianto pertanto, dovrebbe essere dimensionato per un tale valore di irraggiamento. Per 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 nell 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 Gonnosfanadiga 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 nella tabelle 3.3.1, 3.3.2 e 3.3.3 relative ai tre anni di riferimento.

Sintesi annuale Anno Tipico Medio Gonnosfanadiga														
	gen	feb	mar	apr	mag	giu	lug	ago	set	ott	nov	dic	Medie	Totali
DNI Max [W/m ²]	740	789	834	847	861	839	832	833	833	753	768	810	812	
GHI Max [W/m ²]	492	679	816	918	970	972	969	931	817	704	534	462	772	
Parametro di nuvolosità	0,53	0,44	0,41	0,37	0,26	0,16	0,10	0,14	0,28	0,32	0,48	0,43	0,33	
Num. Ore diurne sotto soglia 200 W/m ²	195	131	152	149	139	95	71	96	105	125	151	151	130	1.560
Num. Ore sopra soglia 200 W/m ²	145	182	243	262	326	355	394	355	284	243	161	159	259	3.109
Num. Ore sopra soglia 750 W/m ²	0	8	48	66	121	129	118	87	19	1	1	4	50	602
Num. Ore nell'intervallo 750-799 W/m ²	0	8	31	26	49	61	77	70	14	1	1	3	28	341
Irraggiamento Giornaliero Medio [kWh/m ²]	2,61	3,63	4,62	5,40	6,84	7,74	8,12	7,25	5,50	4,48	3,10	2,82	5,18	
Irraggiamento Giornaliero Massimo [kWh/m ²]	4,85	6,17	7,59	8,48	9,22	9,13	8,90	8,14	7,06	6,41	5,67	4,73	7,19	
Irraggiamento Giornaliero Minimo [kWh/m ²]	0,39	0,69	0,37	0,43	0,67	2,02	5,90	4,15	1,35	0,45	0,55	0,49	1,46	
Energia mensile associata alla DNI [kWh/m ²]	81	102	143	162	212	232	252	225	165	139	93	87	158	1.893
Energia mensile associata alla GHI [kWh/m ²]	60	81	131	161	208	226	240	208	149	109	67	58	141	1.697
Energia mensile associata alla DHI [kWh/m ²]	28	33	47	54	59	61	62	57	50	39	29	25	45	544

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

Sintesi annuale 2010 - Anno Minimo Gonnosfanadiga														
	gen	feb	mar	apr	mag	giu	lug	ago	set	ott	nov	dic	Medie	Totali
DNI Max [W/m ²]	705	782	834	862	859	851	869	833	803	763	768	778	809	
GHI Max [W/m ²]	491	658	816	931	967	973	977	939	844	713	566	454	777	
Parametro di nuvolosità	0,59	0,47	0,41	0,36	0,41	0,19	0,09	0,14	0,25	0,39	0,52	0,39	0,35	
Num. Ore diurne sotto soglia 200 W/m ²	216	144	152	154	173	109	70	99	103	139	148	142	137	1.649
Num. Ore sopra soglia 200 W/m ²	124	169	243	258	292	341	395	352	286	229	166	168	252	3.023
Num. Ore sopra soglia 750 W/m ²	0	14	48	88	64	112	155	115	27	4	4	3	53	634
Num. Ore nell'intervallo 750-799 W/m ²	0	14	31	41	26	36	40	79	26	4	4	3	25	304
Irraggiamento Giornaliero Medio [kWh/m ²]	2,07	3,46	4,62	5,66	5,45	7,49	8,37	7,33	5,58	4,08	3,08	2,97	5,01	
Irraggiamento Giornaliero Massimo [kWh/m ²]	5,05	5,83	7,59	8,47	8,93	9,15	9,14	8,47	7,42	6,61	5,97	4,50	7,26	
Irraggiamento Giornaliero Minimo [kWh/m ²]	0,29	0,68	0,37	1,27	0,28	0,61	4,96	3,83	1,07	0,24	0,52	0,17	1,19	
Energia mensile associata alla DNI [kWh/m ²]	64	97	143	170	169	225	259	227	168	127	92	92	153	1.832
Energia mensile associata alla GHI [kWh/m ²]	54	79	131	166	182	218	241	210	151	103	66	59	138	1.660
Energia mensile associata alla DHI [kWh/m ²]	28	33	47	54	64	60	58	56	49	39	28	25	45	542

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

Sintesi annuale 2012 - Anno Massimo Gonnosfanadiga														
	gen	feb	mar	apr	mag	giu	lug	ago	set	ott	nov	dic	Medie	Totali
DNI Max [W/m ²]	720	785	832	848	884	873	836	809	821	764	768	764	809	
GHI Max [W/m ²]	504	669	836	923	979	981	969	933	842	696	534	455	777	
Parametro di nuvolosità	0,51	0,45	0,24	0,40	0,22	0,08	0,10	0,11	0,27	0,38	0,48	0,39	0,30	
Num. Ore diurne sotto soglia 200 W/m ²	205	136	105	156	125	68	76	87	111	140	151	141	125	1501
Num. Ore sopra soglia 200 W/m ²	135	177	291	257	340	382	389	363	277	228	161	169	264	3169
Num. Ore sopra soglia 750 W/m ²	0	29	98	54	137	173	138	62	52	11	1	2	63	757
Num. Ore nell'intervallo 750-799 W/m ²	0	29	57	28	56	78	62	56	44	11	1	2	35	424
Irraggiamento Giornaliero Medio [kWh/m ²]	2,41	3,70	6,03	5,21	7,35	8,57	8,13	7,39	5,54	4,17	3,10	2,87	5,37	
Irraggiamento Giornaliero Massimo [kWh/m ²]	4,60	6,65	7,87	8,64	9,28	9,18	8,97	8,27	7,46	6,58	5,67	4,58	9,28	
Irraggiamento Giornaliero Minimo [kWh/m ²]	0,57	0,41	0,94	0,30	0,18	6,55	4,74	4,35	1,08	0,36	0,55	0,53	0,18	
Energia mensile associata alla DNI [kWh/m ²]	75	104	187	156	228	257	252	229	166	129	93	89	164	1.965
Energia mensile associata alla GHI [kWh/m ²]	58	81	151	157	216	242	237	212	147	105	67	59	144	1.731
Energia mensile associata alla DHI [kWh/m ²]	28	32	44	56	57	58	60	58	48	39	29	26	45	534

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.3.3.1 e 3.3.2).

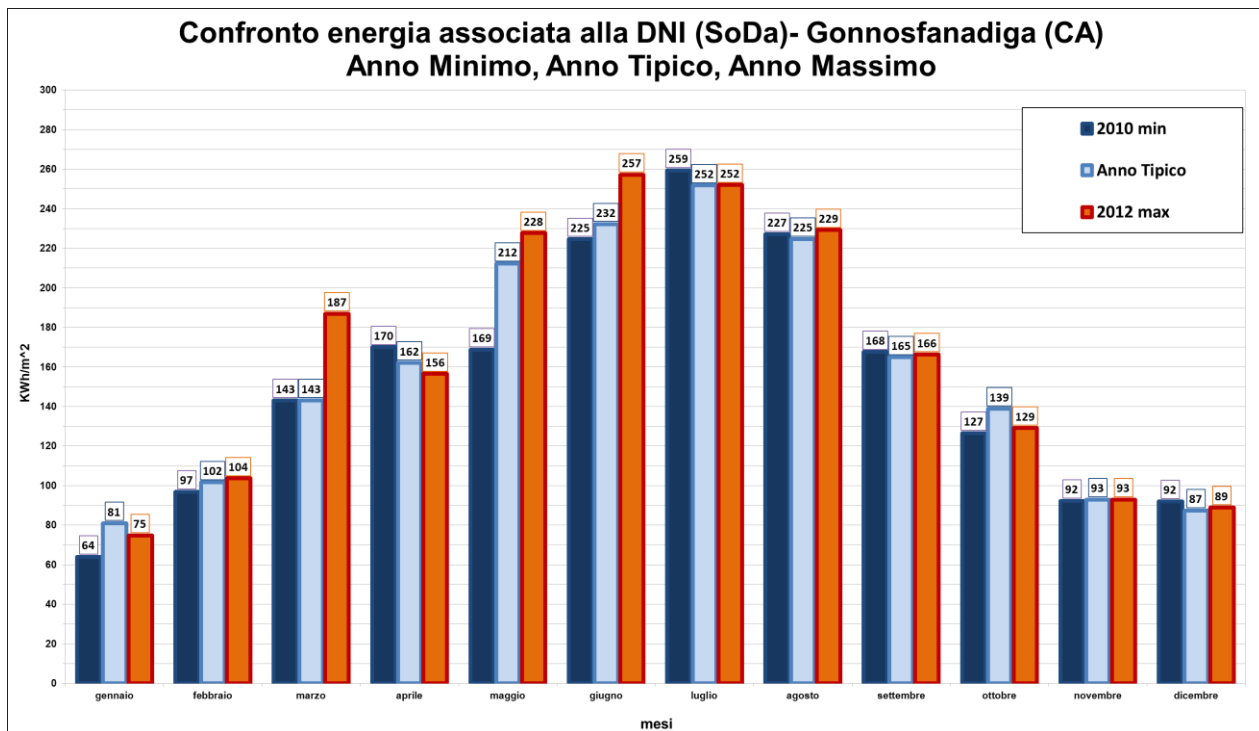


Fig. 3.3.1: Energia associata alla DNI: valori mensili per l'anno tipico medio, l'anno massimo (2012) e l'anno minimo (2010)

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.

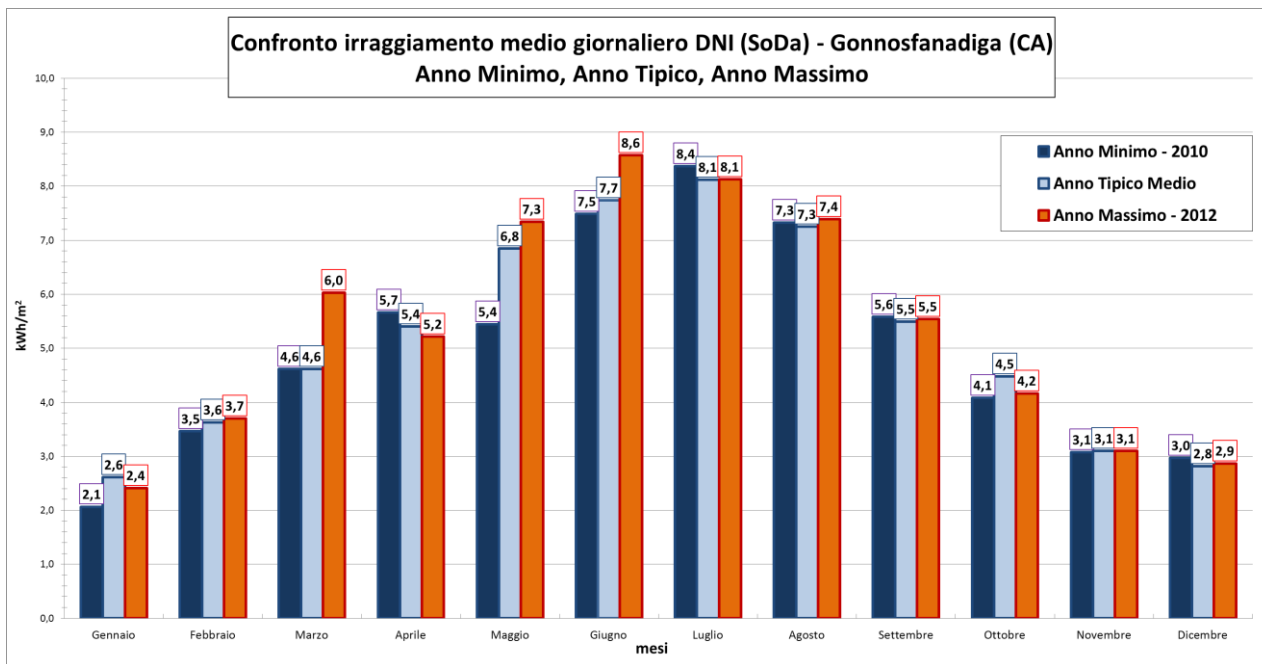


Fig. 3.3.2: Irraggiamento medio giornaliero associato alla DNI: valori mensili per l'anno tipico medio, l'anno massimo (2012) e l'anno minimo (2010)

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

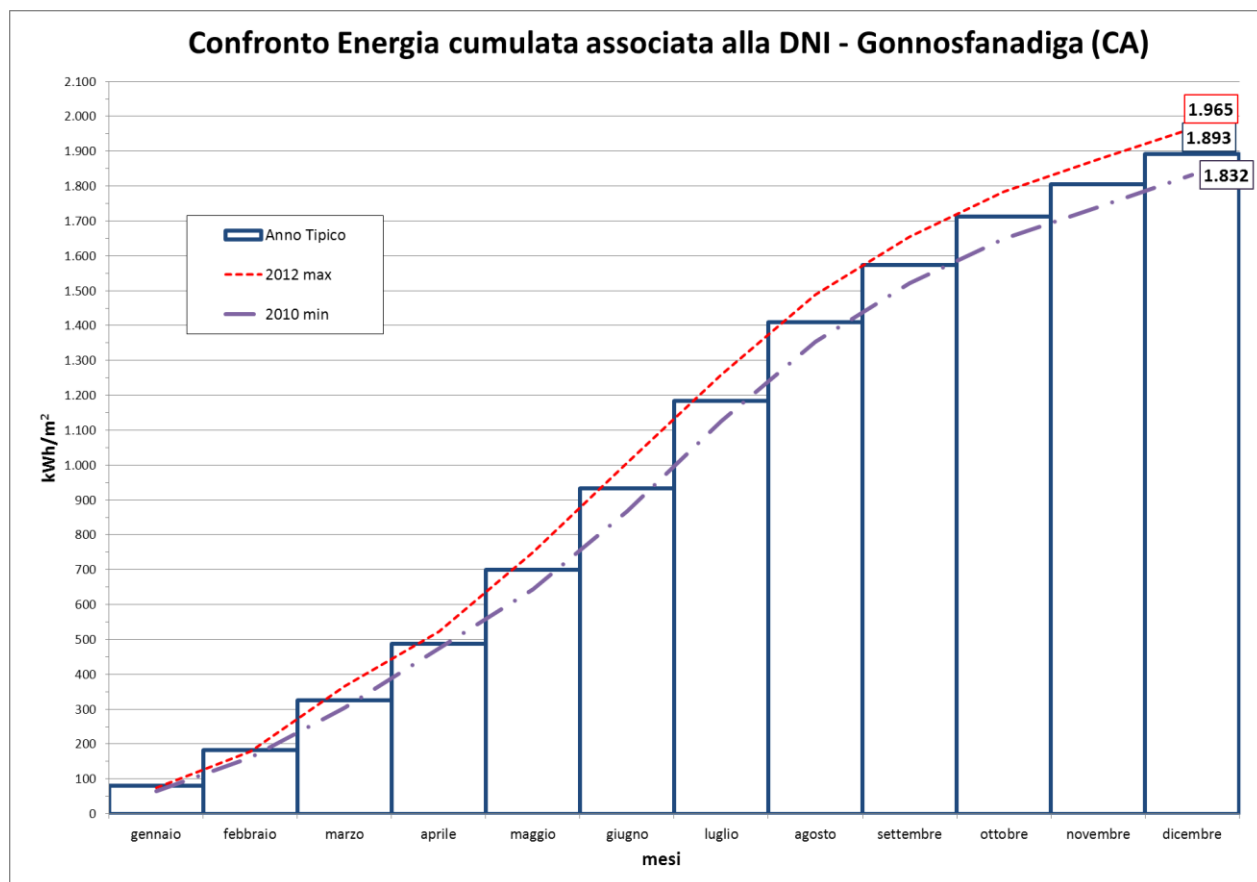


Fig. 3.3.3: Energia cumulata associata alla DNI: confronto fra l'anno tipico medio, l'anno massimo (2012) e l'anno minimo (2010)

4 Conclusioni

Nel presente rapporto si è valutato l'irraggiamento solare del sito di Gonnosfanadiga, 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 portate a termine, 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 e 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 valore 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	2012 – Anno Massimo
Annuale	1893	1832	1965

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	2012 – Anno massimo
Annuale	5,19	5,02	5,38

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 Gonnosfanadiga presenta le caratteristiche tipiche di un clima mediterraneo e in questo caso, si può considerare una radiazione di 750 W/m² 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/m².

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	2012 – Anno Massimo
200 W/m ²	3109	3023	3169
750 W/m ²	602	634	757

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	8	36	198	152	68
ANNO MINIMO	17	43	176	148	84
ANNO MASSIMO	9	32	216	168	94

Tab. 4.4: 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, 10 dicembre 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.