UNIVERSITÀ POLITECNICA DELLE MARCHE

FACOLTÀ DI INGEGNERIA

DIPARTIMENTO DI INGEGNERIA INDUSTRIALE E SCIENZE MATEMATICHE

CORSO DI LAUREA IN INGEGNERIA MECCANICA MAGISTRALE

REVAMPING E REPOWERING FOTOVOLTAICO: ANALISI TECNICO ECONOMICA DI IMPIANTI INCENTIVATI UTILITY SCALE INSTALLATI IN DIVERSE ZONE CLIMATICHE D'ITALIA

PHOTOVLTAIC REVAMPING AND REPOWERING: TECHNICAL ECONOMIC ANALYSIS OF INCENTIVE PLANTS UTILITY SCALES INSTALLETED IN DIFFERENT CLIMATIC AREAS OF ITALY

Relatore:
Prof. Gabriele Comodi

Studente:
Simone Palladino

Correlatore:
Ing. Simone Spadoni

Sommario

1 Transizione energetica 5
2 Fotovoltaico in Italia stato dell'arte e sviluppi nel tempo 6
2.1 Evoluzione della potenza e della numerosità degli impianti 7
2.2 Distribuzione regionale della numerosità e della potenza a fine 2020 8
2.3 Primo Conto energia 9
2.4 Secondo conto energia 11
2.5 Terzo Conto energia 14
2.6 Quarto Conto energia 16
2.7 Quinto Conto energia 19
2.8 Decreto Spalma-Incentivi 21
2.8 Interventi di Revamping dal 2016 ad oggi 23
3 Revamping e Repowering 24
3.1 Revamping 24
3.1.1 Difetti più frequenti nelle installazioni obsolete 25
3.1.2 Norme sostituzione moduli e inverter, compatibili norme GSE 27
3.1.3 Revamping con tecnologie innovative 27
3.2 Repowering 28
3.3 Smaltimento Componenti fotovoltaici 29
4 Nuove tecnologie fotovoltaiche 31
4.1 Moduli Bifacciali 32
4.1.1 Bifacciali con sistemi HSAT 35
4.2 Tracker 37
5 Indici economici per la valutazione di un intervento 39
5.1 PBP 39
5.2 NPV o VAN 39
5.3 IRR o TIR 40
5.4 Simulatori 41
6 Analisi sperimentale 42
6.1 Caso studio SICILIA 44
6.1.1 Analisi sulle dimensioni di impianto: 45
6.1.2 Calcolo superfice impianto, intervento di revamping 46
6.1.3 Revamping moduli inverter e strutture 48
6.1.4 Solargis data base dati climatici 52
6.1.5 Simulazioni PVSyst 54

6.1.6 Analisi Economica di Investimento 58
6.2 Caso Studio SARDEGNA 61
6.3 Caso studio PUGLIA 64
6.4 Caso studio M*ARCHE* 69
6.5 Caso Studio LOMBARDIA 73
7 CONCLUSIONI 76
8 Bibliografia 77

1 Transizione energetica

Una delle chiavi per il contenimento e l'azzeramento dei gas serra è la decarbonizzazione energetica. Il comparto energetico, secondo i dati diffusi dall'Unione Europea, è il principale responsabile della CO_2, con l'80,7% del totale, 8,72% dell'agricoltura, dal 7,82% dei processi industriali e dal 2,75% dal trattamento dei rifiuti.

Il modo migliore per combattere il cambiamento climatico è quello di intervenire sul settore energetico, favorendo il più possibile la transizione energetica.

Per decarbonizzazione si intende diminuire il contenuto di carbonio, scegliendo fonti fossili con minore contenuto di C, privilegiando il gas naturale e sostituire il più possibile le fonti di produzione fossile con le rinnovabili, spingendo sull'aumento di potenza installata fotovoltaica, eolica e biomasse. [2]

L'Italia, come descritto nel PNIEC (Piano Nazionale Integrato Energia e Clima) pubblicato nel dicembre 2019, presenta un nuovo piano di sviluppo economico, nella quale i temi principali sono la decarbonizzazione, l'economia circolare, l'efficienza e l'uso razionale ed equo delle risorse naturali, alcuni obiettivi del PNIEC sono:

- Accelerare il percorso di decarbonizzazione, considerando il 2030 come tappa intermedia verso una decarbonizzazione profonda del settore energetico entro il 2050
- Mettere il cittadino e le imprese, in modo che siano protagonisti e beneficiari della trasformazione energetica, promuovendo l'autoconsumo e delle comunità di energia rinnovabile.
- Favorire l'evoluzione del sistema energetico, da un assetto centralizzato a uno distribuito basato prevalentemente sulle fonti rinnovabili.
- Promuovere l'efficienza energetica in tutti i settori, come strumento per la tutela dell'ambiente [10]

Durante il G20 svoltosi in Italia il 31/10/2021, i 20 stati più grandi al mondo, tra i vari temi discussi, il cambiamento climatico è stato uno tra i più importanti, hanno deciso di stanziare 100 miliardi di euro per favorire la transizione energetica dei Paesi a basso reddito.

L'obiettivo posto dall'Unione Europea è di raggiungere la fine delle emissioni nel 2050, in questo momento l'Europa produce il 7-8% delle emissioni mondiali. L'Italia nella stessa direzione dell'Unione Europea incentiverà la decarbonizzazione per un totale 1.4 miliardi di euro anno per i prossimi 5 anni. [1]

Il PNIEC a tal proposito pone gli obiettivi nazionali energetici per il 2030, auspicando un soddisfacimento della produzione energetica green del 30%. [3] Un aumento dell'energia installata di 87 GW di produzione di energia rinnovabile non programmabile (fotovoltaico ed eolico) e 27 GW di energia programmabile rispetto i rispettivi attuali di 56 GW e 24 GW. [4]

2 Fotovoltaico in Italia stato dell'arte e sviluppi nel tempo

Le fonti rinnovabili più incentivate dallo Stato sono le rinnovabili non programmabili, in particolare il fotovoltaico, dovuto alla grande risorsa di energia solare.

La radiazione solare annua, su un piano orizzontale in Italia varia da circa 1300 [KWh/m^2] nelle regioni del Nord Italia e fino a 1900 [KW/m^2] della Sicilia e Sardegna, corrispondente ad un valore medio giornaliero varabile dai 3.5 ai 5.2 [KWh/m^2]. [5]

Il potenziale fotovoltaico annuo in Italia varia da circa 1250 [kWhe/kWe] nelle regioni del Nord e fino 1800 [kWhe/kWp] nelle zone della Sicilia e Sardegna. [5]

Figura 1
Radiazione solare annua media italiana [5]

In Italia attualmente, aggiornato dal GSE il 31 dicembre 2020, risultano installati 935.839 impianti fotovoltaici, per una potenza complessiva installata di 21650 MW. Gli impianti di piccola taglia costituiscono il 92% del totale in termini di numero di installazioni e il 22% in termini di potenza installata; la taglia media degli impianti è di 23.1 kW. [6]

Nel corso del 2020 sono stati installati sul territorio nazionale 55.550 impianti fotovoltaici, in grande maggioranza di taglia inferiore a 20 kW, per una potenza complessiva di 749 MW; il 17% della potenza installata nel 2020 è costituita da impianti di taglia superiore a 5 MW. [6]

	Impianti installati al 31/12/2019		**Impianti installati al 31/12/2020**		***Var % 2020/2019***	
Classi di potenza (kW)	**Numero**	**Potenza (MW)**	**Numero**	**Potenza (MW)**	***Numero***	***Potenza (MW)***
1<=P<=3	297.410	803,6	312.196	838,7	*5,0*	*4,4*
3<P<=20	514.162	3.675,5	552.571	3.911,6	*7,5*	*6,4*
20<P<=200	56.302	4.403,3	58.542	4.585,5	*4,0*	*4,1*
200<P<=1.000	11.066	7.504,4	11.361	7.651,6	*2,7*	*2,0*
1.000<P<=5.000	953	2.347,1	963	2.371,2	*1,0*	*1,0*
P>5.000	197	2.131,5	205	2.291,5	*4,1*	*7,5*
Totale	**880.090**	**20.865,3**	**935.838**	**21.650,0**	***6,3***	***3,8***

Figura 2
Tabella riassuntiva impianti installati [6]

2.1 Evoluzione della potenza e della numerosità degli impianti

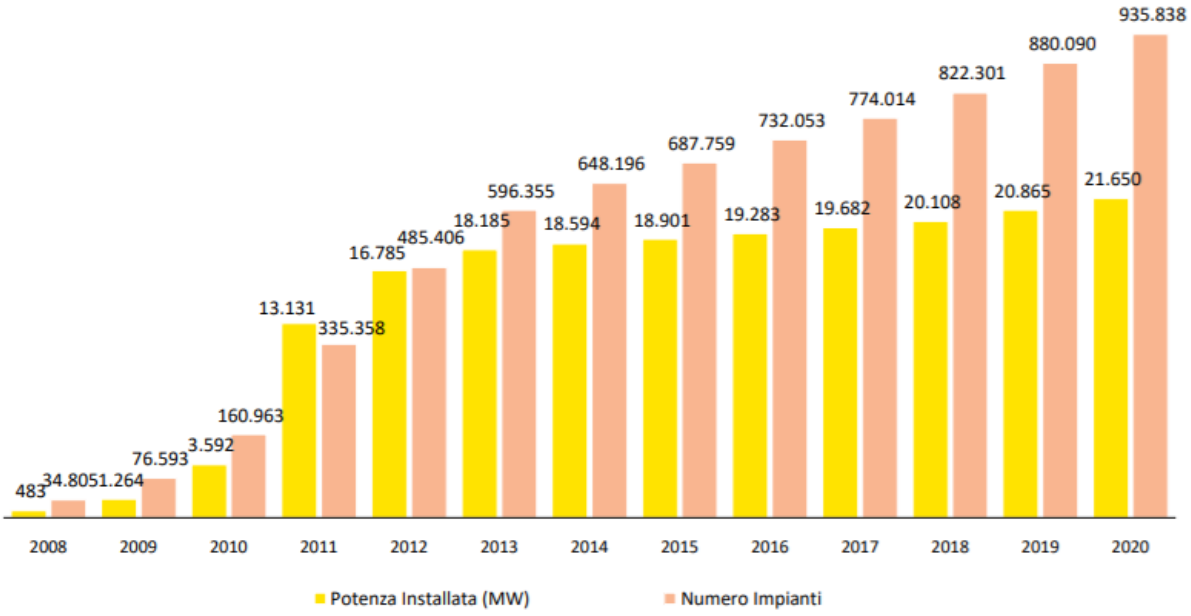


Figura 3
Evoluzione degli impianti fotovoltaici [6]

Il grafico illustra l'evoluzione del numero e della potenza installata degli impianti fotovoltaici in Italia nel periodo 2008-2020; inizialmente c'è una veloce crescita favorita dai meccanismi di incentivazione denominati Conto Energia, a partire dal 2013, una fase di consolidamento, uno sviluppo graduale.
Nel 2020 gli impianti entrati in esercizio hanno una potenza media di 13.5 kW, il valore più alto osservato dal 2013 legato principalmente alle dimensioni rilevanti di alcuni impianti. [6]

2.2 Distribuzione regionale della numerosità e della potenza a fine 2020

Numerosità e potenza installata degli impianti fotovoltaici si distribuiscono in modo diversificato tra le regioni italiane. Al fine 2020, Lombardia e Veneto concentrano il 29,8% del fotovoltaico installato nazionale, allo stesso tempo è rilevante che la regione con la maggiore potenza installata è la Puglia, con 2900 MW, regione in cui la potenza media installata è la più alta in Italia (53,4 kW).

Fine 2020 non ci sono state variazione significative delle tendenze regionali, nelle regioni del Nord sono installati il 55% degli impianti in esercizio in Italia, il 17% al centro e il restante 28% al Sud Italia, con prevalenza di impianti in Lombardia, Veneto, Emilia-Romagna, Piemonte e Lazio.[6]

Figura 4
Distribuzione degli impianti in Italia [6]

2.3 Primo Conto energia

Come già detto nel paragrafo evoluzione della potenza e numerosità degli impianti, dal 2005 al 2013 è stata incentivata la produzione di energia fotovoltaica.

Come descritto in figura 3, al 2013 (fine conti energia) sono stati installati 596.533 impianti con una potenza installata di 18.185 MW, al 2020 sono stati installati 935.858 impianti con una potenza installata di 21650 MW, dal 2005 al 2013 è stata installato 83,99% della potenza attuale.

Lo Stato ha iniziato l'incentivazione del fotovoltaico con la pubblicazione del D.Lgs 387/2003, fu emanato il DM 28/07/2005 detto anche Primo Conto Energia, l'obiettivo del decreto era l'installazione di 500 MW di energia fotovoltaica.[7]

L'accesso all'incentivazione era consentito agli impianti di potenza nominale non inferiore a 1 kW e non superiore a 1000 kW collegati alla rete, incluse le piccole reti isolate, entrati in esercizio dopo il 30 settembre 2005 a seguito di una nuova costruzione, rifacimento totale o di potenziamento.[7]

Per accedere all'incentivo come precisato il DM 6/02/2006 che ha sostituito il DM 28/07/2005, gli impianti devono essere realizzati con componenti di nuova costruzione e nel rispetto delle normative tecniche allegate al decreto stesso.[7]

La relativa domanda doveva essere presentata, entro date stabilite, ad un ente attuatore individuato dalle autorità competenti a valutare i criteri definiti dal decreto.

Tale compito nel 2005 è stato assunto dal GRTN ora GSE (Gestore del servizio energetico).

L'entità dell'incentivazione (tariffa per kWh), era definita in base alla taglia dell'impianto, per le domande inoltrate a partire del 2007 è prevista una riduzione del 5% (il DM 28/08/2005 fissava la riduzione del 2%).[7]

Gli impianti di piccola taglia al di sotto di 20 kW, potevano optare per il servizio di scambio sul posto o per la cessione in rete dell'energia.

Per gli impianti oltre i 20 kW, l'energia prodotta poteva beneficiare:

- Riconoscimento dell'incentivo ventennale proveniente dai kWh prodotti ed immessi in rete, moltiplicati per la tariffa incentivante, da 0.460 a 0.490 [€/kWh]
- Ricavato della vendita di eccedenza alla rete locale, ai prezzi definiti dall'Autorità con la delibera.[7]

Per impianti con potenza superiore ai 50 kW, era prevista una tariffa massima, gli incentivi venivano attribuiti mediante un meccanismo di gara a base di asta.

La graduatoria delle domande veniva stabilita mediante la tariffa incentivante richiesta; la priorità veniva data alle domande con valore più basso. In caso di parità, la priorità veniva riconosciuta in base all'ordine temporale di ricevimento da parte del GSE.[7]

Le tariffe incentivate sono state riconosciute fino al raggiungimento da parte di tutti gli impianti che lo ottengono, di una potenza cumulativa di 500 MW, ed i costi di incentivazione sono coperti da un prelievo sulle tariffe elettriche di tutti i consumatori.

Il D.M. del 06/02/2006 è stato integrato al D.M. 28/08/2005, tre le novità rispetto il precedente, un innalzamento della potenza complessiva incentivabile da 100 MW a 500 MW.[7]

2.4 Secondo conto energia

Con il decreto del Ministero dello sviluppo economico D.M. 19/02/2007, diventato di fatto operativo solo dopo la pubblicazione della delibera dell'Autorità per l'energia elettrica e gas (AEEG) n.90/70, avvenuta il 13/04/2007, sono stati stabiliti nuovi criteri e modalità di incentivazione derivante da fonte fotovoltaica.

Le modifiche più significative riguardano:

- Semplificazione dell'iter amministrativo con abolizione della fase preliminare dell'ammissione alle tariffe incentivanti, dopo l'installazione dell'impianto si richiede la tariffa incentivante.
- Maggiore articolazione delle tariffe incentivate, con l'intento di favorire gli impianti a piccola taglia.
- L'introduzione di un premio per impianti fotovoltaici abbinati all'uso efficienza dell'energia
- Obiettivo nazionale di potenza cumulata innalzato a 3000 MW [7]

Possono richiedere delle tariffe incentivanti le seguenti tipologie:

- Persone fisiche
- Persone giuridiche
- Soggetti pubblici
- Condomini di unità abitative [7]

Per il secondo conto energia, l'accesso agli incentivi è consentito agli impianti fotovoltaici con:

- Potenza nominale non inferiore a 1 kW
- Entrata in esercizio successiva alla delibera AEEG n.90/70 a seguito di interventi di nuova costruzione, rifacimento totale o potenziamento.
- Collegati alla rete elettrica o a piccole reti isolate, caratterizzate da un unico punto di connessione non condiviso con altri impianti
- Entrata in esercizio tra il 1° ottobre 2005 e il 13 aprile 2007 che non beneficiano o abbiano beneficiato delle tariffe incentivate del vecchio conto energia

Entro il 60 giorni dall'entrata in esercizio dell'impianto il soggetto deve far pervenire al GSE la richiesta di concessione della tariffa incentivante, unita alla documentazione finale di entrata in esercizio dell'impianto. [7]

Il limite massimo di potenza cumulata in Secondo Conto energia è di 1200 MW, che possono ottenere la tariffa incentivante.

Il GSE entro i 60 giorni successivi la richiesta, comunica al soggetto responsabile la tariffa incentivante.

La tariffa incentivante che il Secondo Conto energia riconosce viene determinata in relazione della classe di potenza, alla tipologia di impianto e alla data di entrata in esercizio dell'impianto.[7]

Definisce tre tipologie d'integrazione ai fini di determinare la tariffa incentivante a ciascun impianto:

- Impianto non integrato
- Impianto parzialmente integrato
- Impianto con integrazione architettonica.

L'impianto non integrato, è un impianto con moduli ubicati al suolo, ovvero con moduli collocati sugli elementi di arredo urbano, su involucri di edifici, fabbricati o strutture edilizie.

L'impianto fotovoltaico parzialmente integrato è l'impianto i cui moduli sono collocati su elementi di arredo urbano, involucri di edifici, fabbricati o strutture edilizie.

L'impianto con integrazione architettonica, l'impianto i cui moduli sono integrati in elementi di arredo urbano, involucri di edifici, fabbricati o strutture edilizie. [7]

Per gli impianti entrati in esercizio dopo il 13/04/2007 e prima del 31/12/2008 sono riconosciute le tariffe indicate in tabella.

		1	2	3
	Taglia di potenza dell'impianto	Impianto non integrato)	Parzialmente integrato	Integrato)
A)	1≤P≤3	0,40	0,44	0,49
B)	3	0,38	0,42	0,46
C)	P>20	0,36	0,40	0,44

Figura 5
Valori in euro/kWh in Secondo Conto energia [7]

Le tariffe maggiori sono riconosciute ai piccoli impianti domestici, inferiori a 3 kW, che risultano integrati, architettonicamente. Le tariffe più basse sono riconosciute ai grandi impianti non integrati.[7]

Le tariffe sono erogate per un periodo di venti anni, a decorrere della data in esercizio e rimangono costanti non subiscono aggiornamenti ISTAT.

Per gli impianti che sono entrati in esercizio tra il 1/01/2009 e il 31/12/2010, le tariffe indicate in tabella hanno subito una riduzione del 2%.

Una novità proposta nel Secondo Conto energia è rappresentata dal premio abbinato all'uso efficiente dell'energia negli edifici.

Tale premio spetta agli impianti fotovoltaici fino a 20 kW, qualora si effettuino interventi di miglioramento delle prestazioni energetiche dell'edificio.

Il decreto rimase attivo fino alla fine del 2010, ma poterono usufruire del suo incentivo gli impianti connessi fino al giugno 2011. [7]

Nel 2010 guidati dagli operatori nel settore del fotovoltaico, il governo italiano rilascia la così detta Legge Salva-Alcoa, che consentiva ai soggetti che avevano concluso l'installazione dell'impianto fotovoltaico entro il 31/12/2010 e che sarebbero entrati in esercizio entro il 30/06/2011 di beneficiare alle tariffe incentivate del Secondo Conto energia, anche se il terzo era già operativo.

2.5 Terzo Conto energia

Il Terzo Conto energia è stato varato dal Ministero dello sviluppo economico e dal Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare tramite il D.M. 06/09/2010, a partire dal 1° gennaio 2011, sarebbero cambiati i meccanismi e le tariffe incentivati alla produzione di energia elettrica fotovoltaica.[7]

Tra le principali novità del decreto sul Terzo Conto energia:[7]

- La riduzione degli incentivi per gli impianti che entreranno in funzione a partire a partire dal 2011 fino al 2013, la riduzione è stata più contenuta per gli impianti più piccoli ed andrà progressivamente ad ampliarsi per quelli più grandi.
- Specifiche maggiorazioni sulle tariffe incentivate
- Nuove regole per il premio aggiuntivo previsto per l'uso efficiente dell'energia: maggiorazione della tariffa fino al 30%
- Eliminazione della categoria impiantistica "parziale integrazione"
- Individuazione di sei classi di potenza (a differenza delle tre classi previste dai precedenti conti energia): da 1 a 3 kW, da 3 a 20 kW, da 20 a 200 kW, da 200 a 1000 kW, da 1000 a 5000 kW e oltre 5000 kW
- Modifiche della tempistica relativa alla procedura di accesso agli incentivi. Il termine massimo per richiederne la concessione al GSE sale da 60 giorni a 90 giorni

Gli impianti che rientrano nel campo di applicazione del decreto in esame sono i seguenti:

- Solari fotovoltaici
- Fotovoltaici integrati
- A concentrazione
- Fotovoltaici con innovazione tecnologia

Il Terzo Conto energia stabilisce un limite di potenza accumulata incentivabile a 3000 MW.[7]

Possono beneficiare della tariffa incentivante:

- Persone fisiche
- Persone giuridiche
- Soggetti pubblici
- Condomini di unità immobiliare

Possono beneficiare della tariffa incentivante gli impianti fotovoltaici, che entrano in esercizio a seguito di interventi di nuova costruzione o rifacimento totale o potenziamento, in data successiva al 31/12/2010.

	Tariffa corrispondente					
	A)		B)		C)	
	Impianti entrati in esercizio in data successiva al 31 dicembre 2010 ed entro il 30 aprile 2011		Impianti entrati in esercizio in data successiva al 30 aprile 2011 ed entro il 31 agosto 2011		Impianti entrati in esercizio in data successiva al 31 agosto 2011 ed entro il 31 dicembre 2011	
Intervallo di potenza	Impianti fotovoltaici realizzati sugli edifici	Altri impianti fotovoltaici	Impianti fotovoltaici realizzati sugli edifici	Altri impianti fotovoltaici	Impianti fotovoltaici realizzati sugli edifici	Altri impianti fotovoltaici
[kW]	[€/kWh]	[€/kWh]	[€/kWh]	[€/kWh]	[€/kWh]	[€/kWh]
1≤P≤ 3	0,402	0,362	0,391	0,347	0,380	0,333
3≤P≤20	0,377	0,339	0,360	0,322	0,342	0,304
20≤P≤200	0,358	0,321	0,341	0,309	0,323	0,285
200≤P≤1000	0,355	0,314	0,335	0,303	0,314	0,266
1000≤P≤5000	0,351	0,313	0,327	0,289	0,302	0,264
P>5000	0,333	0,297	0,311	0,275	0,287	0,251

Figura 6
Tabella riassuntiva incentivi Terzo Conto energia [7]

Le tariffe incentivanti in Terzo Conto energia sono individuate in figura 6, ed è riconosciuta per un periodo di 20 anni, a decorrere dalla data in esercizio dell'impianto.

Particolari tariffe incentivanti sono previste per gli impianti fotovoltaici integrati, realizzati con caratteristiche innovative, di potenza nominale non inferiore a 1 kW e non superiore a 5 MW.[7]

Intervallo di potenza (kW)	**Tariffa corrispondente (euro/kWh)**
1 ≤ P ≤ 20	0,44
20 < P ≤ 200	0,40
p >200	0,37

Figura 7
Tariffe incentivanti per impianti innovativi [7]

2.6 Quarto Conto energia

Il 05/06/2011 è stato firmato il decreto "IV Conto energia" dal Ministero dello Sviluppo Economico e dal Ministero dell'Ambiente, con l'obiettivo di raggiungere la grid parity nel 2017.

I principali contenuti del Quarto conto erano:

- Obiettivo nazionale di potenza installata pari a 23.000 MW
- Uno stanziamento medio annuale pari a 6-7 miliardi di euro
- Introduzione di tetti di spesa semestrali

Le classi di impianto sono rimaste invariate rispetto il "Terzo Conto energia".

Le tariffe incentivate hanno subito una riduzione rispetto il conto energia precedente, le tariffe hanno subito variazioni dal 2011 al 2013, con il passare del tempo l'incentivazione ha subito una riduzione.[8]

TAB 3	1° SEM. 2012		2° SEM. 2012	
	Impianti sugli edifici	Altri impianti fotovoltaici	Impianti sugli edifici	Altri impianti fotovoltaici
	(€/kWh)	(€/kWh)	(€/kWh)	(€/kWh)
1≤P≤3	0,274	0,240	0,252	0,221
3<P≤20	0,247	0,219	0,227	0,202
20<P≤200	0,233	0,206	0,214	0,189
200<P≤1000	0,224	0,172	0,202	0,155
1000<P≤5000	0,182	0,156	0,164	0,140
P>5000	0,171	0,148	0,154	0,133

Figura 8
Incentivo quarto conto giugno-agosto 2011 [8]

TAB 2	SETTEMBRE		OTTOBRE		NOVEMBRE		DICEMBRE	
	Impianti sugli edifici	Altri impianti fotovoltaici	Impianti sugli edifici	Altri impianti fotovoltaici	Impianti sugli edifici	Altri impianti fotovoltaici	Impianti sugli edifici	Altri impianti fotovoltaici
	(€/kWh)	(€/kWh)	(€/kWh)	(€/kWh)	(€/kWh)	(€/kWh)	(€/kWh)	(€/kWh)
1≤P≤3	0,361	0,316	0,345	0,302	0,320	0,281	0,298	0,261
3<P≤20	0,325	0,289	0,310	0,276	0,288	0,256	0,268	0,238
20<P≤200	0,307	0,271	0,293	0,258	0,272	0,240	0,253	0,224
200<P≤1000	0,298	0,245	0,285	0,233	0,265	0,210	0,246	0,189
1000<P≤5000	0,278	0,243	0,256	0,223	0,233	0,201	0,212	0,181
P>5000	0,264	0,231	0,243	0,212	0,221	0,191	0,199	0,172

Figura 9
Incentivo quarto conto settembre-dicembre 2011 [8]

TAB 1	GIUGNO		LUGLIO		AGOSTO	
	Impianti sugli edifici	Altri impianti fotovoltaici	Impianti sugli edifici	Altri impianti fotovoltaici	Impianti sugli edifici	Altri impianti fotovoltaici
	(€/kWh)	(€/kWh)	(€/kWh)	(€/kWh)	(€/kWh)	(€/kWh)
1≤P≤3	0,387	0,344	0,379	0,337	0,368	0,327
3<P≤20	0,356	0,319	0,349	0,312	0,339	0,303
20<P≤200	0,338	0,306	0,331	0,300	0,321	0,291
200<P≤1000	0,325	0,291	0,315	0,276	0,303	0,263
1000<P≤5000	0,314	0,277	0,298	0,264	0,280	0,250
P>5000	0,299	0,264	0,284	0,251	0,269	0,238

Figura 10
Incentivo 2012 [8]

TAB 4	Impianti sugli edifici		altri impianti fotovoltaici	
	Tariffa onnicomprensiva	tariffa autoconsumo	Tariffa onnicomprensiva	tariffa autoconsumo
	(€/kWh)	(€/kWh)	(€/kWh)	(€/kWh)
1≤P≤3	0,375	0,230	0,346	0,201
3<P≤20	0,353	0,207	0,329	0,184
20<P≤200	0,299	0,195	0,276	0,172
200<P≤1000	0,281	0,183	0,239	0,141
1000<P≤5000	0,227	0,149	0,205	0,127
P>5000	0,218	0,140	0,199	0,121

Figura 11
Incentivo 2013 [8]

A decorrere del primo semestre del 2013 le tariffe assumono valore onnicomprensivo (incorpora la quota di incentiva più la quota di energia venduta alla rete), sull'energia immessa nel sistema elettrico. Sulla quota di energia auto consumata è attribuita una tariffa specifica. [8]

Per gli impianti entrati in esercizio successivamente al 30 giugno 2012, il Quarto conto energia ha definito nuovi requisiti in merito ai moduli e agli inverter, in particolare ha introdotto per la prima volta la necessità di aderire, da parte del produttore, ad un sistema o un consorzio che garantisce il riciclo dei moduli fotovoltaici utilizzati al termine della loro vita utile.

2.7 Quinto Conto energia

Il D.M. 5/07/2012 è stato pubblicato il Quinto Conto energia, il 27/08/2012 è stata fissata la data di decorrenza delle nuove modalità di incentivazione.[9]

Il Quinto conto ha introdotto un nuovo regolamento e allo stesso tempo confermato delle disposizioni introdotte del Quarto Conto energia:

- Per gli impianti di potenza nominale fino a 1 [MW], sulla base della potenza e della tipologia dell'impianto è prevista una Tariffa Onnicomprensiva;
- Per gli impianti sopra 1 [MW] è previsto il riconoscimento della differenza tra il prezzo zonale orario dell'energia elettrica e una di riconoscimento [9]

Primo semestre *First semester*	Impianti su Edifici *Rooftop Plants*		Altri Impianti *Other plants*	
Potenza in kW *Capacity in kW*	Tariffa Onnicomprensiva *Feed-In Tariff*	Autoconsumo *Self-consumption*	Tariffa Onnicomprensiva *Feed-In Tariff*	Autoconsumo *Self-consumption*
1 <= P <= 3	208 Euro/MWh	126 Euro/MWh	201 Euro/MWh	119 Euro/MWh
3 < P <= 20	196 Euro/MWh	114 Euro/MWh	189 Euro/MWh	107 Euro/MWh
20 < P <= 200	175 Euro/MWh	93 Euro/MWh	168 Euro/MWh	86 Euro/MWh
200 < P <= 1,000	142 Euro/MWh	60 Euro/MWh	135 Euro/MWh	53 Euro/MWh
1,000 < P <= 5,000	126 Euro/MWh	44 Euro/MWh	120 Euro/MWh	38 Euro/MWh
P > 5,000	119 Euro/MWh	37 Euro/MWh	113 Euro/MWh	31 Euro/MWh

Figura 11
Incentivo Primo semestre Quinto Conto energia [9]

Secondo sem. *Second semester*	Impianti su Edifici *Rooftop Plants*		Altri Impianti *Other plants*	
Potenza in kW *Capacity in kW*	Tariffa Onnicomprensiva *Feed-In Tariff*	Autoconsumo *Self-consumption*	Tariffa Onnicomprensiva *Feed-In Tariff*	Autoconsumo *Self-consumption*
1 <= P <= 3	182 Euro/MWh	100 Euro/MWh	176 Euro/MWh	94 Euro/MWh
3 < P <= 20	171 Euro/MWh	89 Euro/MWh	165 Euro/MWh	83 Euro/MWh
20 < P <= 200	157 Euro/MWh	75 Euro/MWh	151 Euro/MWh	69 Euro/MWh
200 < P <= 1,000	130 Euro/MWh	48 Euro/MWh	124 Euro/MWh	42 Euro/MWh
1,000 < P <= 5,000	118 Euro/MWh	36 Euro/MWh	113 Euro/MWh	31 Euro/MWh
P > 5,000	112 Euro/MWh	30 Euro/MWh	106 Euro/MWh	24 Euro/MWh

Figura 12
Inventivo Quinto Conto energia secondo semestre [9]

Il Quinto Conto energia promuoveva la realizzazione di:

- Piccoli impianti fotovoltaici con potenza nominale non superiore i 12 kW
- Impianti fotovoltaici integrati con caratteristiche innovative
- Impianti fotovoltaici a concentrazione
- Impianti fotovoltaici realizzati da Amministrazioni pubbliche
- Impianti fotovoltaici di potenza fino a 50 kW su cui è operata la completa rimozione dell'eternit o dell'amianto
- Impianti di potenza superiore a 12 kW e non superiore a 20 kW

2.8 Decreto Spalma-Incentivi

21/08/2014 è entrato in vigore l'articolo 116/2014 anche detto Decreto Spalma Incentivi.

L'erogazione delle tariffe incentivanti prevista dal Conto energia applicate a impianti fotovoltaici con potenza maggiore a 200 kWp, hanno subito a partire da gennaio fino alla fine del periodo di incentivazione un piano di rimodulazione degli incentivi secondo tre opzioni con effetti dal 2015, a scelta del soggetto responsabile:[10]

Opzione A- Rimodulazioni da 20 a 24 anni

Estensione da 20 a 24 anni del periodo di incentivazione, a fronte di una rimodulazione della tariffa dipendente dalla durata del periodo incentivante residuo.[10]

Periodo Residuo (Anni)	Riduzione dell'incentivo
12	25%
13	24%
14	22%
15	21%
16	20%
17	19%
18	18%
Oltre i 19	17%

Figura 13
Rimodulazione incentivo opzione A [10]

Opzione B- Rimodulazione variabile su due periodi

Mantenimento del periodo di erogazione ventennale a fronte di una riduzione dell'incentivo per un primo periodo e di un corrispondente aumento dello stesso per un secondo periodo stando a percentuali definite dal Ministero dello sviluppo Economico.

Opzione C- Mantenimento del periodo ventennale con taglio percentuale fisso

Mantenimento del periodo di erogazione ventennale a fronte di una riduzione percentuale fissa del decreto crescente a seconda della taglia degli impianti

Potenza nominale (KW)	Riduzione dell'incentivo
Superiore a 200 KW e fino a 500 KW	6%
Superiore a 500 KW e fino a 900KW	7%
Superiore a 900 KW	8%

Figura 13
Riduzione dell'incentivo opzione C [10]

2.8 Interventi di Revamping dal 2016 ad oggi

Il GSE ha la responsabilità di verificare i requisiti che hanno consentito l'accesso e il riconoscimento dell'incentivo anno per anno, gestisce anche le richieste di realizzazione di un intervento di manutenzione o ammodernamento tecnologico, se essi rientrano all'interno dei parametri richiesti dal Conto Energia di appartenenza.

Nel corso del 2016 è stato introdotto il D.M. 23/06/2016 che ha introdotto criteri e principi di riferimento per la realizzazione di possibili revamping impiantistici.

Al 31 dicembre 2020 risultano pervenute al GSE 80.580 comunicazioni degli interventi di manutenzione ed ammodernamento realizzati su impianti incentivati, di cui il 16.174 nel corso del 2020, incluse 464 comunicazioni relative agli interventi di potenziamento. [12]

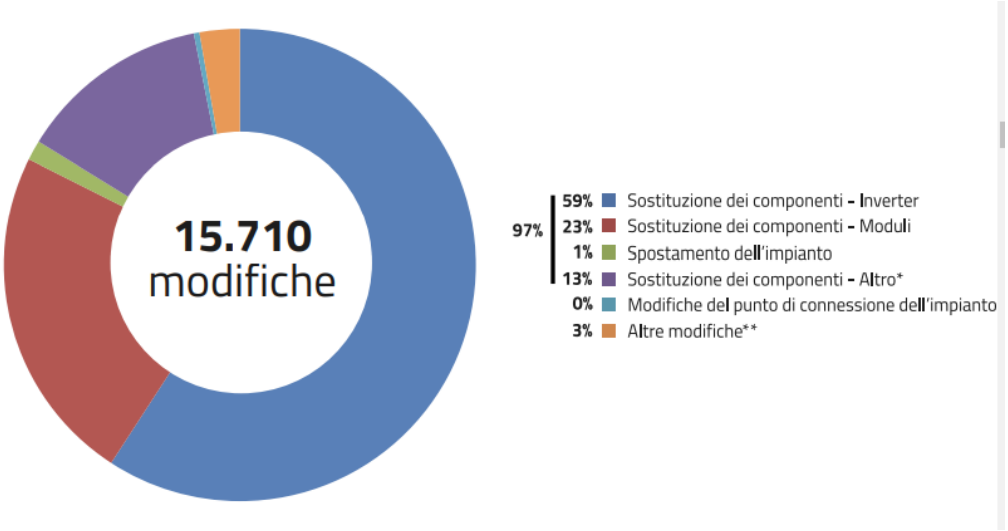


Figura 14
Interventi di modifica sugli impianti comunicati nel 2020 [12]

Dalla figura 14, dei 15.710 la maggior parte degli interventi è stato finalizzato alla sostituzione degli inverter con il 59% degli interventi fatti, soltanto il 23% degli interventi è stato fatto con l'intendo di sostituire i moduli. [12]

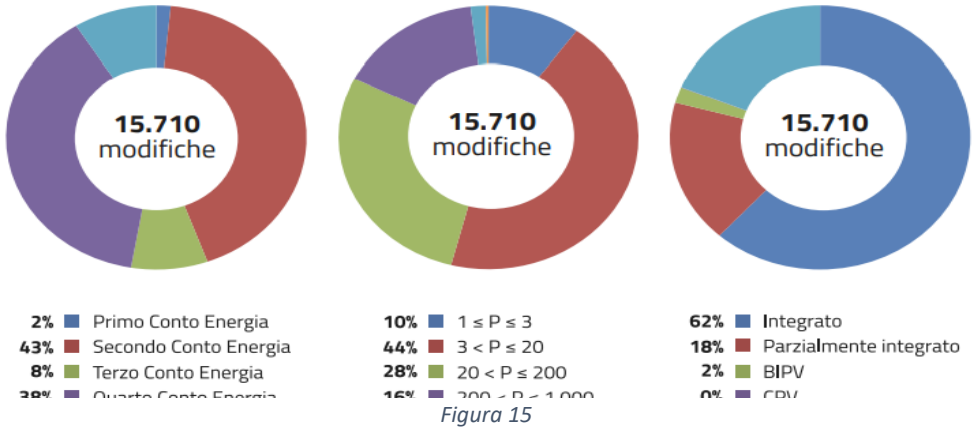


Figura 15
Distribuzione degli interventi di modifica: suddivisi per Conto Energia, classe di potenza e tipologia di installazione [12]

3 Revamping e Repowering

Al momento dell'acquisto dei componenti (2010-2012) la vita utile prevista era 20 anni, ma la qualità scarsa delle forniture ha determinato un deterioramento dei materiali più accentuato del previsto. Per questo motivo ora, dopo 10-12 anni, le prestazioni degli impianti sono inferiori alle aspettative. Questo sta spingendo gli attuali proprietari a prevedere interventi di manutenzione straordinari (revamping).
L'Italia ha 935 mila impianti la cui età media è compresa tra i 9-12 anni, gran parte dei moduli ha iniziato a sentire i primi effetti del tempo, con molta probabilità gli impianti installati nel biennio 2009-2011 [15] non sono performanti e necessitano di manutenzione e operazioni finalizzate ad incrementarne la potenza, donare una seconda giovinezza all'impianto è possibile tramite le operazioni di Revamping.[13]

3.1 Revamping

Il Revamping è un procedimento che prevede alcune manovre finalizzate all'ottimizzazione e ammodernamento dell'impianto fotovoltaico che presenta problemi di performance.
Come anticipato, le tecnologie e i materiali utilizzati per l'installazione degli impianti fotovoltaici negli anni 2009-2011 oggi sono considerati obsoleti. Negli anni del boom delle installazioni fotovoltaiche in Italia (2007-2013) molti impianti sono stati realizzati in tempi molto stretti, per risultare nelle scadenze e rientrare nei regimi di incentivazione previsti dei diversi Conti Energia. L'eccessiva richiesta ha creato situazioni di difficolta nell'approvvigionamento di componenti comportando, in molti casi, l'utilizzo di parti di scarsa qualità (sia in termini di prestazioni energetiche sia per quel che riguarda la vita utile) e spesso con caratteristiche elettriche non ottimali o poco compatibili con gli altri componenti dell'impianto [20]. Inoltre, in quegli anni l'esperienza e la professionalità di progettisti e installatori non erano ancora ai livelli attuali
Secondo alcune stime del GSE, si rileva che una porzione rilevante, tra il 25 e il 30%, degli impianti attualmente in esercizio in Italia presenta problemi che ne limitano consistentemente le performance di producibilità energetica.

3.1.1 Difetti più frequenti nelle installazioni obsolete

I difetti sui moduli fotovoltaici hanno un effetto negativo sulle prestazioni e sulla sicurezza degli impianti, la degradazione di potenza del modulo aumenta all'aumentare della gravità del danno.
Le problematiche che si presentano più frequentemente sono:

- **Rottura del vetro frontale:** crepe o rotture che si applicano sul fronte del vetro di un modulo fotovoltaico, causato da un inappropriato trasporto, serraggio inappropriato, atti di vandalismo. Più sono grandi le dimensioni delle rotture e maggiori saranno gli effetti di perdita sulla produzione di energia.[21]

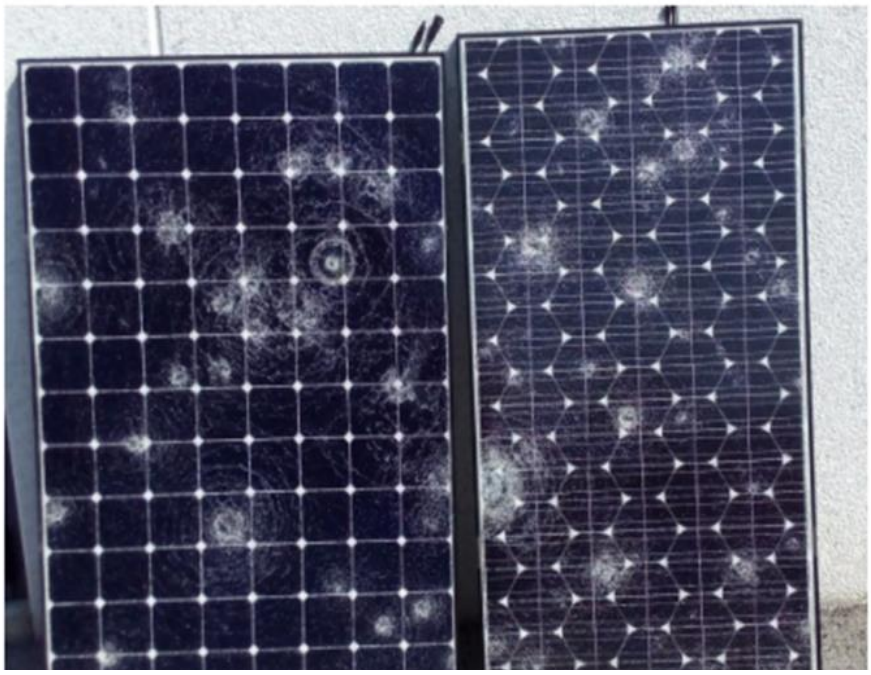


Figura 8
Modulo difettato danneggiato dalla grandine [22]

- **Infiltrazioni di umidità:** dovute alla tenuta non ottimale dell'incapsulamento dei moduli fotovoltaici ed è più evidente nelle vicinanze delle cornici.[20]
- **Hot-Spot:** sono i punti caldi nelle celle singole o multiple, è il fenomeno più frequente causato da vari fenomeni. Le celle si comportano come carichi al posto di produrre, assorbono energia.[21]
- **Saldatura a nastro caldo:** una perdita causata da una sovratemperatura dovuta a una saldatura sbagliata.[21]

- **Snail trail:** scolorimento della parte anteriore delle celle fotovoltaiche, hanno un aspetto tipico delle scie delle lumache per questo hanno questo nome, lo scolorimento comporta un aumento della T delle celle stesse. Questo difetto è molto comune nelle celle fotovoltaiche può dipendere dalla continua esposizione ai raggi UV, calore o anche a microcracking durante il processo di costruzione.[20]

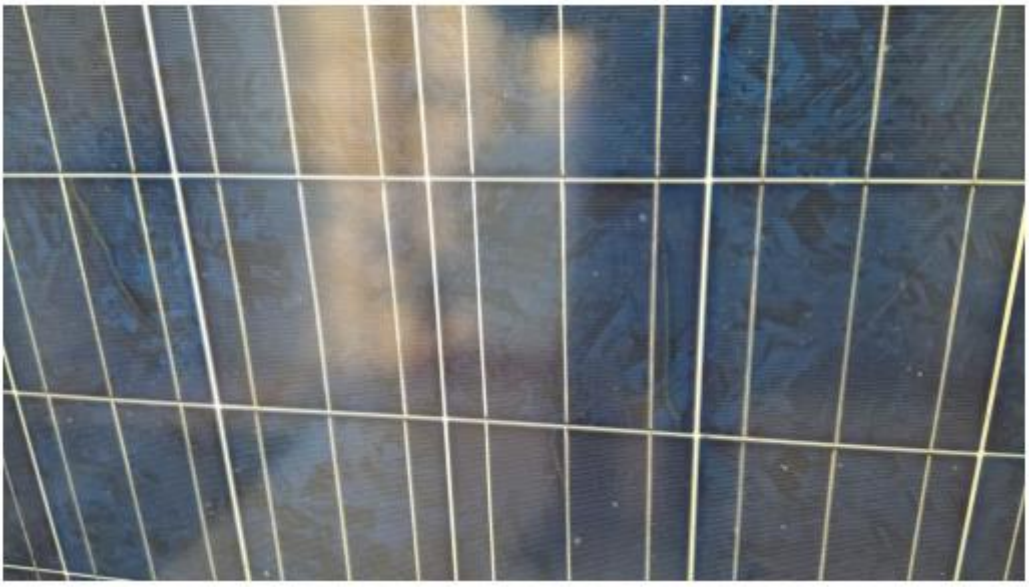


Figura 9
Snail Trail [23]

- **PID:** Potential indeed degradation (degradazione indotta dal potenziale), cioè la degradazione della cella a causa della corrente dispersa dal telaio al suolo, questo fenomeno si applica a causa della perdita di isolamento tra la parte conduttiva e il modulo.[21]
- **Degradazione del backsheet:** crea problemi di sfaldamento e screpolature, causando un effetto significativo di perdita di potenza, può creare anche bolle, scolorimento e sfarinamento che nel tempo provoca perdite di prestazioni.[20]

Grazie all'incessante evoluzione delle tecnologie in ambito fotovoltaico, sono state sviluppate nuove modalità di intervento sugli impianti che garantiscono maggiore precisione ed efficacia.
In ciascuno di questi casi l'impianto o le sue componenti potrebbero non rispettare le norme di conformità dettate dal GSE e pertanto si rende necessario il revamping fotovoltaico.
Intervenire facendo revamping, significa sostituire, rimuovere i vecchi componenti di impianto che presentano criticità e installare nuovi, o intervenire riparando i componenti danneggiati. [13]

Insieme alle nuove tecnologie, si sono consolidate negli ultimi anni le modalità di indagine su impianti preesistenti, così da garantire interventi più precisi ed efficaci. [16]

I componenti più critici dell'impianto sono di certo i moduli, i vari difetti elencati all'interno del capitolo comportano un elevato under performance, riscontrati questi problemi in impianti la soluzione più indicata è la sostituzione del componente, al fine di non creare problemi alla produzione totale della stringa [17]

3.1.2 Norme sostituzione moduli e inverter, compatibili norme GSE

Interventi di manutenzione e ammodernamento tecnologico che devono essere realizzati su impianti fotovoltaici incentivati in Conto Energia, di norma devono essere nuovi o rigenerati e conformi ai requisiti previsti dal Quinto Conto Energia.

Gli inverter installati in sostituzione devono rispettare le norme di settore e quanto previsto dalle Delibere dell'ARERA in materia di connessione degli impianti e dai Gestori di Rete nei propri regolamenti di esercizio. La potenza elettrica in AC deve rispettare le soglie percentuali di incremento ammissibili. [14]

3.1.3 Revamping con tecnologie innovative

Su impianti in Conto energia è possibile fare efficientamenti energetici, passando da un sistema fisso a un sistema ad inseguimento senza perdere l'incentivo, è possibile quindi modificare la struttura di sostegno, nel rispetto dei requisiti dello specifico Conto Energia dell'impianto. In Conto energia è anche possibile fare revamping utilizzando moduli bifacciali sempre come nel caso delle strutture rispettando i requisiti dello specifico Conto Energia di appartenenza [14]

3.2 Repowering

Il Repowering prevede interventi di potenziamento energetico di un sistema, senza andare ad agire sull'impianto nella sua interezza.

Come suggerisce il nome è un intervento che ha lo scopo di potenziare e ottimizzare ulteriormente il funzionamento di un impianto e consente di superare le prestazioni iniziali [13], tale operazione può essere svolta sia modificando i componenti del sistema che sostituendoli, rappresenta una procedura standard per ammodernare impianti preesistenti inserendo al loro interno componenti più attuali ed evoluti tecnologicamente.

Su impianti in Conto Energia è ammissibile fare interventi di repowering, potenziamenti non incentivabili, a condizione che vengano sempre rispettate le condizioni nel D.M. 23/06/2016, ad esempio da una potenza incentivata di 2 MW si passa ad una potenza complessiva di impianto di 3 MW, dei 3 MW prodotti solo 2 sono venduti a tariffe onnicomprensive il restante è venduto al prezzo di mercato.[14]

3.3 Smaltimento Componenti fotovoltaici

Come detto all'inizio del capitolo, i moduli hanno vita media di 12-13 anni, e il boom del fotovoltaico c'è stato tra il 2009/2011, stiamo raggiungendo il periodo di fine vita di questi moduli, ciò significa che a breve sarà necessario smaltire migliaia di tonnellate di rifiuti del vecchio fotovoltaico. [18]
Lo smaltimento dei moduli fotovoltaici permette di essere al 100% un fonte energetica green cioè ad impatto ambientale nullo, la normativa relativa allo smaltimento dei pannelli fotovoltaici esauriti, rotti, o considerati vetusti. Per evitare l'accumulo di rifiuti inquinanti il GSE, in ottemperanza alla Direttiva 2012/19/EU ha classificato i componenti degli impianti fotovoltaici non funzionanti come RAEE, ovvero Rifiuti da Apparecchiature Elettriche ed Elettroniche, suddividendoli in due categorie in base alla potenza nominale:[19]

- Se inferiore a 10 kW sono equiparati a cellulari e piccoli elettrodomestici
- Se uguale o superiore a 10 kW sono classificati RAEE professionali

I pannelli fotovoltaici < 10 kW devono essere conferiti all'apposito Centro di Raccolta RAEE di pertinenza del Comune di residenza.
I pannelli fotovoltaici > 10 kW devono essere consegnati, a soggetti autorizzati. Il soggetto che si assume l'onere dello smaltimento deve fornire al GSE la certificazione attestante che la procedura si è seguita la normativa vigente.
Gli elementi che compongono l'impianto sono composti da materiali riciclabili per una porzione tra l'80% e il 90%, il procedimento di riciclo si articola nei seguenti passaggi:

- Scomposizione: parti fisiche e strutturali, come telaio, cavi di connessione e scatola di giunzione
- Selezione: tutti i materiali che compongono il modulo centrale vengono selezionati
- Raffinamento dei silicon flakes: cosiddetti fiocchi di silicio, derivanti da una combinazione di silicio, lastre EVA, semiconduttori e metalli.[19]

Questo procedimento ha un costo, anche in questo caso vale la regola dei 10 kW

- Costo smaltimento pannelli solari domestici (potenza inferiore a 10 kW): in quanto RAEE ad uso domestico possono essere conferiti gratuitamente, e non gravano in alcun modo sull'utilizzatore finale.[19]
- Costo smaltimento pannelli solari professionali (potenza uguale o superiore ai 10 kW): Per quanto concerne le spese delle operazioni di presa in carico e smaltimento, il fattore discriminante è l'anno di commercializzazione dell'impianto. Se esso è entrato in esercizio dopo il 12 aprile 2014, il costo delle suddette operazioni è un onere del produttore. Se invece

l’impianto è entrato in funzione prima del 12 aprile 2014, il costo è a carico del produttore solo nel caso di sostituzione di vecchi moduli con nuovi equivalenti, altrimenti le spese sono a carico dell’utilizzatore.[19]

Per impianti che hanno usufruito del Conto Energia, il GSE garantisce il corretto smaltimento. Il GSE trattiene dall’undicesimo anno di incentivazione fino al ventesimo una quota necessaria ad assicurare la copertura dei costi di gestione dei rifiuti prodotti da tali pannelli, che verrà restituita una volta che le operazioni di smaltimento saranno state svolte correttamente. Le somme vanno dagli 8 ai 12 [€/pannello] per i pannelli domestici, dai 6 ai 10 [€/pannello] per i panelli professionali.[19]

4 Nuove tecnologie fotovoltaiche

Come detto nel capitolo Revamping e Repowering, il GSE con il Decreto dei Ministri del 23/06/2016, consentì di sostituire le tecnologie obsolete delle installazioni in Conto Energia con tecnologie innovative efficienti e affidabili, negli ultimi tempi sono state installate con buoni risultati i moduli bifacciali su strutture ad inseguimento, per questo motivo, si sta pensando nel mondo del fotovoltaico italiano di fare revamping di impianti sfruttando questa combinazione di tecnologie, in modo da aumentare gli anni di vita dell'impianto e allo stesso tempo produrre in maniera più efficiente.

Figura 10
Campo fotovoltaico

4.1 Moduli Bifacciali

Le celle solari bifacciali raccolgono simultaneamente fotoni da radiazioni incidenti e albedo che raggiungono sia il lato anteriore che quello posteriore di un modulo fotovoltaico. Le celle solari mono-facciali raccolgono solo i fotoni che raggiungono il lato anteriore del dispositivo.[24]

I primi studi delle celle bifacciali risale agli anni 60.

Figura 11
Moduli Bifacciali [30]

Un ulteriore vantaggio delle celle solari bifacciali deriva dalla diminuzione della temperatura di lavoro delle celle e corrispondente aumento della potenza massima, grazie al ridotto assorbimento dell'infrarosso in assenza di retro-metallizzazione dell'alluminio.[24]

A causa della diminuzione della temperatura di lavoro, i moduli bifacciali sono in grado di funzionare a temperatura inferiore a quelle mono-facciali, con conseguente aumento della potenza massima erogata. [24]

La tecnologia bifacciale è stata scelta per revamping anche grazie agli sviluppi tecnologici su materiale di tipo silicio passivato di tipo p e n. [26]

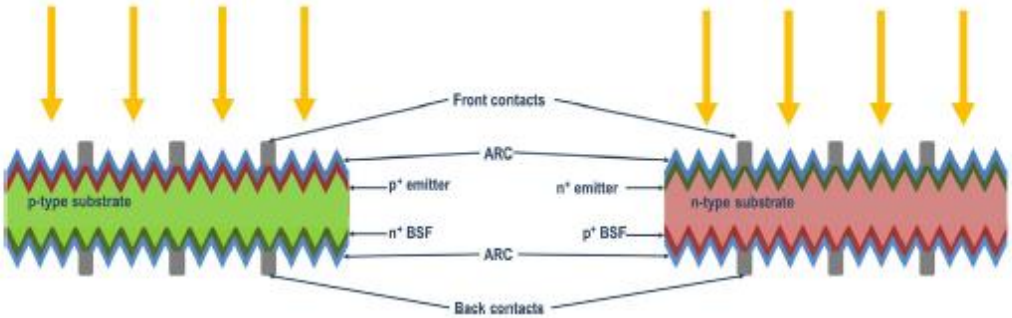


Figura 12
Celle p-type e n-type [24]

Le sezioni trasversali in figura 12 mostrano due celle bifacciali standard in silicio cristallino tra le più comuni, con una griglia di metallizzazione aperte da entrambi i lati per assorbire la radiazione contemporaneamente. Per le celle di tipo n, l'emettitore diffuso è il p^+ e viceversa per le celle di tipo p. [24]

Le celle di tipo p hanno un'efficienza che si aggira intorno al 21% e le celle di tipo n al 23%, i prezzi di fabbricazione delle tecnologie svolgono un ruolo fondamentale per la scelta di una delle due tipologie.[26]

La differenza tra i due tipi è l'eccedenza, le celle di tipo p hanno extra fori noti come atomi accettatori, mentre le celle di tipo n ha un'eccedenza di elettroni di atomi donatori.

Queste due tipologie sono in forte sviluppo in questo momento, Jolywood, Jinko Solar e LONGi, stanno presentando, nuovi sviluppi delle due tipologie moduli PERC, nPERT e TOPcon.[25]

Il PERC è una tecnologia che sta dominando il mercato fotovoltaico, l'efficienza del PERC sia mono-facciale che bifacciale sta migliorando, alcuni esperti dicono che il PERC ha limiti di efficienza, altri sostengono che è migliorabile utilizzando come drogaggio al posto del Boro il Gallio, in questo modo si evitano perdite di potenza causa LID (light induced degradetion) effetto causato dai complessi B-O. [27]

La tecnologia di tipo n ha un rendimento e un fattore di bifaccialità più elevato che deriva da un design posteriore migliore. Le condizioni di temperatura durante il funzionamento sembrano essere più basse per il tipo n che il tipo p. Le tecnologie leader del mercato sono sicuramente i TOPCON e nPERT [25].

I costi di una tecnologia bifacciali sono leggermente più elevati, dovuto principalmente ai costi aggiuntivi della scatola di giunzione che ha bisogno di uno spessore minore, in modo che riduca l'ombreggiatura del modulo posteriore, di un foglio posteriore, dell'uso di poliolefina (POE) invece di acetato di vinile (EVA) come materiale incapsulante; invece, i costi di cella e wafer rispetto un modulo mono-facciale rimangono costanti.

Sulla base del basso degrado di tipo n, delle basse temperature termiche e dei tempi di vita più lunghi rispetto alle architetture di tipo p, Jolywood lavora su n-PERT dal 2016. Oggi stanno lavorando su tecnologie TOPCON con efficienze superiori al 23,5%.

Jolywood ha riportato alcuni vantaggi dei TOPCON:

- I materiali di tipo n hanno una vita più lunga e non soffrono di LID
- Degradazione più bassa: una degradazione riportata del 1% per il primo anno e dello 0,4% per i successivi
- La passivazione dell'ossido raggiunge valori di tensione a circuito aperto superiore a 700 mV
- Coefficienti di temperatura più bassi (0.32 [%/°C]) adatti per condizioni desertiche
- Silver fingers per entrambi i lati che consentono una bifaccialità superiore all'85% [25].

Una sfida primaria per i produttori fotovoltaici è anche quella di aumentare l'affidabilità e la durata dei moduli fotovoltaici oltre la garanzia standard dei 25 anni, adattando il processo di produzione per prestazioni a lungo termine in una più ampia gamma di climi (temperato, desertico, tropicale, polare). I materiali e le architetture utilizzati per produrre moduli fotovoltaici, così come i metodi di caratterizzazione e valutazione, devono essere migliorati e adattati per climi estremi.[25]
Uno dei motivi principali per cui rimangono dubbi riguardo alle prestazioni esterne dei progetti bifacciali rispetto i mono-facciali è la mancanza di dati sul campo, il guadagno bifacciale indica l'aumento relativo nella produzione di energia dei moduli bifacciali rispetto i mono-facciali.
Il guadagno è influenzato da diversi fattori, fattore di bifaccialità della tecnologia utilizzata, albedo del terreno o delle aree circostanti e altezze delle strutture di montaggio.
A seconda della posizione geografica l'albedo varia, da valori bassi come un 15% di albedo dovuto alla vegetazione, un valore medio cioè 40% nel deserto, o un valore alto come la neve fresca che ha 80% di albedo. [25]

4.1.1 Bifacciali con sistemi HSAT

I moduli bifacciali e le strutture ad inseguimento, sono tecnologie innovative che conferiscono singolarmente un extra guadagno, se andassimo a combinare le due tecnologie, installando dei moduli bifacciali su strutture tracker, avremo ottimi risultati di energia prodotta.

Nell'articolo [28] sono messi a confronto 4 possibili installazioni di moduli bifacciali, montati su strutture differenti, la prima, come mostrata in figura 13, è un modulo bifacciali con orientazione Nord-Sud, la seconda è un'installazione orizzontale tipica dei carpot, la terza è un'installazione verticale tipica dell'AgriPV e l'ultimo è un sistema con modulo bifacciale su struttura tracker HSAT con asse di rotazione Nord-Sud.

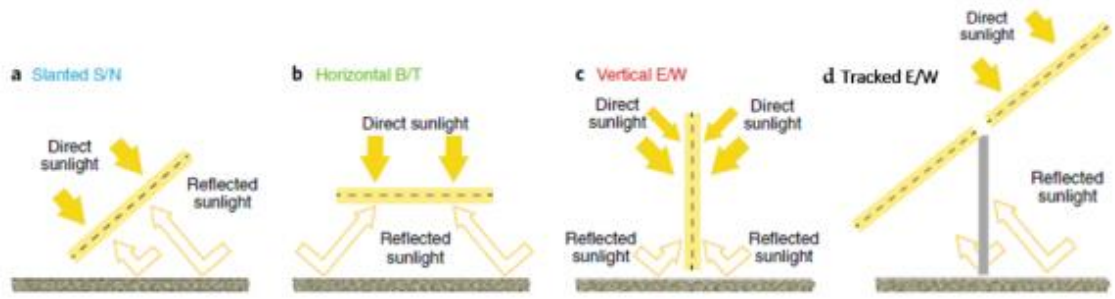


Figura 13
Possibili installazioni dei moduli bifacciali [28]

Analizzando l'energia prodotta nei quattro casi presi in esame, il sistema fotovoltaico con moduli bifacciali con sistema tracker HSAT, è l'impianto con più alta produzione di energia come mostrato nella figura 5 [28].

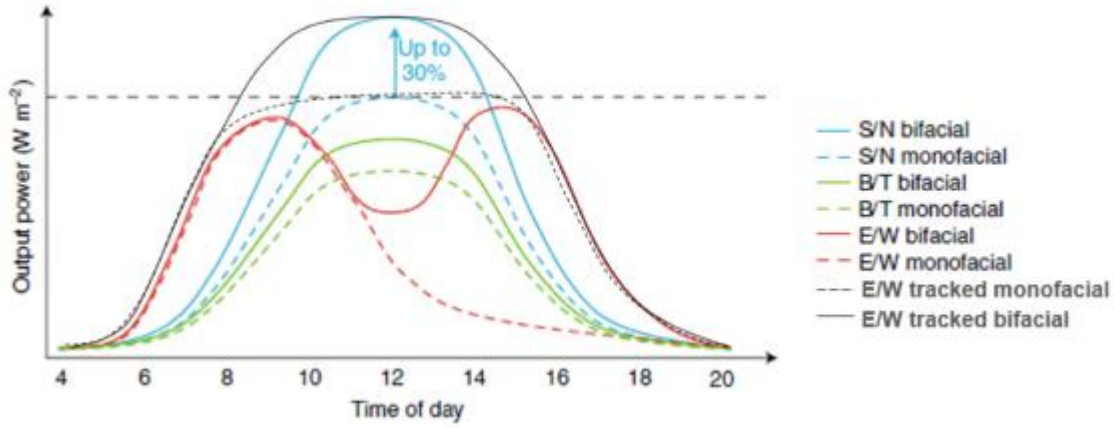


Figura 14
Confronto tra i casi in analisi [28]

L’articolo [28], conclude dicendo che sono state fatte sufficienti misurazioni di sistemi fotovoltaici bifacciali per consentire di trarre conclusioni affidabili e basate su dati concreti in merito.

Installation Geometry	Monofacial [%]	Bifacial [%]
Fixed tilt (flat roof)	100	105–115
Fixed tilt (utility scale)	100	107–130
Vertical (utility scale)	40–50	95–140 *
HSAT	110–122	117–145

* comparison with monofacial fixed tilt.

Figura 15
Sintesi guadagni [28]

Mettendo a paragone delle installazioni fisse o tracker con mono-facciali e bifacciali, su impianti su tetti e utility scale, i sistemi HSAT combinati con i moduli bifacciali hanno il guadagno più elevato con il 145% rispetto un modulo mono-facciale fisso.[28]

I pannelli solari bifacciali dotati di un sistema di tracciamento, non solo garantiscono una resa più elevata riducono anche il LCOE dell’impianto, in particolare è stato calcolato che la combinazione produce in media quasi il 35% di elettricità in più riducendo l’LCOE in media del 16%. I valori sono attendibili per il 93,1% dei Paesi del mondo. [30]

L’azienda Soltec, nel 2016 ha installato un impianto utilizzando moduli bifacciali con strutture tracker HSAT, i risultati hanno riportato un guadagno bifacciale del 13%. La stessa azienda, ha dimostrato che se il modulo l’avessero montato ad un’altezza di 2.35 m avrebbe fornito una resa extra del 2,1%, grazie ad un abbassamento di 3,5 °C della temperatura media, causa di un migliore raffreddamento. [25]

4.2 Tracker

Le strutture tracker o ad inseguimento, come nel caso dei moduli bifacciali è una tecnologia accettata dal GSE, è possibile fare revamping dell'impianto sostituendo le strutture fisse con strutture ad inseguimento.

I supporti fissi mantengono i pannelli in una posizione fissa, compromettendo parte della produzione di energia nel momento in cui il sole si trova ad un angolo di azimut non ottimale. A compensare questa mancanza ci pensano gli inseguitori, si spostano automaticamente per tracciare lo spostamento del sole, in modo da massimizzare la produzione. [28]

I tracker si differenziano per mono assiali e biassiali, i mono-assiali presentano un miglioramento delle prestazioni del 25/35% rispetto i moduli con struttura fissa; invece, le prestazioni dei biassiali incrementano del 35/40%.

Gli inseguitori fotovoltaici mono-assiali inseguono il sole ruotando i moduli attorno al proprio asse. A seconda dell'orientazione dell'asse distinguiamo 4 inseguitori:[29]

- Inseguitori di tilt
- Inseguitori di rollio
- Inseguitori di azimut
- Inseguitore di asse polare

Figura 16
Struttura tracker N/S movimento di rollio [28]

Gli inseguitori biassiali hanno invece due assi di rotazione, solitamente perpendicolari tra loro. Grazie ad essi, e con l'aiuto di strumentazioni elettroniche sofisticate, è possibile direzionare i moduli in una direzione ortogonale alla direzione della radiazione, tenendo conto del mese e dell'ora di quell'istante della giornata.

La scelta degli inseguitori dipende da numerosi fattori, che includono le dimensioni e le caratteristiche sia della struttura che dell'installazione.

Tipicamente gli inseguitori biassiali vengono impiegati nei piccoli impianti residenziali, in Paesi che godono di incentivi elevati. Invece per grandi parchi fotovoltaici risultano indicati gli inseguitori mono-assiali di rollio o anche detti HSAT (Horizontal Single Axis Tracker), sfruttando bassi costi, semplicità dell'installazione, che permette grandi risparmi. [29]

5 Indici economici per la valutazione di un intervento

La necessità di un intervento di Revamping e Repowering, viene fatto anche in base al costo e al tempo con cui l'investimento iniziale viene ripagato, l'esborso viene messo in relazione ai ricavi, analizzando il flusso di cassa annuo dell'impianto, associando il guadagno in termini di energia prodotta associandolo al costo unitario dello stesso.

L'analisi di un investimento richiede la conoscenza dei flussi di cassa (incassi e esborsi) generati dal progetto, l'investimento è assimilato a una sequenza di flussi di cassa dei quali si conosce entità e distribuzione temporale

Gli indici utilizzati per valutare la fattibilità e la convenienza di un intervento di natura energetica sono PBP (payback period), VAN (Valore Attuale Netto), TIR (Tasso Interno di Rendimento) e vengono valutati attraverso software.

5.1 PBP

Il Payback periodo o anche tempo di ritorno di un investimento dà semplicemente un'indicazione sulla velocità con cui l'investitore recupera l'investimento ed è uguale al rapporto tra investimento e flusso di cassa lordo. Quest'ultimo in prima approssimazione può essere visto come risparmio anno. È un metodo molto semplicistico perché non tiene conto né che entrate e uscite abbiano un andamento temporale diverso né della variazione del costo del denaro e quindi il tasso di inflazione nel corso degli anni [32]

Tramite un'analisi PBP si sceglie tra gli investimenti in analisi quello che ha un PBP minore, non tiene conto del valore economico del tempo e non tiene conto della differenza di durata tra i progetti.[33]

5.2 NPV o VAN

Il van o anche Valore Attuale Netto, è un metodo più preciso di valutazione del pbp. Si definisce come la somma algebrica dei flussi di cassa attualizzati risultati da un investimento e dello stesso investimento ed è espresso dalla formula:

$$\mathbf{VAN}=\sum_{j=1}^{n}[\boldsymbol{FC_j}/(\mathbf{1}+\boldsymbol{i})^{j}]-\mathbf{I_o}$$

Dove:

- FC_j è il flusso di cassa attualizzato all'anno j-esimo
- n è il numero di anni di vita dell'impianto
- i è il tasso di inflazione
- Io è il costo di investimento netto

Un punto di forza del VAN rispetto al PBP è il riconoscimento del valore economico nel tempo, dovuto alla presenza del tasso di inflazione attualizzato. [33]

5.3 IRR o TIR

Il TIR è il tasso interno di rendimento, è la misura del bilancio del capitale, il quale viene utilizzato dalle società per determinare la redditività di un potenziale investimento o progetto basandosi sul flusso di cassa previsto.
Il TIR considera il VAN impostato a zero, la formula del tir calcola il flusso di cassa attualizzato di un progetto o investimento, permettendo così di eseguire una stima del valore di progetto futuro che si basa sui profitti auspicati.[32]

$$\mathbf{TIR}=\sum_{j=1}^{n}[\boldsymbol{FC_j}/(\mathbf{1}+\boldsymbol{i})^{j}]=\mathbf{0}$$

Un Progetto con tir>0 indica un progetto con crescita potenzialmente positivo quindi un progetto economicamente conveniente, mentre un tir<0 mostra un progetto crescita lenta quindi economicamente non conveniente.
Il Tir non rappresenta il rendimento sull'investimento, non è possibile quindi tramite questo metodo confrontare due investimenti e capire quale sia il più conveniente confrontando i rispettivi valori. [33]

5.4 Simulatori

I simulatori fotovoltaici sono software che simulano e stimano la resa energetica e la progettazione ottimale di impianti solari, facendo uso di una conoscenza estesa della tecnologia, sfruttando risorse meteorologiche del luogo dell'installazione.

Il simulatore, riuscendo a prevedere con elevata accuratezza il comportamento di un futuro impianto, viene utilizzato per calcolare il rendimento finanziario e quindi anche LCOE.

La LCOE [USD/kWh] è la relazione tra il costo totale del sistema e la produzione di totale di energia durante la vita del sistema, sarebbe quindi il costo per produrre energia elettrica. Questo parametro aiuta gli investitori a decidere se sostenere e partecipare al progetto.[31]

Dove il C_{PV} costo associato ai sistemi fotovoltaici durante la vita dell'impianto, E_{PV} energia prodotta in un

$$LCOE = \frac{C_{\mathrm{PV}}}{\sum_{y=1}^{\ell_S} \frac{E_{\mathrm{PV}}^{(y)}}{(1+DR)^y}}$$

anno specifico (y), la sommatoria va dal primo all'ultimo anno di vita stimata, DR è il tasso di inflazione, calcolato anno per anno.[31]

Rispetto alla modellazione dei sistemi fotovoltaici mono-facciali, per l'analisi di un impianto bifacciale è necessario ampliare i fattori di analisi del software, è necessario inserire:

- Albedo della superficie del suolo
- Altezza di montaggio dei moduli dal suolo
- Rapporto tra DHI (irradianza orizzontale diffusa) e GHI (irradianza orizzontale globale) anche detta frazione di irraggiamento diffuso.

Questi valori devono essere scelti con un livello di accuratezza elevato, per calcolare il reale guadagno energetico del modulo aggiuntivo posteriore. [27]

6 Analisi sperimentale

L' analisi è stata fatta su cinque impianti ubicati in Lombardia, nelle Marche, in Puglia, in Sicilia e Sardegna, un'analisi tecnico economica sulla convenienza di applicare un intervento di revamping e un possibile repowering sull'impianto.

Obiettivo della tesi è quello di calcolare i reali benefici sia dal punto di vista tecnico che economico, sfruttando le tecnologie innovative già spiegate nei capitoli precedenti.

Negli interventi si sfrutta fondamentalmente l'aumento dell'efficienza dei moduli (Potenza/Area occupata)

$$\eta = \frac{P}{AI_{STC}}$$

- P= Potenza installata
- A= Area incidente di impianto
- I_{STC}= Irraggiamento per unità di superfice con T=25 C (1000 W/m^2)

I nuovi moduli hanno una maggiore efficienza dei vecchi, ciò significa che a parità di area di impianto possiamo installare più potenza nominale, nel nostro caso siamo riusciti ad sostituire moduli di potenza media 225 W con moduli di potenza maggiore 545 W ed è stato possibile in alcuni casi aggiungere una sezione extra all'impianto (repowering), riuscendo ad aggiungere potenza installata.

L'intervento va analizzato non solo rispetto al quantitativo di energia installata, ma rispetto al reale quantitativo prodotto e al costo dello stesso, se quell'energia venduta è in conto energia o è al prezzo di vendita, bisogna distinguere anche la località cioè la radiazione giornaliera.

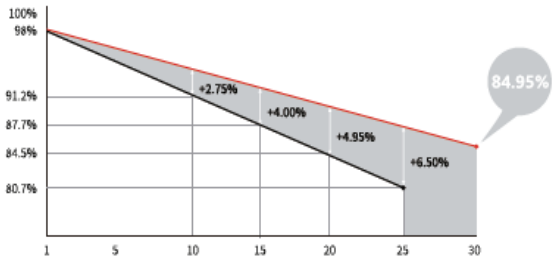
Per questo motivo nella sperimentazione sono stati analizzati impianti in cinque zone differenti italiane, NORD-CENTRO-SUD-SICILIA-SARDEGNA, percepiscono incentivi in diversi conti energia (secondo, terzo e quarto).

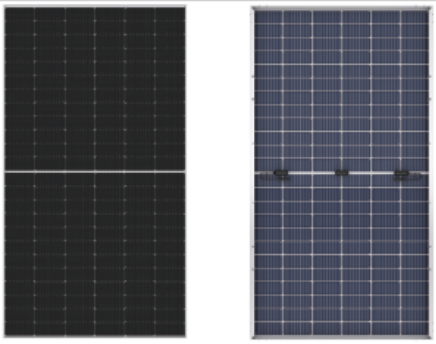
Gli interventi ipotizzati sono molteplici:

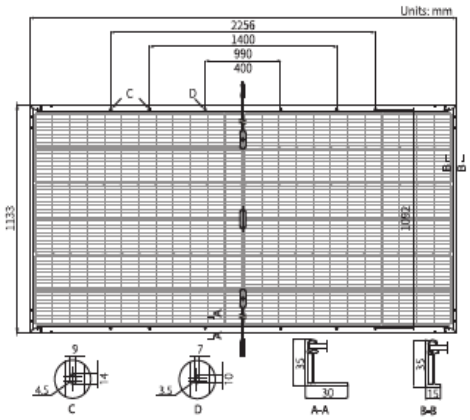
Revamping moduli: Sostituzione dei moduli con moduli di ultima generazione bifacciale

Revamping moduli inverter e strutture: con moduli bifacciali, con inverter di stringa e struttura HSAT, analizzato la resa dell'impianto installando i moduli a pitch differenti

30-Year Power Warranty







Mechanical Parameters

Cell Orientation	144 (6×24)
Junction Box	IP68, three diodes
Output Cable	4mm², +400, -200mm/±1400mm length can be customized
Glass	Dual glass, 2.0mm coated tempered glass
Frame	Anodized aluminum alloy frame
Weight	32.3kg
Dimension	2256×1133×35mm
Packaging	31pcs per pallet / 155pcs per 20' GP / 620pcs per 40' HC

Electrical Characteristics

STC : AM1.5 1000W/m² 25°C NOCT : AM1.5 800W/m² 20°C 1m/s Test uncertainty for Pmax: ±3%

Module Type	LR5-72HBD-525M		LR5-72HBD-530M		LR5-72HBD-535M		LR5-72HBD-540M		LR5-72HBD-545M	
Testing Condition	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT
Maximum Power (Pmax/W)	525	392.1	530	395.8	535	399.5	540	403.3	545	407.0
Open Circuit Voltage (Voc/V)	49.05	45.89	49.20	46.03	49.35	46.17	49.50	46.31	49.65	46.46
Short Circuit Current (Isc/A)	13.65	11.03	13.71	11.08	13.78	11.14	13.85	11.19	13.92	11.24
Voltage at Maximum Power (Vmp/V)	41.20	38.41	41.35	38.55	41.50	38.69	41.65	38.83	41.80	38.97
Current at Maximum Power (Imp/A)	12.75	10.21	12.82	10.27	12.90	10.33	12.97	10.39	13.04	10.44
Module Efficiency(%)	20.5		20.7		20.9		21.1		21.3	

Operating Parameters

Operational Temperature	-40°C ~ +85°C
Power Output Tolerance	0 ~ +5 W
Voc and Isc Tolerance	±3%
Maximum System Voltage	DC1500V (IEC/UL)
Maximum Series Fuse Rating	30A
Nominal Operating Cell Temperature	45±2°C
Protection Class	Class II
Fire Rating	UL type 29
Bifaciality	70±5%

Mechanical Loading

Front Side Maximum Static Loading	5400Pa
Rear Side Maximum Static Loading	2400Pa
Hailstone Test	25mm Hailstone at the speed of 23m/s

Temperature Ratings (STC)

Temperature Coefficient of Isc	+0.050%/°C
Temperature Coefficient of Voc	-0.284%/°C
Temperature Coefficient of Pmax	-0.350%/°C

Figura 17
Scheda tecnica LONGi LR5 72 HBD 545M Bifacial

Nella figura 16, è rappresentata la scheda tecnica dei moduli bifacciali utilizzati, in alto a sinistra c'è un grafico che sintetizza come i moduli di nuova generazione subiscano meno gli effetti de degrado, in x gli anni di vita in y il rendimento rispetto alle condizioni iniziali, si vede come un modulo LONGi di ultima generazione al trentesimo anno di esercizio, lavori come un modulo di vecchia generazione al ventesimo.

6.1 Caso studio SICILIA

Impianto fotovoltaico con una potenza installata di 8335.98 KWp, conta 109720 moduli amorfi First Solar FS 277 da 78 W, 11 inverter centralizzati da 800 KW brand SMA 800 CP, strutture fisse, installato il 20/12/2010 in Secondo Conto Energia con spalma incentivi C.

Figura 18
Impianto fotovoltaico in Sicilia
Immagine presa da Google Earth

6.1.1 Analisi sulle dimensioni di impianto:

L'impianto ha bancate composte da 10 moduli in direzione Est-Ovest con 5 moduli in direzione Nord-Sud, tutti i moduli sono posizionati in posizione Landscape, pitch 5.1 m. Queste informazioni ci sono utili per calcolare lo spazio occupato dai moduli fotovoltaici dell'impianto originale

General	Variable	Unit	1
Name	PV plant		SICILIA
As is	Variable	Unit	1
Structures	Structures typology		0
Modules	Main Module Brand		First Solar
	Main Module Model		FS - 277
	Main Module Technology		a:Si, µc:Si
	Average Module Peak Power *	[Wp]	78
Inverters	Main Inverter Brand		SMA
	Main Inverter Model		SC 800CP
	Main Inverter Typology		centralized
	Average Inverter Nominal Powe	[kW]	800
Trasformers	Main Trafo V1/V2	[kV/kV]	0
	Average Trafo Nominal Power	[kVA]	
Modules dim.	Module dimension (L)	[m]	1.200
	Module dimension (W)	[m]	0.600
	Module area	[m2]	0.72
	Modules orientation	[L,P]	Landscape
	Modules arrangement (E-W)	[#]	10
	Modules arrangement (N-S)	[#]	5
	Modules arrangement		x L
	Modules spacing	[m]	0.02
Tables	Table dimension (E-W)	[m]	12.18
	Table dimension (N-S)	[m]	3.08
	Table area	[m2]	37.5
	Tilt	[°]	28°
	Pitch	[m]	5.10
	Width	[m]	
	Spacing	[m]	
	Tables distance	[m]	0.50
	Tables matrix pitch (E-W)	[m]	12.68
	Tables matrix pitch (N-S)	[m]	5.10
	Tables matrix element area	[m2]	64.7
DC	**DC Capacity**	**[kWp]**	**8,355.98**
	No. Modules	[#]	109,720
	No. Strings	[#]	10,972
	No. Mod x string *	[#]	10.0
	No. Stringbox inputs	[#]	
	No. Stringbox *	[#]	

Figura 19
As is Ragusa

6.1.2 Calcolo superfice impianto, intervento di revamping

In base alla superfice occupata dell'impianto calcolata nel foglio di calcolo figura 20, è stato possibile calcolare la superficie su cui avremo potuto fare gli interventi preannunciati inizio capitolo.

Andando in ordine abbiamo iniziato l'analisi calcolando la possibile sostituzione dei moduli, montando dei bifacciali sulle strutture già esistenti, ciò significa che il pitch rimane tale tra i moduli.

Nelle figure successive sono rappresentati i fogli di calcolo per l'analisi della superfice.

Il possibile nuovo impianto occupa il 66.3% dell'area precedente occupata dall'impianto precedente, con il 33.7% di strutture libere per cui è possibile aggiungere una sezione nuova non incentivata con potenza complessiva di 3477.1 KW cioè un quantitativo di 6380 moduli, per la sezione Repowering è necessario installare nuovi inverter, per questo abbiamo scelto degli inverter di stringa di ultima generazione Sungrow "SG250HX" con potenza nominale 225 KW.

C'è stato un incremento della potenza installata del 42.3% rispetto alla soluzione As-Is, è stato possibile installare il 3596.96 KW aggiuntivi.

General	Variable	Unit	1
Name	PV plant		SICILIA
Revamping	Revamping Moduli		Revamping Moduli
Revampin	Variable	Unit	1
Modules	Modules brand		Longi
	Modules model		LR5-72HPH-545M
	Technology		Mono-Si PERC
	Peak power	[Wp]	545
Inverters	Inverter Brand		SMA
	Inverter Model		SC 800CP
	Inverter Typology		centralized
	Inverter Nominal Power	[kW]	800
Modules di	Module dimension (L)	[m]	2.256
	Module dimension (W)	[m]	1.133
	Module area	[m2]	2.56
	Modules orientation	[L,P]	Landscape
	Modules arrangement (E-W	[#]	5
	Modules arrangement (N-S	[#]	2
	Modules arrangement		x L
	Modules spacing	[m]	0.020
Tables	Table dimension (E-W)	[m]	11.36
	Table dimension (N-S)	[m]	2.29
	Table area	[m2]	26.0
	Tilt	[°]	28°
	Pitch	[m]	5.10
	Tables distance	[m]	0.50
	Tables matrix pitch (E-W)	[m]	11.86
	Tables matrix pitch (N-S)	[m]	5.10
	Tables matrix element area	[m2]	60.5
DC	**DC Capacity**	**[kWp]**	**8,475.84**
	No. Modules	[#]	15,552
	No. Strings	[#]	864
	No. Mod x string	[#]	18
	No. Equivalent tables *	[#]	1,556
AC	AC Capacity	[kW]	8,800.0
	No. Inverters	[#]	11
	DC/AC ratio	[%]	96.3%
Plant	Plant Footprint	[ha]	9.41
	Radiant Surface	[ha]	3.98
	Land Effectiveness	[kWp/ha]	900.6
	Ground Cover Ratio	[%]	
	DC Capacity variation	[%]	0.9%
	Free area	[%]	**33.7%**

General	Variable	Unit	1
Name	PV plant		SICILIA
Revamping	Moduli-GP		RepoweringModuli-GP
Repowerin	Variable	Unit	1
Structures	Structures typology		Seasonal-Struct
Modules	Modules brand		Longi
	Modules model		LR5-72HPH-545M
	Technology		Mono-Si PERC
	Peak power	[Wp]	545
Inverters	Inverter Brand		Sungrow
	Inverter Model		SG250HX
	Inverter Typology		high-size string
	Inverter Nominal Power	[kW]	225
Modules di	Module dimension (L)	[m]	2.256
	Module dimension (W)	[m]	1.133
	Module area	[m2]	2.56
	Modules orientation	[L,P]	Landscape
	Modules arrangement (E-W	[#]	5
	Modules arrangement (N-S	[#]	2
	Modules arrangement		x L
	Modules spacing	[m]	0.020
Tables	Table dimension (E-W)	[m]	11.36
	Table dimension (N-S)	[m]	2.29
	Table area	[m2]	26.0
	Tilt	[°]	28°
	Pitch	[m]	5.10
	Tables distance	[m]	0.50
	Tables matrix pitch (E-W)	[m]	11.86
	Tables matrix pitch (N-S)	[m]	5.10
	Tables matrix element area	[m2]	60.5
DC	**DC Capacity**	**[kWp]**	**3,477.10**
	No. Modules	[#]	6,380
	No. Strings	[#]	319
	No. Mod x string	[#]	20.0
	No. Equivalent tables *	[#]	638
AC	AC Capacity	[kW]	3,150.0
	No. Inverters	[#]	14
	DC/AC ratio	[%]	110.4%
Plant	Plant Footprint	[ha]	3.86
	Radiant Surface	[ha]	1.63
Total	Total Plant Footprint	[ha]	13.27
	Total Radiant Surface	[ha]	5.61
	Total DC Capacity	[kWp]	11,952.94
	DC Capacity increase	[%]	**42.3%**

Figura 20
Revamping e repowering sostituzione moduli

6.1.3 Revamping moduli inverter e strutture

Anche in questo caso è stato necessario calcolare la superfice occupata dall'intervento fatto rispetto l'impianto originale come nel caso precedente.

Come descritto nei capitoli precedenti in conto energia oltre alla sostituzione dei moduli è possibile sostituire anche inverter e strutture, sostituendo le strutture è possibile variare il pitch (distanza tra le bancate dei moduli), in base ai differenti pitch si avranno dimensioni differenti della sezione di Repowering (la potenza installata in conto energia non può variare), un pitch più basso permette di inserire in una data area un quantitativo di moduli più elevato e quindi un impianto non incentivato di potenza più elevata.

Sono state scelte delle strutture in configurazione HSAT con backtracking.

Lo studio sulla superfice occupata è stato fatto per questo tipo ipotizzando i risultati al variare del pitch, analizzando il caso da pitch 4.5 m a 7 m, all'aumentare del pitch diminuisce la sezione aggiunta di repowering ma a sua volta aumenta come vedremo nello step successivo il quantitativo di energia prodotta della sezione incentivata.

	Type of intervention	Pitch	pitch 4.5 m	pitch 5 m	pitch 5.5 m	pitch 6 m	pitch 6.5 m	pitch 7 m
Modules	Modules brand		Longi Solar	Longi Solar	Longi Solar	Longi Solar	Longi Solar	Longi Solar
	Modules model		LR5 72 HBD 545M Bifacial	LR5 72 HBD 545M Bifacial	5 72 HBD 545M Bifa	R5 72 HBD 545M Bifaci	R5 72 HBD 545M Bifaci	R5 72 HBD 545M Bifacial
	Technology		Mono-Si	Mono-Si	Mono-Si	Mono-Si	Mono-Si	Mono-Si
	Peak power *	[Wp]	545	545	545	545	545	545
Inverters	Inverter Brand		Sungrow	Sungrow	Sungrow	Sungrow	Sungrow	Sungrow
	Inverter Model		SG250HX	SG250HX	SG250HX	SG250HX	SG250HX	SG250HX
	Inverter Typology		high-size string	high-size string	high-size string	high-size string	high-size string	high-size string
	Inverter Nominal Power	[kW]	225	225	225	225	225	225
Modules	Module dimension (L)	[m]	2.256	2.256	2.256	2.256	2.256	2.256
	Module dimension (W)	[m]	1.133	1.133	1.133	1.133	1.133	1.133
	Module area	[m2]	2.56	2.56	2.56	2.56	2.56	2.56
	Modules orientation	[L,P]	Portrait	Portrait	Portrait	Portrait	Portrait	Portrait
	Modules arrangement (E-	[#]	1	1	1	1	1	1
	Modules arrangement (N-	[#]	20	20	20	20	20	20
	Modules arrangement		1 x P	1 x P	1 x P	1 x P	1 x P	1 x P
	Modules spacing	[m]	0.020	0.020	0.020	0.020	0.020	0.020
Tables	Table dimension (E-W)	[m]	2.26	2.26	2.26	2.26	2.26	2.26
	Table dimension (N-S)	[m]	23.04	23.04	23.04	23.04	23.04	23.04
	Table area	[m2]	52.0	52.0	52.0	52.0	52.0	52.0
	Stroke	[+/- °]	55	55	55	55	55	55
	Pitch	[m]	**4.50**	**5.00**	**5.50**	**6.00**	**6.50**	**7.00**
	Width	[m]	2.26	2.26	2.26	2.26	2.26	2.26
	Spacing	[m]	2.24	2.74	3.24	3.74	4.24	4.74
	Tables distance	[m]	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50
	Tables matrix pitch (E-W	[m]	4.50	5.00	5.50	6.00	6.50	7.00
	Tables matrix pitch (N-S)	[m]	23.54	23.54	23.54	23.54	23.54	23.54
	Tables matrix element are	[m2]	105.9	117.7	129.5	141.2	153.0	164.8
DC	**DC Capacity**	**[kWp]**	**8480.20**	**8480.20**	**8480.20**	**8480.20**	**8480.20**	**8480.20**
	No. Modules	[#]	15,560.0	15,560.0	15,560.0	15,560.0	15,560.0	15,560.0
	No. Strings	[#]	778	778	778	778	778	778
	No. Mod x string *	[#]	20	20	20	20	20	20
	No. Equivalent tables *	[#]	778	778	778	778	778	778
AC	AC Capacity	[kW]	7,650.0	7,650.0	7,650.0	7,650.0	7,650.0	7,650.0
	No. Inverters	[#]	34	34	34	34	34	34
	DC/AC ratio	[%]	110.9%	110.9%	110.9%	110.9%	110.9%	110.9%
Plant	Plant Footprint	[ha]	8.24	9.16	10.07	10.99	11.90	12.82
	Radiant Surface	[ha]	3.98	3.98	3.98	3.98	3.98	3.98
	Land Effectiveness	[kWp/ha]	1029.0	926.1	841.9	771.7	712.4	661.5
	Ground Cover Ratio	[%]	50.1%	45.1%	41.0%	37.6%	34.7%	32.2%

Figura 21

Calcolo superfice libera della sezione incentivata al variare del pitch

	REPOWERING		pitch 4.5 m	pitch 5 m	pitch 5.5 m	pitch 6 m	pitch 6.5 m	pitch 7 m
Modules	Modules brand		Longi Solar	Longi Solar	Longi Solar	Longi Solar	Longi Solar	Longi Solar
	Modules model		LR5 72 HBD 545M Bifacial	LR5 72 HBD 545M Bifacial	5 72 HBD 545M Bifa	R5 72 HBD 545M Bifaci	R5 72 HBD 545M Bifaci	R5 72 HBD 545M Bifaci
	Technology		Mono-Si	Mono-Si	Mono-Si	Mono-Si	Mono-Si	Mono-Si
	Peak power *	[Wp]	545	545	545	545	545	545
Inverters	Inverter Brand		Sungrow	Sungrow	Sungrow	Sungrow	Sungrow	Sungrow
	Inverter Model		SG250HX	SG250HX	SG250HX	SG250HX	SG250HX	SG250HX
	Inverter Typology		high-size string	high-size string	high-size string	high-size string	high-size string	high-size string
	Inverter Nominal Power	[kW]	225	225	225	225	225	225
Modules	Module dimension (L)	[m]	2.256	2.256	2.256	2.256	2.256	2.256
	Module dimension (W)	[m]	1.133	1.133	1.133	1.133	1.133	1.133
	Module area	[m2]	2.556	2.556	2.556	2.556	2.556	2.556
	Modules orientation	[L,P]	Portrait	Portrait	Portrait	Portrait	Portrait	Portrait
	Modules arrangement (E-	[#]	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
	Modules arrangement (N-	[#]	20.000	20.000	20.000	20.000	20.000	20.000
	Modules arrangement		1 x P	1 x P	1 x P	1 x P	1 x P	1 x P
Tables	Table dimension (E-W)	[m]	2.26	2.26	2.26	2.26	2.26	2.26
	Table dimension (N-S)	[m]	23.04	23.04	23.04	23.04	23.04	23.04
	Table area	[m2]	52.0	52.0	52.0	52.0	52.0	52.0
	Stroke	[+/- °]	55	55	55	55	55	55
	Pitch	[m]	4.50	5.00	5.50	6.00	6.50	7.00
	Width	[m]	2.26	2.26	2.26	2.26	2.26	2.26
	Spacing	[m]	2.24	2.74	3.24	3.74	4.24	4.74
	Tables distance	[m]	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50
	Tables matrix pitch (E-W	[m]	4.50	5.00	5.50	6.00	6.50	7.00
	Tables matrix pitch (N-S)	[m]	23.54	23.54	23.54	23.54	23.54	23.54
	Tables matrix element are	[m2]	105.9	117.7	129.5	141.2	153.0	164.8
DC	**DC Capacity**	**[kWp]**	**6,125.80**	**4,665.20**	**3,466.20**	**2,474.30**	**1,624.10**	**904.70**
	No. Modules	[#]	11,240	8,560	6,360	4,540	2,980	1,660
	No. Strings	[#]	562	428	318	227	149	83
	No. Mod x string *	[#]	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0
	No. Equivalent tables *	[#]	562	428	318	227	149	83
AC	AC Capacity	[kW]	5,625.0	4,275.0	3,150.0	2,250.0	1,575.0	900.0
	No. Inverters	[#]	25.00	19.00	14.00	10.00	7.00	4.00
	DC/AC ratio	[%]	108.9%	109.1%	110.0%	110.0%	103.1%	100.5%
Plant	Plant Footprint	[ha]	5.95	5.04	4.12	3.21	2.28	1.37
Total	Total Plant Footprint	[ha]	14.19	14.19	14.19	14.19	14.18	14.19
	Total Radiant Surface	[ha]	6.85	6.17	5.60	5.14	4.74	4.40
	Total DC Capacity	[kWp]	14,606.00	13,145.40	11,946.40	10,954.50	10,104.30	9,384.90
	DC Capacity increase	[%]	74.8%	56.5%	42.2%	30.4%	20.3%	11.7%

Figura 22

Calcolo superfice libera sezione repowering al variare del pitch

Come nel caso revamping moduli anche nel caso revamping moduli inverter e struttura la potenza installata della sezione incentivata sarà uguale per tutti i pitch, la differenza sta nella potenza installata della sezione repowering, ci sarà una percentuale di area libera successivamente il revamping messa a disposizione per un possibile repowering

- **Per pitch 4.5m:**

  La sezione incentivata occupa il 58.1% dell'area di impianto, quindi un **41.9%** di area libera su cui installare la sezione non incentivata, una potenza Repowering di **6,125 MW** con un incremento di potenza totale installata di **14,6 MW**.

- **Per pitch 5m:**

  La sezione incentivata occupa il 64.5%, il restante **35.5%** è occupato dalla sezione Repowering **4,665 MW**, potenza totale sezione incentivata e non di **13,145 MW**.

- **Per pitch 5.5m:**

  La sezione di Repowering è di **3,466 MW** con una potenza totale di **11,946 MW**

- **Per pitch 6m:**

  La sezione di Repowering è di **2,474 MW** con una potenza totale installata di **10.954 MW**.

- **Per pitch 6.5m:**

  La sezione di Repowering è di **1,624 MW** con una potenza totale di **10.1 MW**

- **Per pitch 7m:**

  La sezione è di **0.904 MW** con una potenza installata totale di **9.384 MW**

6.1.4 Solargis data base dati climatici

L'energia prodotta da un impianto fotovoltaico è strettamente legata all'irraggiamento solare disponibile in un determinato sito. La pratica comune è l'estrapolazione di un profilo di irraggiamento mensile [kWh/m2/mese]. Diverse banche dati sono disponibili sul mercato; tuttavia, l'accuratezza di ciascuna banca dati è influenzata da diversi fattori (ad es. sul lato della modellizzazione, l'accuratezza è influenzata dalla stima delle nubi, dalla sottostima/sovrastima dei dati in ingresso atmosferico, dal terreno, ecc.; sul lato delle misurazioni, la discrepanza sarà determinata dall'accuratezza/qualità e dagli errori dello strumento, dall'inquinamento del rivelatore, disallineamento, registratori di dati, controllo di qualità insufficiente, ecc.).

Basato sull'esperienza KM e su diversi specialisti nel settore fotovoltaico, il database più affidabile sul mercato è Solargis in quanto rappresenta lo stato dell'arte dei modelli di irraggiamento solare in quanto si avvale dei più moderni dati di input (satellitari e atmosferici) che sono sistematicamente controllate e convalidate sotto il profilo della qualità. I modelli e i dati di input sono integrati e adattati a livello regionale per ottenere risultati affidabili in un'ampia gamma di condizioni geografiche. Inoltre, presenta valori di incertezza inferiori sul modello utilizzato.

Per i dati storici e recenti, Solargis utilizza un modello di radiazione solare semi-empirico. I dati provenienti dai satelliti sono utilizzati per l'identificazione delle proprietà del cloud utilizzando gli algoritmi più avanzati. La maggior parte dei processi fisici di attenuazione atmosferica della radiazione solare sono considerati e alcuni parametri fisici sull'ingresso sono anche utilizzati. Pertanto, questo approccio è in grado di riprodurre situazioni reali. Di seguito, alcune caratteristiche del database:

Risoluzione dei tempi: i dati satellitari vengono elaborati con frequenza di 10, 15 o 30 minuti (a seconda della piattaforma satellitare). Ciò consente di catturare meglio i movimenti delle nubi, con conseguente maggiore precisione dei valori di radiazione solare sub-oraria, e delle medie a lungo termine derivate da tali serie temporali.

Risoluzione spaziale: la risoluzione spaziale dei dati di Meteosat, GOES e MTSAT considerata nello schema di calcolo è di circa 3 km al punto sub-satellite. Le uscite dei modelli sono riassunte in 2 minuti d'arco (app. 4x4 km) a griglia regolare nel sistema di coordinate geografiche WGS84. La risoluzione spaziale dei dati prodotti è migliorata fino a 3 secondi d'arco (che è di circa 90 metri all'equatore, meno verso i poli).

Polveri e inquinamento atmosferico: per tenere conto del contenuto di aerosol atmosferici (foschia, polvere, particolato atmosferico, fumo, ecc.) Solargis si avvale dei dati del progetto MACC-II, che combina modelli atmosferici all'avanguardia su scala globale con i dati dell'osservazione terrestre. È

tuttavia importante notare che rispetto ai dati satellitari, i dati aerosol (provenienti dal progetto MACC-II) utilizzati nel nostro modello hanno una risoluzione spaziale inferiore e quindi non possono risolvere gli effetti locali, specialmente in aree con concentrazioni estreme e mutevoli. Pertanto, l'incertezza dei dati Solargis può essere maggiore nelle regioni ad alto inquinamento industriale.

Albedo: le soluzioni Solargis per i dati di albedo di superficie utilizzano i prodotti di dati albedo MODIS della NASA come fonte primaria di dati, anche se ulteriori elaborazioni e correzioni di errori sono state effettuate da Solargis.

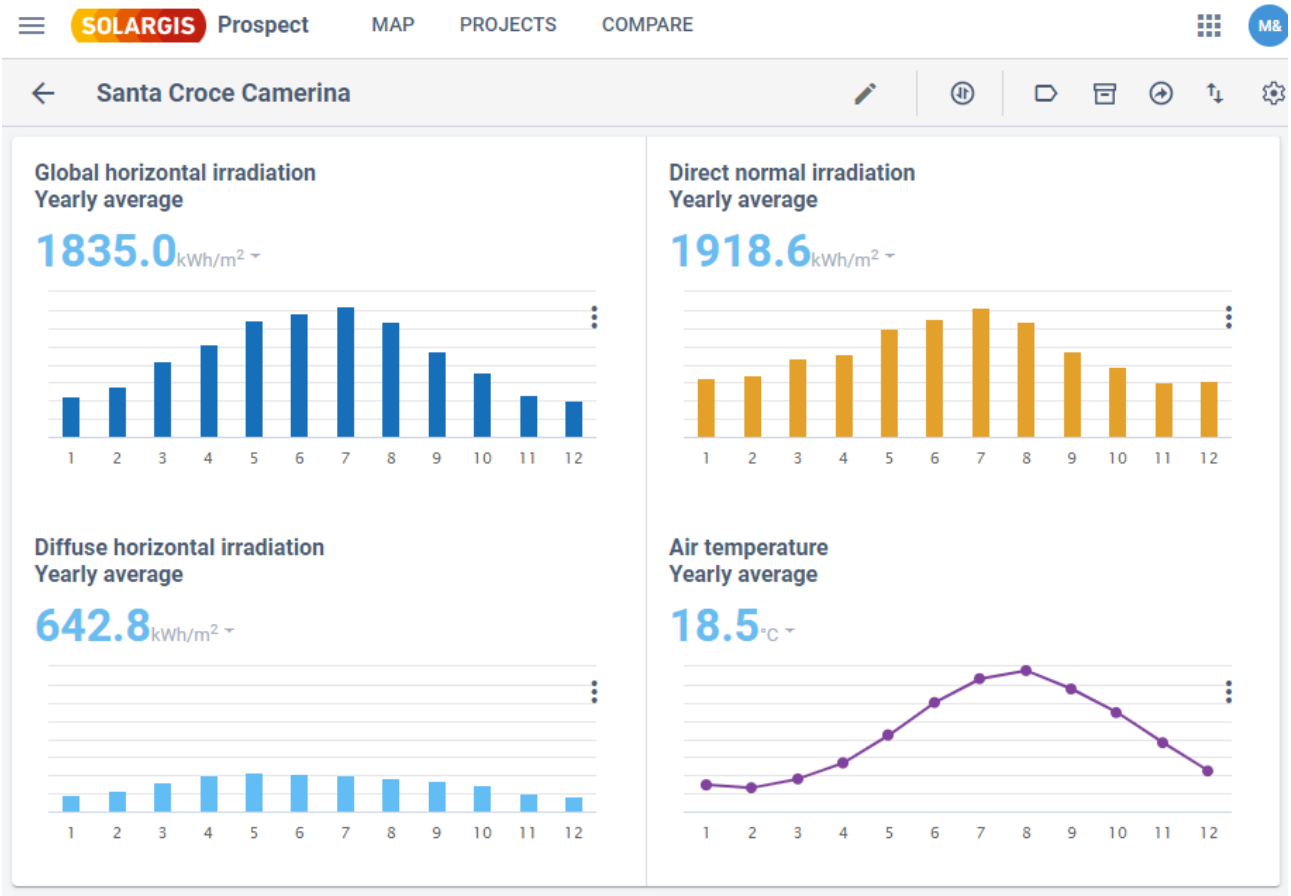


Figura 23
Dati di irraggiamento Sicilia
Archivio Solargis

6.1.5 Simulazioni PVSyst

PVSyst è il software utilizzato per svolgere le simulazioni fotovoltaiche, vengono effettuate tenendo conto del corretto comportamento dell'impianto fotovoltaico e di tutte le relative apparecchiature (ad esempio, moduli fotovoltaici, inverter, ecc.).
Il processo di simulazione viene eseguito su base oraria, con profilo orario sintetico di irradiazione e temperatura. Questi sono calcolati attraverso algoritmi ben consolidati, caratterizzati da proprietà statistiche vicine ai dati reali. Il software esegue calcoli dinamici considerando i seguenti parametri principali:

- **Dati climatici**: irradiazione e temperatura.
- **Caratteristiche di installazione**: inclinazione, azimuth, orientamento dei moduli, configurazione delle stringhe.
- **Caratteristiche elettriche**: moduli e inverter.
- **Perdite di sistema**: perdite di suolo, perdite ohmiche, ecc.

Dati climatici: Come è stato ha selezionato Solargis come database più rappresentativo per stimare l'irradiazione media a lungo termine (LTA) e la temperatura dell'aria.

Caratteristiche di installazione: KM stima il rendimento energetico per gli impianti fotovoltaici selezionati e le configurazioni secondo sia le documentazioni tecniche fornite nel VDR dal Cliente sia i vincoli specificati per le attività di revamping.

Specifiche elettriche: i file di modellazione Pvsyst (PAN per moduli e OND per inverter) sono forniti dai produttori o già disponibili nella directory Pvsyst. Quando disponibili, vengono utilizzati file modello certificati da terze parti indipendenti. TA non è responsabile dell'imprecisione della simulazione a causa dell'inadeguatezza dei file di modellizzazione forniti dai produttori.

Per ogni tipo di intervento è stata svolta una simulazione, da ogni simulazione è stato possibile calcolare l’energia prodotta di ogni impianto

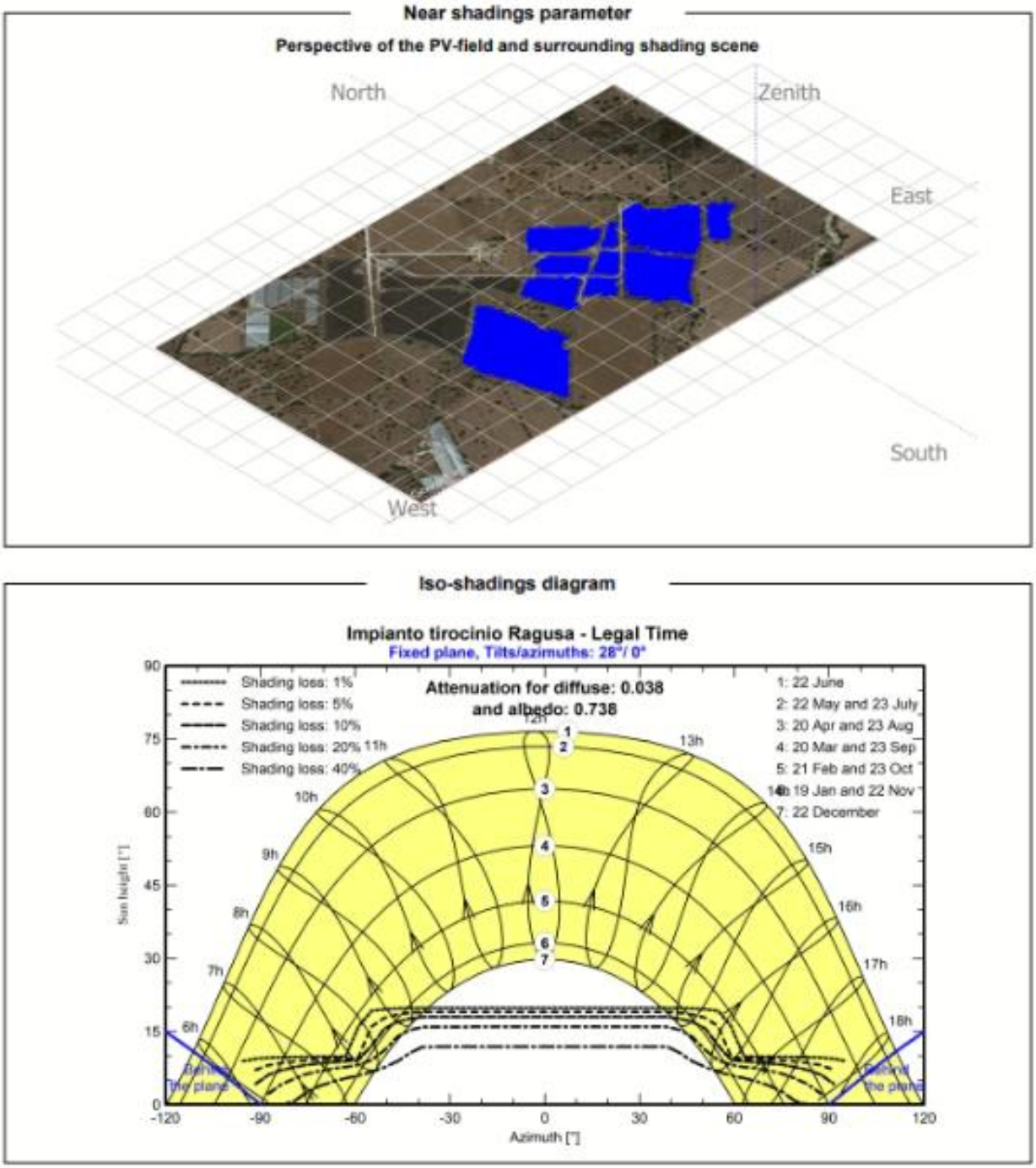


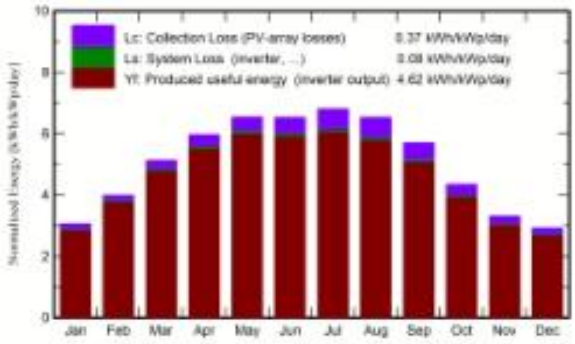
Figura 24
Risultato simulazione PVSyst caso revamping moduli Sicilia

Main results

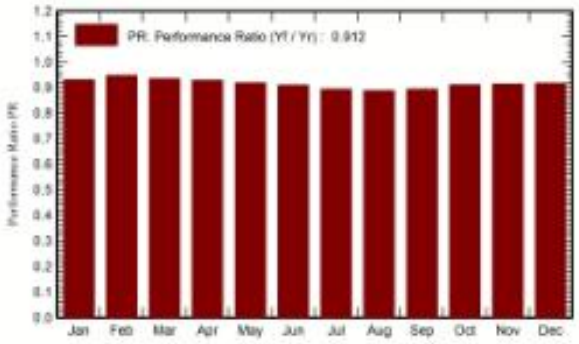
System Production

Produced Energy	14304 MWh/year	Specific production	1688 kWh/kWp/year
		Performance Ratio PR	91.22 %

Normalized productions (per installed kWp)



Performance Ratio PR



Balances and main results

	GlobHor kWh/m²	DiffHor kWh/m²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m²	GlobEff kWh/m²	EArray MWh	E_Grid MWh	PR ratio
January	65.5	32.25	12.16	94.8	90.4	761	747	0.930
February	84.6	41.97	12.01	111.6	107.2	911	895	0.947
March	133.1	60.15	13.96	158.7	152.4	1277	1255	0.934
April	166.9	81.67	16.31	178.7	171.0	1429	1405	0.928
May	205.2	85.05	19.85	202.5	193.9	1602	1575	0.918
June	206.7	84.43	23.49	195.7	187.2	1533	1508	0.909
July	218.0	81.29	26.82	210.7	202.0	1621	1594	0.893
August	194.8	75.93	27.40	202.2	194.0	1547	1521	0.887
September	149.8	62.57	24.29	170.7	163.6	1314	1292	0.893
October	106.9	54.86	21.43	134.5	129.1	1056	1038	0.910
November	69.8	32.66	17.24	99.3	94.9	783	769	0.914
December	59.4	29.26	13.86	90.5	86.2	717	703	0.917
Year	1660.7	722.09	19.11	1850.0	1772.0	14549	14304	0.912

Legends

GlobHor	Global horizontal irradiation	EArray	Effective energy at the output of the array
DiffHor	Horizontal diffuse irradiation	E_Grid	Energy injected into grid
T_Amb	Ambient Temperature	PR	Performance Ratio
GlobInc	Global incident in coll. plane		
GlobEff	Effective Global, corr. for IAM and shadings		

Figura 25
Simulazione PVSyst revamping moduli Sicilia

Variable	year	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
PV plant		Sicilia bifacciali	Sicilia pitch 4.5 Bif+inv+trx	Sicilia pitch 5 Bif+inv+trx	Sicilia pitch 5.5 Bif+inv+trx	Sicilia pitch 6 Bif+inv+trx	Sicilia pitch 6.5 Bif+inv+trx	Sicilia pitch 7 Bif+inv+trx	Sez GP Sicilia moduli bifacciali	Sez GP Siclia 4.5	Sz GP Sicilia 5	Sez GP Sicilia 5.5	Sez GP Sicilia 6	Sez GP Sicilia 6.5	Sez GP Sicilia 7
DC Capacity		8,475.84	8,480.20	8,480.20	8,480.20	8,480.20	8,480.20	8,480.20	3,477.10	6,125.80	4,665.20	3,466.20	2,474.30	1,624.10	904.70
expAEP	2022	14,161.0	15,714.4	16,153.7	16,227.1	16,554.8	16,700.3	16,822.1	5,672.0	11,265.9	8,743.4	6,566.2	4,739.6	3,139.7	1,761.4
[MWh]	2023	14,104.3	15,651.6	16,089.1	16,162.2	16,488.6	16,633.5	16,754.8	5,649.3	11,220.8	8,708.4	6,540.0	4,720.7	3,127.1	1,754.3
	2024	14,047.7	15,588.7	16,024.5	16,097.3	16,422.3	16,566.7	16,687.5	5,626.6	11,175.7	8,673.4	6,513.7	4,701.7	3,114.5	1,747.3
	2025	13,990.9	15,525.7	15,959.7	16,032.2	16,355.9	16,499.7	16,620.0	5,603.9	11,130.5	8,638.4	6,487.4	4,682.7	3,102.0	1,740.2
	2026	13,934.2	15,462.8	15,895.1	15,967.3	16,289.7	16,432.9	16,552.7	5,581.2	11,085.5	8,603.4	6,461.1	4,663.8	3,089.4	1,733.2
	2027	13,877.6	15,400.0	15,830.4	15,902.4	16,223.5	16,366.1	16,485.5	5,558.5	11,040.4	8,568.4	6,434.9	4,644.8	3,076.8	1,726.1
	2028	13,820.9	15,337.1	15,765.8	15,837.5	16,157.3	16,299.3	16,418.2	5,535.8	10,995.4	8,533.4	6,408.6	4,625.8	3,064.3	1,719.1
	2029	13,764.1	15,274.1	15,701.0	15,772.4	16,090.9	16,232.3	16,350.7	5,513.1	10,950.2	8,498.4	6,382.2	4,606.8	3,051.7	1,712.0
	2030	13,707.5	15,211.2	15,636.4	15,707.5	16,024.7	16,165.5	16,283.4	5,490.4	10,905.1	8,463.4	6,356.0	4,587.9	3,039.1	1,705.0
	2031	13,650.9	15,148.4	15,571.8	15,642.6	15,958.4	16,098.7	16,216.1	5,467.7	10,860.0	8,428.4	6,329.7	4,568.9	3,026.6	1,697.9
	2032	13,594.2	15,085.5	15,507.2	15,577.7	15,892.2	16,031.9	16,148.8	5,445.0	10,815.0	8,393.4	6,303.5	4,550.0	3,014.0	1,690.9

Figura 26
Produzione annua attesa per i vari revamping e repowering

Tramite PVSyst è stato possibile simulare l'energia prodotta dall'impianto in Sicilia per i prossimi 20 anni, ipotizzando degli interventi differenti, nella figura precedente è stato inserito una tabella presa da un foglio di calcolo excel.

Sulla tabella si distinguono due colori nella tabella il verde e il giallo, il verde è associato ad un intervento di sola sostituzione moduli, il giallo invece per un intervento di sostituzione completo, cioè moduli inverter e strutture.

Come già detto nella tesi la sezione revamping ha una potenza installata di 8.480 MW circa, a parità di potenza installata l'energia prodotta della sezione incentivata aumenta a causa dell'utilizzo di moduli bifacciali, la distanza tra le bancate permette di sfruttare maggiormente la radiazione riflessa, a discapito della potenza installata nella sez GP.

6.1.6 Analisi Economica di Investimento

Dopo aver calcolato la potenza prodotta e aver confermato la convenienza tecnica degli interventi, è stato necessario un'analisi sulla convenienza economica, gli interventi hanno un costo economico differente in base alla quantità dei moduli da installare, da rimuovere e dal numero di MW installati di impianto.

L'analisi economica sull'investimento mette in relazione i flussi di cassa positivi cioè associati all'energia venduta in conto energia e l'energia venduta a prezzo di mercato con i flussi di cassa negativi cioè associati al costo del capitale (CAPEX), costi operativi (OPEX) e varie tassazioni applicate.

Nei Capex sono stati inseriti tutti i costi di acquisto, smontaggio componenti, montaggio dei nuovi, installazione e smaltimento componenti rimossi.

Sono stati valutati per tutti gli impianti, gli interventi di Revamping bifacciale con inverter di stringa su strutture tracker un costo di 600 k€/MW, Ragusa ha un costo leggermente più elevato a causa dell'elevato numero di moduli amorfi, il costo di smontaggio è più elevato rispetto alla norma, il Repowering ha un costo di 524.4 k€/MW.

Il flusso di cassa positivo è legato all'incentivo a cui l'impianto è legato e il giorno in cui è entrato funzione.

Il Conto Energia come già detto all'interno della tesi ha un periodo di validità di 20 anni rispetto all'anno di entrata di esercizio dell'impianto, facendo interventi di revamping possiamo usufruire del prezzo incentivato per gli anni rimanenti.

Per analizzare il reale guadagno bisogna calcolare la differenza del flusso di cassa positivo del possibile impianto a cui applico l'intervento e il flusso di cassa dell'impianto As-Is.

Questa differenza sarà in relazione ai flussi negativi, in modo da poter calcolare Payback period, NET (VAN) e IRR (TIR).

Sicilia è un impianto installato in secondo conto energia, con incentivo di 0,346 [k€/MWh] con spalma-incentivo C, entrato in esercizio il 20/12/2010, ipotizzando l'intervento nel 2022, rimangono 9 anni di incentivo da poter sfruttare, ricordando che l'unica sezione che può usufruire di questo incentivo sono i KW di impianto installato in conto energia, la sezione repowering vende l'energia a prezzo di mercato circa 0.07 [k€/MWh].

Variable	year	1	2	3	4	5	6	7
PV plant		Sicilia bifacciali	Sicilia pitch 4.5 Bif+inv+trx	Sicilia pitch 5 Bif+inv+trx	Sicilia pitch 5.5 Bif+inv+trx	Sicilia pitch 6 Bif+inv+trx	Sicilia pitch 6.5 Bif+inv+trx	Sicilia pitch 7 Bif+inv+trx
CAPEX	[k€]	-3,114.0	-8,457.9	-7,692.6	-7,064.3	-6,544.5	-6,099.0	-5,722.1
Cumul_CF_i	2022	-2,729.9	-7,341.1	-6,560.3	-6,005.9	-5,472.2	-5,054.9	-4,703.2
[k€]	2023	-2,313.4	-6,173.7	-5,383.7	-4,909.0	-4,365.8	-3,980.8	-3,658.0
	2024	-1,871.4	-4,970.6	-4,175.1	-3,783.7	-3,233.8	-2,883.6	-2,591.9
	2025	-1,405.1	-3,734.5	-2,937.0	-2,631.9	-2,077.8	-1,764.6	-1,505.8
	2026	-926.0	-2,489.5	-1,689.6	-1,470.2	-911.6	-635.2	-409.0
	2027	-418.4	-1,203.2	-405.6	-276.2	283.5	520.2	711.1
	2028	116.4	121.6	912.8	948.4	1,506.2	1,700.3	1,853.6
	2029	660.8	1,448.5	2,234.6	2,178.1	2,734.9	2,887.7	3,004.2
	2030	1,235.3	2,819.4	3,595.4	3,442.2	3,994.5	4,102.6	4,179.6

Figura 27
Delta Cash flow in relazione al Capex

Nella figura 27sono stati analizzati i flussi di cassa annui per il periodo rimanente di incentivazione, come differenza tra il guadagno degli ipotetici interventi di revamping+repowering e il guadagno dell'impianto nella situazione As-is, con i flussi di cassa negativi (CAPEX+OPEX), all'aumentare del pitch l'investimento diminuisce a causa della minore potenza installata in repowering

Variable	Unit	1	2	3	4	5	6	7
PV plant		Sicilia bifacciali	Sicilia pitch 4.5 Bif+inv+trx	Sicilia pitch 5 Bif+inv+trx	Sicilia pitch 5.5 Bif+inv+trx	Sicilia pitch 6 Bif+inv+trx	Sicilia pitch 6.5 Bif+inv+trx	Sicilia pitch 7 Bif+inv+trx
DC Capacity	[kWp]	11,952.94	14,606.00	13,145.40	11,946.40	10,954.50	10,104.30	9,384.90
Payback Time	[y]	6.78	6.91	6.31	6.23	5.76	5.55	5.37
NPV 2030	[k€]	-784.5	379.4	1,159.9	1,176.9	1,727.3	1,910.6	2,054.4
IRR 2030	[%]	0.8%	6.0%	8.2%	8.5%	10.4%	11.4%	12.3%

Figura 28
Indici di sviluppo economico

Nella figura 28 sono rappresentati gli indici di sviluppo economico, considerando per un IRR maggiore del 10% un possibile intervento conveniente, di tutti quelli analizzati per l'impianto in Sicilia, conviene a livello economico sfruttare il più possibile la sezione incentivata.

Tutta l'analisi appena svolta per la Sicilia è stata svolta anche per gli altri impianti allo stesso modo.

Considerando che gli impianti di Sardegna, Puglia e Marche sono in secondo conto energia, godono anch'essi di un incentivo di 0.346 [k€/MWh] e invece la Lombardia in quarto conto energia con un incentivo dello 0.210 [k€/MWh].

L'impianto in Sardegna è stato installato il 20/04/2011, in Puglia il 7/04/2011, nelle Marche il 9/11/2010 e in Lombardia il 28/11/2011

6.2 Caso Studio SARDEGNA

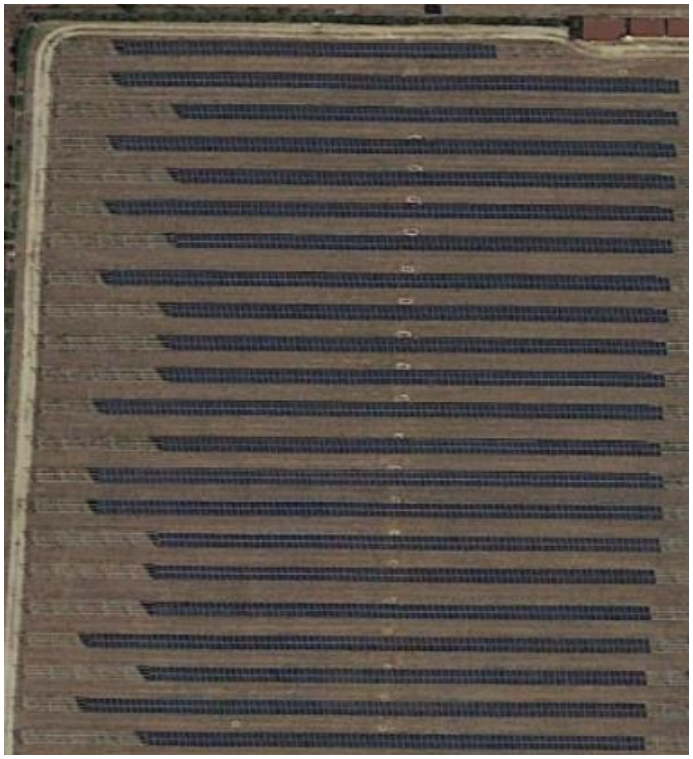


Figura 30
Impianto Sardegna immagine presa da Google Earth

General	Variable	Unit	2
Name	PV plant		SARDEGNA
Structures	Structures typology		Fixed
Modules	Main Module Brand		Canadian Solar
	Main Module Model		CS6K-275P
	Main Module Technology		Poly-Si
	Average Module Peak Powe	[Wp]	225
Inverters	Main Inverter Brand		Ingeteam
	Main Inverter Model		Ingecon SUN 500 TL
	Main Inverter Typology		centralized
	Average Inverter Nominal P	[kW]	500
Modules di	Module dimension (L)	[m]	1.642
	Module dimension (W)	[m]	0.994
	Module area	[m2]	1.63
	Modules orientation	[L,P]	Portrait
	Modules arrangement (E-W	[#]	101
	Modules arrangement (N-S	[#]	2
	Modules arrangement		2 x P
	Modules spacing	[m]	0.020
Tables	Table dimension (E-W)	[m]	102.39
	Table dimension (N-S)	[m]	3.30
	Table area	[m2]	338.3
	Tilt	[°]	32°
	Pitch	[m]	6.60
	Tables distance	[m]	0.50
	Tables matrix pitch (E-W)	[m]	102.89
	Tables matrix pitch (N-S)	[m]	6.60
	Tables matrix element area	[m2]	679.1
DC	**DC Capacity**	**[kWp]**	**999.00**
	No. Modules	[#]	4,440
	No. Strings	[#]	183
	No. Mod x string *	[#]	25.0
	No. Equivalent tables *	[#]	22
AC	AC Capacity	[kW]	1,000.0
	No. Inverters	[#]	2
	DC/AC ratio	[%]	99.7%
	Transformers load ratio	[%]	0.0%
Plant	Plant Footprint	[ha]	1.49
	Radiant Surface	[ha]	0.72
	Land Effectiveness	[kWp/ha]	668.7
	Ground Cover Ratio	[%]	

General	Variable	2
Name	PV plant	SARDEGNA
Revamping	Revamping Moduli	REVAMPING
Revampin	Variable	2
Structures	Structures typology	Seasonal-Struct
Modules	Modules brand	Longi
	Modules model	LR5-72HPH-545M
	Technology	Mono-Si PERC
	Peak power	545
Inverters	Inverter Brand	Ingeteam
	Inverter Model	Ingecon SUN 500 TL
	Inverter Typology	centralized
	Inverter Nominal Power	500
Trasformer	Main Trafo V1W2	0
	Main Trafo Nominal Power	
Modules di	Module dimension (L)	2.256
	Module dimension (W)	1.133
	Module area	2.56
	Modules orientation	Landscape
	Modules arrangement (E-W	45
	Modules arrangement (N-S	2
	Modules arrangement	x L
	Modules spacing	0.020
Tables	Table dimension (E-W)	102.40
	Table dimension (N-S)	2.29
	Table area	234.1
	Tilt	32°
	Pitch	6.60
	Tables distance	0.50
	Tables matrix pitch (E-W)	102.90
	Tables matrix pitch (N-S)	6.60
	Tables matrix element area	679.1
DC	**DC Capacity**	**999.53**
	No. Modules	1,834
	No. Strings	131
	No. Mod x string	14
	No. Equivalent tables *	21
AC	AC Capacity	1,000.0
	No. Inverters	2
	DC/AC ratio	100.0%
Plant	Plant Footprint	1.43
	Radiant Surface	0.47
	Land Effectiveness	700.8
	DC Capacity variation	0.1%
	Free area	**4.5%**

Figura 29
Calcolo superfice libera intervento
di revamping (verde) sostituzione moduli su superfice di impianto As-is (Rossa)

SARDEGNA	Revamping		pitch 4.5	pitch 5	pitch 5.5	pitch 6	pitch 6.5	pitch 7
Structures	Structures typology		Horiz. Trackers	Horiz. Trackers	Horiz. Trackers	Horiz. Trackers	Horiz. Trackers	Horiz. Trackers
Modules	Modules brand		Longi Solar	Longi Solar	Longi Solar	Longi Solar	Longi Solar	Longi Solar
	Modules model		LR5 72 HBD 545M Bifacial	LR5 72 HBD 545M Bifacial	LR5 72 HBD 545M Bifacial	LR5 72 HBD 545M Bifacial	LR5 72 HBD 545M Bifacial	LR5 72 HBD 545M Bifacial
	Technology		Mono-Si	Mono-Si	Mono-Si	Mono-Si	Mono-Si	Mono-Si
	Peak power *	[Wp]	545	545	545	545	545	545
Inverters	Inverter Brand		Sungrow	Sungrow	Sungrow	Sungrow	Sungrow	Sungrow
	Inverter Model		SG250HX	SG250HX	SG250HX	SG250HX	SG250HX	SG250HX
	Inverter Typology		high-size string	high-size string	high-size string	high-size string	high-size string	high-size string
	Inverter Nominal Power	[kW]	225	225	225	225	225	225
Modules dim.	Module dimension (L)	[m]	2.256	2.256	2.256	2.256	2.256	2.256
	Module dimension (W)	[m]	1.133	1.133	1.133	1.133	1.133	1.133
	Module area	[m2]	2.56	2.56	2.56	2.56	2.56	2.56
	Modules orientation	[L,P]	Portrait	Portrait	Portrait	Portrait	Portrait	Portrait
	Modules arrangement (E-	[#]	1	1	1	1	1	1
	Modules arrangement (N-	[#]	21	21	21	21	21	21
	Modules arrangement		1 x P	1 x P	1 x P	1 x P	1 x P	1 x P
	Modules spacing	[m]	0.020	0.020	0.020	0.020	0.020	0.020
Tables	Table dimension (E-W)	[m]	2.26	2.26	2.26	2.26	2.26	2.26
	Table dimension (N-S)	[m]	24.19	24.19	24.19	24.19	24.19	24.19
	Table area	[m2]	54.6	54.6	54.6	54.6	54.6	54.6
	Pitch	[m]	4.50	5.00	5.50	6.00	6.50	7.00
	Tables matrix pitch (E-W	[m]	4.50	5.00	5.50	6.00	6.50	7.00
	Tables matrix pitch (N-S)	[m]	24.69	24.69	24.69	24.69	24.69	24.69
	Tables matrix element are	[m2]	111.1	123.5	135.8	148.2	160.5	172.9
DC	**DC Capacity**	**[kWp]**	**995.72**	**995.72**	**995.72**	**995.72**	**995.72**	**995.72**
	No. Modules	[#]	1,827.0	1,827.0	1,827.0	1,827.0	1,827.0	1,827.0
	No. Strings	[#]	87	87	87	87	87	87
	No. Mod x string *	[#]	21	21	21	21	21	21
	No. Equivalent tables *	[#]	87	87	87	87	87	87
AC	AC Capacity	[kW]	**900.0**	**900.0**	**900.0**	**900.0**	**900.0**	**900.0**
	No. Inverters	[#]	4	4	4	4	4	4
	DC/AC ratio	[%]	110.6%	110.6%	110.6%	110.6%	110.6%	110.6%
Plant	Plant Footprint	[ha]	0.97	1.07	1.18	1.29	1.40	1.50
	Radiant Surface	[ha]	0.47	0.47	0.47	0.47	0.47	0.47
	Land Effectiveness	[kWp/ha]	1030.0	927.0	842.7	772.5	713.1	662.1
	Ground Cover Ratio	[%]	50.1%	45.1%	41.0%	37.6%	34.7%	32.2%
Structure	Structures typology		Horiz. Trackers	Horiz. Trackers	Horiz. Trackers	Horiz. Trackers	Horiz. Trackers	Horiz. Trackers
Modules	Modules brand		Longi Solar	Longi Solar	Longi Solar	Longi Solar	Longi Solar	Longi Solar
	Modules model		LR5 72 HBD 545M Bifacial	LR5 72 HBD 545M Bifacial	LR5 72 HBD 545M Bifacial	LR5 72 HBD 545M Bifacial	LR5 72 HBD 545M Bifacial	LR5 72 HBD 545M Bifacial
	Technology		Mono-Si	Mono-Si	Mono-Si	Mono-Si	Mono-Si	Mono-Si
	Peak power *	[Wp]	545	545	545	545	545	545
Inverters	Inverter Brand		Sungrow	Sungrow	Sungrow	Sungrow	Sungrow	Sungrow
	Inverter Model		SG250HX	SG250HX	SG250HX	SG250HX	SG250HX	SG250HX
	Inverter Typology		high-size string	high-size string	high-size string	high-size string	high-size string	high-size string
	Inverter Nominal Power	[kW]	225	225	225	225	225	225
Modules dim.	Module dimension (L)	[m]	2.256	2.256	2.256	2.256	2.256	2.256
	Module dimension (W)	[m]	1.133	1.133	1.133	1.133	1.133	1.133
	Module area	[m2]	2.556	2.556	2.556	2.556	2.556	2.556
	Modules orientation	[L,P]	Portrait	Portrait	Portrait	Portrait	Portrait	Portrait
	Modules arrangement (E-	[#]	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
	Modules arrangement (N-	[#]	21.000	21.000	21.000	21.000	21.000	21.000
	Modules arrangement		1 x P	1 x P	1 x P	1 x P	1 x P	1 x P
	Modules spacing	[m]	0.020	0.020	0.020	0.020	0.020	0.020
Tables	Table dimension (E-W)	[m]	2.26	2.26	2.26	2.26	2.26	2.26
	Table dimension (N-S)	[m]	24.19	24.19	24.19	24.19	24.19	24.19
	Table area	[m2]	54.6	54.6	54.6	54.6	54.6	54.6
	Stroke	[+/- °]	55	55	55	55	55	55
	Pitch	[m]	4.50	5.00	5.50	6.00	6.50	7.00
	Width	[m]	2.26	2.26	2.26	2.26	2.26	2.26
	Spacing	[m]	2.24	2.74	3.24	3.74	4.24	4.74
	Tables distance	[m]	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50
	Tables matrix pitch (E-W	[m]	4.50	5.00	5.50	6.00	6.50	7.00
	Tables matrix pitch (N-S)	[m]	24.69	24.69	24.69	24.69	24.69	24.69
	Tables matrix element are	[m2]	111.1	123.5	135.8	148.2	160.5	172.9
DC	**DC Capacity**	**[kWp]**	**537.92**	**389.13**	**263.24**	**148.79**	**68.67**	
	No. Modules	[#]	987	714	483	273	126	
	No. Strings	[#]	47	34	23	13	6	
	No. Mod x string *	[#]	21.0	21.0	21.0	21.0	21.0	21.0
	No. Equivalent tables *	[#]	47	34	23	13	6	
AC	AC Capacity	[kW]	450.0	450.0	225.0	225.0		
	No. Inverters	[#]	2.00	2.00	1.00	1.00		
	DC/AC ratio	[%]	119.5%	86.5%	117.0%	66.1%		
Plant	Plant Footprint	[ha]	0.52	0.42	0.31	0.19	0.10	0.00
	Radiant Surface	[ha]	0.25	0.18	0.12	0.07	0.03	0.00

Figura 31

Calcolo superfice intervento revamping e repowering sostituzione moduli inverter e strutture

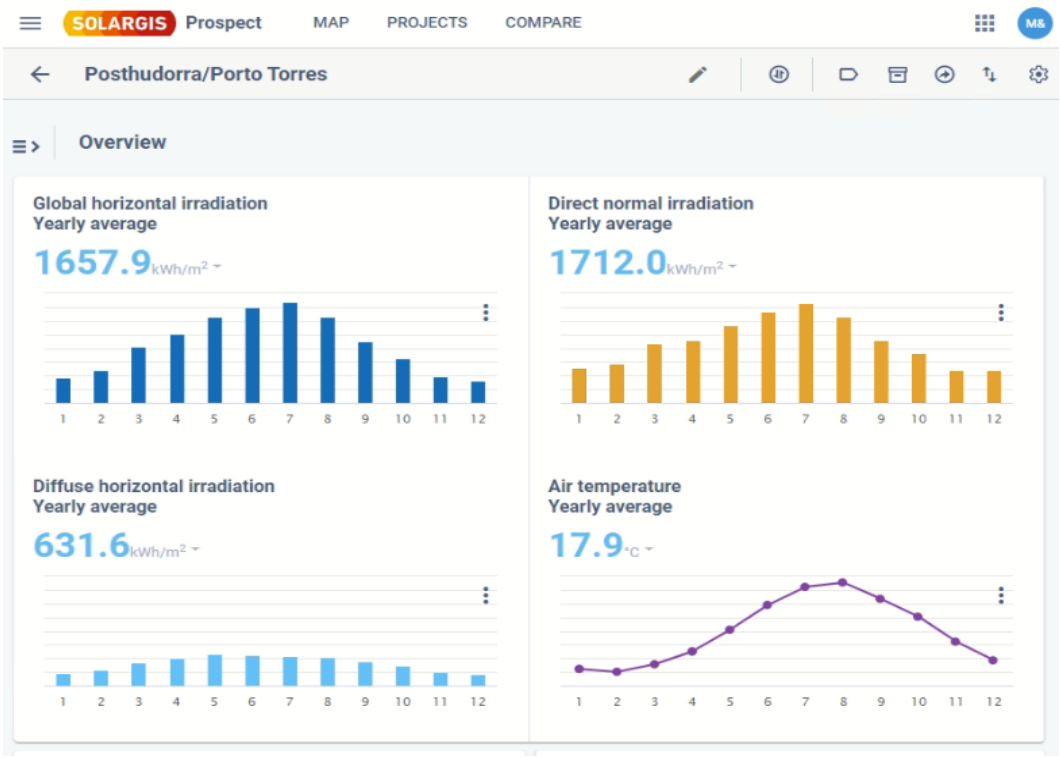
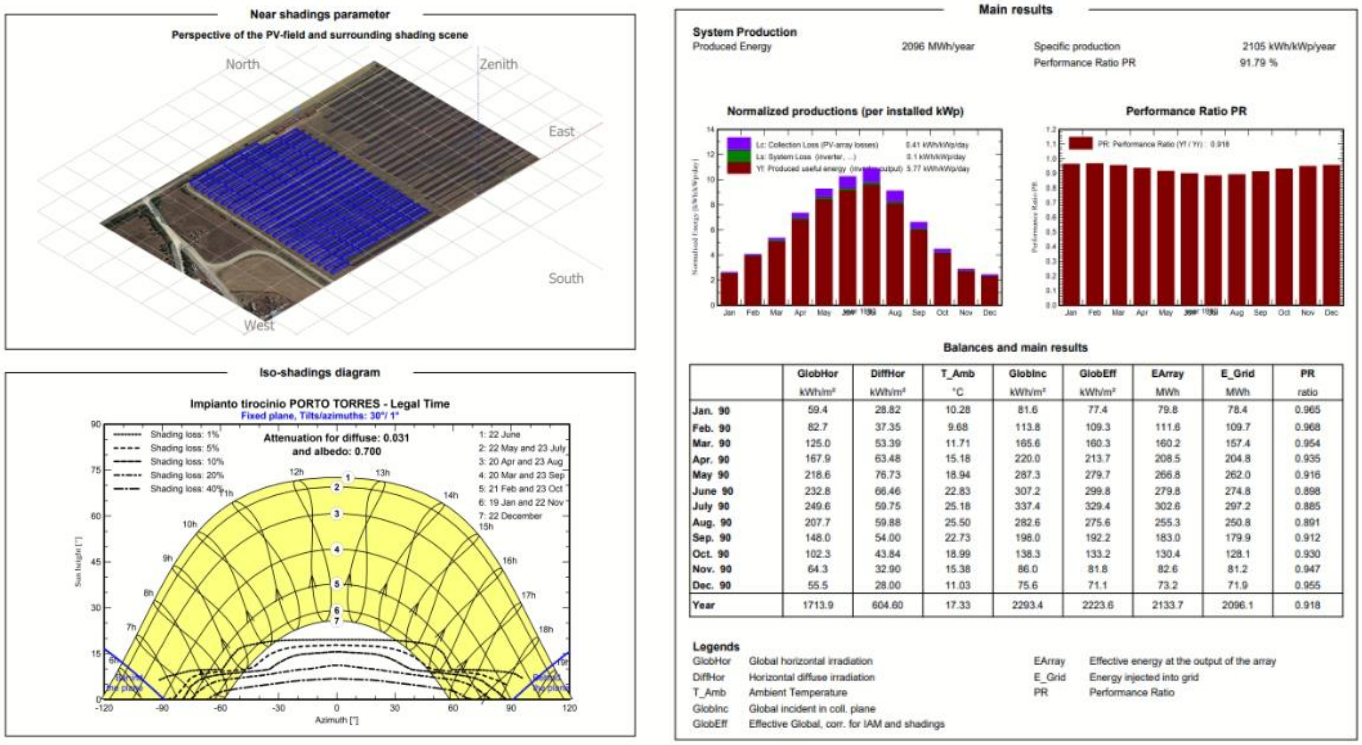


Figura 32
Archivio Solargis Impianto Sardegna



	GlobHor kWh/m²	DiffHor kWh/m²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m²	GlobEff kWh/m²	EArray MWh	E_Grid MWh	PR ratio
Jan. 90	59.4	28.82	10.28	81.6	77.4	79.8	78.4	0.965
Feb. 90	82.7	37.35	9.68	113.8	109.3	111.6	109.7	0.968
Mar. 90	125.0	53.39	11.71	165.6	160.3	160.2	157.4	0.954
Apr. 90	167.9	63.48	15.18	220.0	213.7	208.5	204.8	0.935
May 90	218.6	76.73	18.94	287.3	279.7	266.8	262.0	0.916
June 90	232.8	66.46	22.83	307.2	299.8	279.8	274.8	0.898
July 90	249.6	59.75	25.18	337.4	329.4	302.6	297.2	0.885
Aug. 90	207.7	59.88	25.50	282.6	275.6	255.3	250.8	0.891
Sep. 90	148.0	54.00	22.73	198.0	192.2	183.0	179.9	0.912
Oct. 90	102.3	43.84	18.99	138.3	133.2	130.4	128.1	0.930
Nov. 90	64.3	32.90	15.38	86.0	81.8	82.6	81.2	0.947
Dec. 90	55.5	28.00	11.03	75.6	71.1	73.2	71.9	0.955
Year	1713.9	604.60	17.33	2293.4	2223.6	2133.7	2096.1	0.918

Figura 33
Simulazione PVSyst Sardegna

Variable	year	1	2	3	4	5	6	7
PV plant		Sardegna sost mod	Sardegna pitch 4.5	Sardegna pitch 5	Sardegna pitch 5.5	Sardegna pitch 6	Sardegna pitch 6.5	Sardegna pitch 7
CAPEX	[k€]	-350.6	-852.3	-774.3	-708.3	-678.3	-600.4	-600.4
Cumul_CF_ii	2022	-302.9	-716.9	-638.3	-572.4	-539.5	-466.7	-462.0
[k€]	2023	-252.9	-575.3	-496.1	-430.5	-394.7	-327.4	-317.9
	2024	-201.0	-428.7	-349.1	-283.8	-245.0	-183.5	-169.0
	2025	-147.1	-277.3	-197.2	-132.1	-90.2	-34.6	-14.9
	2026	-91.3	-120.4	-39.9	24.8	69.7	119.1	144.1
	2027	-35.3	38.4	118.8	182.7	230.6	273.1	303.5
	2028	20.7	199.0	278.8	341.5	392.2	427.4	463.1
	2029	76.9	361.9	440.6	501.6	554.9	582.2	623.3
	2030	133.2	527.1	604.2	663.1	718.7	737.5	784.0
	2031	177.5	669.0	742.4	797.4	854.3	863.4	914.3

Figura 34
Delta cash flow cumulato Sardegna

Variable	Unit	1	2	3	4	5	6	7
PV plant		Sardegna sost mod	Sardegna pitch 4.5	Sardegna pitch 5	Sardegna pitch 5.5	Sardegna pitch 6	Sardegna pitch 6.5	Sardegna pitch 7
DC Capacity	[kWp]	999.53	1,476.41	1,327.62	1,201.73	1,144.50	995.72	995.72
Payback Time	[y]	6.6	5.7	5.2	4.8	4.6	4.2	4.1
NPV 2031	[k€]	58.7	320.2	396.4	455.3	506.7	533.2	572.6
IRR 2031	[%]	8.3%	12.0%	14.3%	16.5%	18.1%	20.4%	21.4%

Figura 35
Indici di sviluppo economico Sardegna

6.3 Caso studio PUGLIA

Figura 36
Impianto Puglia, immagine presa da Google Earth

General	Variable	Unit	4
Name	PV plant		PUGLIA
Structures	Structures typology		Fixed
Modules	Main Module Brand		Solarworld
	Main Module Model		SW 220 Poly
	Main Module Technology		Poly-Si
	Average Module Peak Powe	[Wp]	220
Inverters	Main Inverter Brand		Santerno
	Main Inverter Model		Sunway TG 610 800 V TE
	Main Inverter Typology		centralized
	Average Inverter Nominal P	[kW]	515
Modules di	Module dimension (L)	[m]	1.675
	Module dimension (W)	[m]	1.001
	Module area	[m2]	1.68
	Modules orientation	[L,P]	Portrait
	Modules arrangement (E-W	[#]	120
	Modules arrangement (N-S	[#]	2
	Modules arrangement		2 x P
	Modules spacing	[m]	0.020
Tables	Table dimension (E-W)	[m]	122.50
	Table dimension (N-S)	[m]	3.37
	Table area	[m2]	412.8
	Tilt	[°]	30°
	Pitch	[m]	8.10
	Tables distance	[m]	0.50
	Tables matrix pitch (E-W)	[m]	123.00
	Tables matrix pitch (N-S)	[m]	8.10
	Tables matrix element area	[m2]	996.3
DC	**DC Capacity**	**[kWp]**	**998.98**
	No. Modules	[#]	4,540
	No. Strings	[#]	227
	No. Mod x string *	[#]	20.0
	No. Equivalent tables *	[#]	19
AC	AC Capacity	[kW]	1,029.2
	No. Inverters	[#]	2
	DC/AC ratio	[%]	97.1%
	Transformers load ratio	[%]	0.0%
Plant	Plant Footprint	[ha]	1.89
	Radiant Surface	[ha]	0.76
	Land Effectiveness	[kWp/ha	527.7

General	Variable	Unit	4
Name	PV plant		PUGLIA
Revamping	Revamping Moduli		Revamping Moduli
Revampin	Variable	Unit	4
Modules	Modules brand		Longi
	Modules model		LR5-72HPH-545M
	Technology		Mono-Si PERC
	Peak power	[Wp]	545
Inverters	Inverter Brand		Santerno
	Inverter Model		Sunway TG 610 800 V TE
	Inverter Typology		centralized
	Inverter Nominal Power	[kW]	515
Modules di	Module dimension (L)	[m]	2.256
	Module dimension (W)	[m]	1.133
	Module area	[m2]	2.56
	Modules orientation	[L,P]	Landscape
	Modules arrangement (E-W	[#]	54
	Modules arrangement (N-S	[#]	2
	Modules arrangement		x L
	Modules spacing	[m]	0.020
Tables	Table dimension (E-W)	[m]	122.88
	Table dimension (N-S)	[m]	2.29
	Table area	[m2]	280.9
	Tilt	[°]	30°
	Pitch	[m]	8.10
	Tables distance	[m]	0.50
	Tables matrix pitch (E-W)	[m]	123.38
	Tables matrix pitch (N-S)	[m]	8.10
	Tables matrix element area	[m2]	999.4
DC	**DC Capacity**	**[kWp]**	**999.53**
	No. Modules	[#]	1,834
	No. Strings	[#]	131
	No. Mod x string	[#]	14
	No. Equivalent tables *	[#]	17
AC	AC Capacity	[kW]	1,029.2
	No. Inverters	[#]	2
	DC/AC ratio	[%]	97.1%
Plant	Plant Footprint	[ha]	1.70
	Radiant Surface	[ha]	0.47
	Land Effectiveness	[kWp/ha	588.3
	DC Capacity variation	[%]	0.1%
	Free area	[%]	**10.2%**

Figura 37
Calcolo superfice libera intervento di revamping (verde) sostituzione moduli su superfice di impianto As-is (Rossa)

PUGLIA	REVAMPING		4.5	5	5.5	6	6.5	7
Structures	Structures typology		Horiz. Trackers	Horiz. Trackers	Horiz. Trackers	Horiz. Trackers	Horiz. Trackers	Horiz. Trackers
Modules	Modules brand		Longi Solar	Longi Solar	Longi Solar	Longi Solar	Longi Solar	Longi Solar
	Modules model		LR5 72 HBD 545M Bifacial	LR5 72 HBD 545M Bifacial	LR5 72 HBD 545M Bifacial	LR5 72 HBD 545M Bifacial	LR5 72 HBD 545M Bifacial	LR5 72 HBD 545M Bifacial
	Technology		Mono-Si	Mono-Si	Mono-Si	Mono-Si	Mono-Si	Mono-Si
	Peak power *	[Wp]	545	545	545	545	545	545
Inverters	Inverter Brand		Sungrow	Sungrow	Sungrow	Sungrow	Sungrow	Sungrow
	Inverter Model		SG250HX	SG250HX	SG250HX	SG250HX	SG250HX	SG250HX
	Inverter Typology		high-size string	high-size string	high-size string	high-size string	high-size string	high-size string
	Inverter Nominal Power	[kW]	225	225	225	225	225	225
Modules dim.	Module dimension (L)	[m]	2.256	2.256	2.256	2.256	2.256	2.256
	Module dimension (W)	[m]	1.133	1.133	1.133	1.133	1.133	1.133
	Module area	[m2]	2.56	2.56	2.56	2.56	2.56	2.56
	Modules orientation	[L,P]	Portrait	Portrait	Portrait	Portrait	Portrait	Portrait
	Modules arrangement (E-W)	[#]	1	1	1	1	1	1
	Modules arrangement (N-S)	[#]	22	22	22	22	22	22
	Modules arrangement		1 x P	1 x P	1 x P	1 x P	1 x P	1 x P
	Modules spacing	[m]	0.020	0.020	0.020	0.020	0.020	0.020
Tables	Table dimension (E-W)	[m]	2.26	2.26	2.26	2.26	2.26	2.26
	Table dimension (N-S)	[m]	25.35	25.35	25.35	25.35	25.35	25.35
	Table area	[m2]	57.2	57.2	57.2	57.2	57.2	57.2
	Pitch	[m]	4.50	5.00	5.50	6.00	6.50	7.00
	Width	[m]	2.26	2.26	2.26	2.26	2.26	2.26
	Tables matrix pitch (E-W)	[m]	4.50	5.00	5.50	6.00	6.50	7.00
	Tables matrix pitch (N-S)	[m]	25.85	25.85	25.85	25.85	25.85	25.85
	Tables matrix element area	[m2]	116.3	129.2	142.2	155.1	168.0	180.9
DC	**DC Capacity**	**[kWp]**	**995.17**	**995.17**	**995.17**	**995.17**	**995.17**	**995.17**
	No. Modules	[#]	1,826.0	1,826.0	1,826.0	1,826.0	1,826.0	1,826.0
	No. Strings	[#]	83	83	83	83	83	83
	No. Mod x string *	[#]	22	22	22	22	22	22
	No. Equivalent tables *	[#]	83	83	83	83	83	83
AC	AC Capacity	[kW]	**900.0**	**900.0**	**900.0**	**900.0**	**900.0**	**900.0**
	No. Inverters	[#]	4	4	4	4	4	4
	DC/AC ratio	[%]	110.6%	110.6%	110.6%	110.6%	110.6%	110.6%
Plant	Plant Footprint	[ha]	0.97	1.07	1.18	1.29	1.39	1.50
	Radiant Surface	[ha]	0.47	0.47	0.47	0.47	0.47	0.47
	Land Effectiveness	[kWp/ha]	1030.9	927.8	843.5	773.2	713.7	662.7
	Ground Cover Ratio	[%]	**50.1%**	**45.1%**	**41.0%**	**37.6%**	**34.7%**	**32.2%**

PUGLIA	REPOWEING							
Structure	Structures typology		Horiz. Trackers	Horiz. Trackers	Horiz. Trackers	Horiz. Trackers	Horiz. Trackers	Horiz. Trackers
Modules	Modules brand		Longi Solar	Longi Solar	Longi Solar	Longi Solar	Longi Solar	Longi Solar
	Modules model		LR5 72 HBD 545M Bifacial	LR5 72 HBD 545M Bifacial	LR5 72 HBD 545M Bifacial	LR5 72 HBD 545M Bifacial	LR5 72 HBD 545M Bifacial	LR5 72 HBD 545M Bifacial
	Technology		Mono-Si	Mono-Si	Mono-Si	Mono-Si	Mono-Si	Mono-Si
	Peak power *	[Wp]	545	545	545	545	545	545
Inverters	Inverter Brand		Sungrow	Sungrow	Sungrow	Sungrow	Sungrow	Sungrow
	Inverter Model		SG250HX	SG250HX	SG250HX	SG250HX	SG250HX	SG250HX
	Inverter Typology		high-size string	high-size string	high-size string	high-size string	high-size string	high-size string
	Inverter Nominal Power	[kW]	225	225	225	225	225	225
Modules dim.	Module dimension (L)	[m]	2.256	2.256	2.256	2.256	2.256	2.256
	Module dimension (W)	[m]	1.133	1.133	1.133	1.133	1.133	1.133
	Module area	[m2]	2.556	2.556	2.556	2.556	2.556	2.556
	Modules orientation	[L,P]	Portrait	Portrait	Portrait	Portrait	Portrait	Portrait
	Modules arrangement (E-W)	[#]	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
	Modules arrangement (N-S)	[#]	22.000	22.000	22.000	22.000	22.000	22.000
	Modules arrangement		1 x P	1 x P	1 x P	1 x P	1 x P	1 x P
	Modules spacing	[m]	0.020	0.020	0.020	0.020	0.020	0.020
Tables	Table dimension (E-W)	[m]	2.26	2.26	2.26	2.26	2.26	2.26
	Table dimension (N-S)	[m]	25.35	25.35	25.35	25.35	25.35	25.35
	Table area	[m2]	57.2	57.2	57.2	57.2	57.2	57.2
	Pitch	[m]	4.50	5.00	5.50	6.00	6.50	7.00
	Tables matrix pitch (E-W)	[m]	4.50	5.00	5.50	6.00	6.50	7.00
	Tables matrix pitch (N-S)	[m]	25.85	25.85	25.85	25.85	25.85	25.85
	Tables matrix element area	[m2]	116.3	129.2	142.2	155.1	168.0	180.9
DC	**DC Capacity**	**[kWp]**	**947.21**	**755.37**	**599.50**	**467.61**	**347.71**	**251.79**
	No. Modules	[#]	1,738	1,386	1,100	858	638	462
	No. Strings	[#]	79	63	50	39	29	21
	No. Mod x string *	[#]	22.0	22.0	22.0	22.0	22.0	22.0
	No. Equivalent tables *	[#]	79	63	50	39	29	21
AC	AC Capacity	[kW]	900.0	675.0	450.0	450.0	225.0	225.0
	No. Inverters	[#]	4.00	3.00	2.00	2.00	1.00	1.00
	DC/AC ratio	[%]	105.2%	111.9%	133.2%	103.9%	154.5%	111.9%
Plant	Plant Footprint	[ha]	0.92	0.81	0.71	0.60	0.49	0.38
	Radiant Surface	[ha]	0.44	0.35	0.28	0.22	0.16	0.12
Total	Total Plant Footprint	[ha]	1.88	1.89	1.89	1.89	1.88	1.88
	Total Radiant Surface	[ha]	0.91	0.82	0.75	0.69	0.63	0.58
	Total DC Capacity	[kWp]	1,342.38	1,750.54	1,534.67	1,462.78	1,342.88	1,246.96
	DC Capacity increase	[%]	94.4%	75.2%	59.6%	46.4%	34.4%	24.8%

Figura 38

Calcolo superfice intervento revamping e repowering sostituzione moduli inverter e strutture

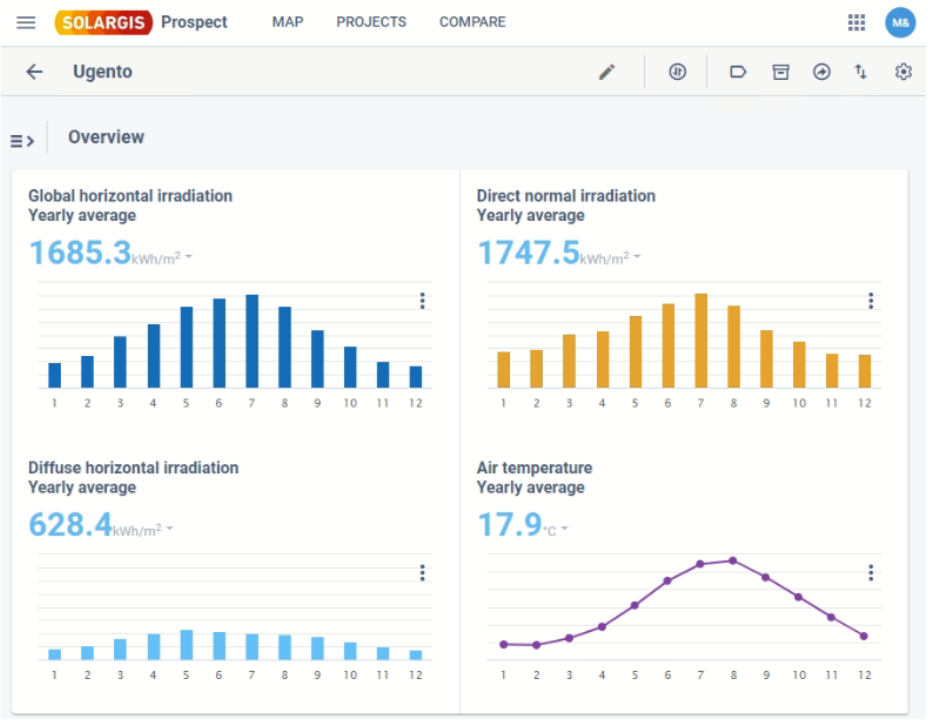
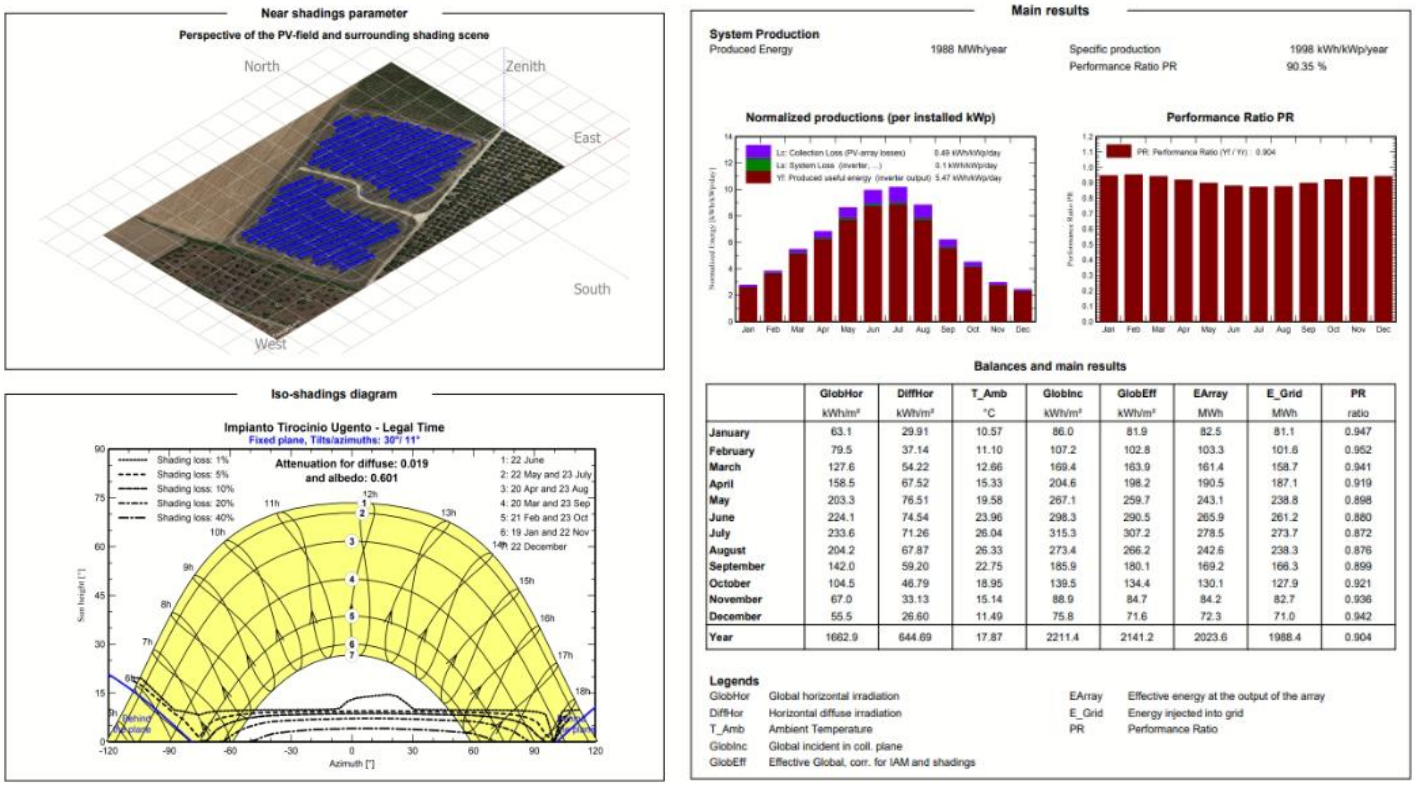


Figura 39
Archivio Solargis Puglia



	GlobHor kWh/m²	DiffHor kWh/m²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m²	GlobEff kWh/m²	EArray MWh	E_Grid MWh	PR ratio
January	63.1	29.91	10.57	86.0	81.9	82.5	81.1	0.947
February	79.5	37.14	11.10	107.2	102.8	103.3	101.6	0.952
March	127.6	54.22	12.66	169.4	163.9	161.4	158.7	0.941
April	158.5	67.52	15.33	204.6	198.2	190.5	187.1	0.919
May	203.3	76.51	19.58	267.1	259.7	243.1	238.8	0.898
June	224.1	74.54	23.96	298.3	290.5	265.9	261.2	0.880
July	233.6	71.26	26.04	315.3	307.2	278.5	273.7	0.872
August	204.2	67.87	26.33	273.4	266.2	242.6	238.3	0.876
September	142.0	59.20	22.75	185.9	180.1	169.2	166.3	0.899
October	104.5	46.79	18.95	139.5	134.4	130.1	127.9	0.921
November	67.0	33.13	15.14	88.9	84.7	84.2	82.7	0.936
December	55.5	26.60	11.49	75.8	71.6	72.3	71.0	0.942
Year	1662.9	644.69	17.87	2211.4	2141.2	2023.6	1988.4	0.904

Figura 40
Simulazione PVSyst Puglia

Variable	year	1	2	3	4	5	6	7
PV plant		Puglia sost moduli	Puglia 4.5	Puglia 5	Puglia 5.5	Puglia 6	Puglia 6.5	Puglia 7
CAPEX	[k€]	-313.3	-1,038.3	-937.8	-856.1	-787.0	-724.2	-673.9
Cumul_CF_i	2022	-269.5	-893.7	-794.6	-714.7	-647.8	-587.7	-539.6
[k€]	2023	-223.6	-741.6	-644.3	-566.5	-502.0	-445.0	-399.3
	2024	-175.8	-583.9	-488.4	-412.7	-350.8	-296.9	-253.6
	2025	-126.0	-419.9	-326.5	-253.0	-193.8	-143.3	-102.6
	2026	-74.1	-249.3	-158.1	-87.0	-30.8	16.3	54.1
	2027	-22.2	-75.4	13.1	81.2	134.1	177.2	212.0
	2028	29.8	101.3	186.6	251.3	300.5	339.4	370.8
	2029	82.0	282.0	363.4	424.2	469.2	503.3	531.0
	2030	121.9	453.3	529.8	586.0	626.2	655.0	678.5
	2031	128.7	561.2	624.2	668.8	699.7	718.5	733.8
	2032	130.4	659.5	708.1	740.5	760.6	769.2	776.2

Figura 41
Delta cash flow cumulato Puglia

Variable	Unit	1	2	3	4	5	6	7
PV plant		Puglia sost moduli	Puglia 4.5	Puglia 5	Puglia 5.5	Puglia 6	Puglia 6.5	Puglia 7
DC Capacity	[kWp]	902.52	1,854.09	1,662.25	1,506.38	1,374.49	1,254.59	1,158.67
Payback Time	[y]	6.4	6.4	5.9	5.5	6.2	4.9	4.7
NPV 2031	[k€]	33.9	196.5	270.6	325.9	367.1	397.7	422.3
IRR 2031	[%]	7.3%	8.7%	10.6%	12.3%	13.9%	15.4%	16.7%

Figura 42
Indici di sviluppo economico Puglia

6.4 Caso studio MARCHE

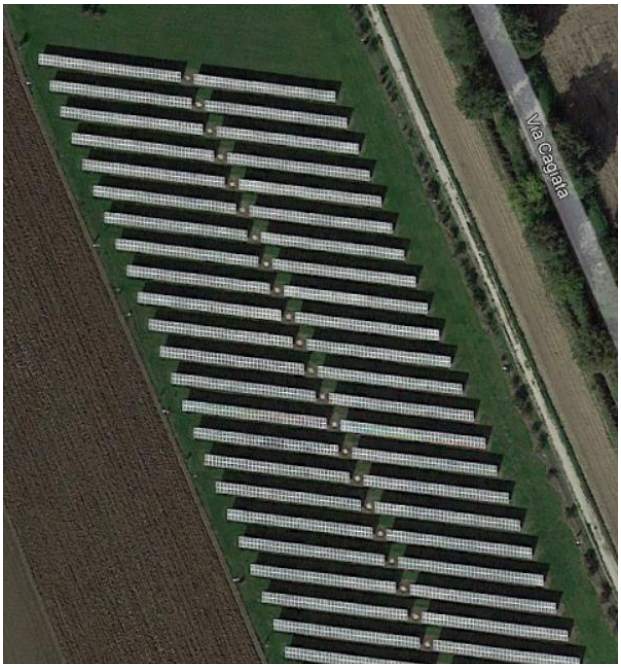


Figura 43
Impianto Marche, immagine presa da Google Earth

General	Variable	Unit	3
Name	PV plant		MARCHE
Structures	Structures typology		Fixed
Modules	Main Module Brand		Solarworld
	Main Module Model		SW240 MONO
	Main Module Technology		Mono-Si
	Average Module Peak Powe	[Wp]	240
Inverters	Main Inverter Brand		Santerno
	Main Inverter Model		Sunway TG 610 800 V TE
	Main Inverter Typology		centralized
	Average Inverter Nominal P	[kW]	515
Modules di	Module dimension (L)	[m]	1.675
	Module dimension (W)	[m]	1.001
	Module area	[m2]	1.68
	Modules orientation	[L,P]	Portrait
	Modules arrangement (E-W	[#]	40
	Modules arrangement (N-S	[#]	2
	Modules arrangement		2 x P
	Modules spacing	[m]	0.020
Tables	Table dimension (E-W)	[m]	40.82
	Table dimension (N-S)	[m]	3.37
	Table area	[m2]	137.6
	Tilt	[°]	30°
	Pitch	[m]	7.40
	Tables distance	[m]	0.50
	Tables matrix pitch (E-W)	[m]	41.32
	Tables matrix pitch (N-S)	[m]	7.40
	Tables matrix element area	[m2]	305.8
DC	**DC Capacity**	**[kWp]**	**898.56**
	No. Modules	[#]	3,744
	No. Strings	[#]	208
	No. Mod x string *	[#]	18.0
	No. Equivalent tables *	[#]	47
AC	AC Capacity	[kW]	1,029.2
	No. Inverters	[#]	2
	DC/AC ratio	[%]	87.3%
	Transformers load ratio	[%]	0.0%
Plant	Plant Footprint	[ha]	1.44
	Radiant Surface	[ha]	0.63
	Land Effectiveness	[kWp/ha]	625.3

General	Variable	Unit	3
Name	PV plant		MARCHE
Revamping	Revamping Moduli		**Revamping Moduli**
Revampin	**Variable**	**Unit**	**3**
Modules	Modules brand		Longi
	Modules model		LR5-72HPH-545M
	Technology		Mono-Si PERC
	Peak power	[Wp]	545
Inverters	Inverter Brand		Santerno
	Inverter Model		Sunway TG 610 800 V TE
	Inverter Typology		centralized
	Inverter Nominal Power	[kW]	515
Modules di	Module dimension (L)	[m]	2.256
	Module dimension (W)	[m]	1.133
	Module area	[m2]	2.56
	Modules orientation	[L,P]	Landscape
	Modules arrangement (E-W	[#]	18
	Modules arrangement (N-S	[#]	2
	Modules arrangement		x L
	Modules spacing	[m]	0.020
Tables	Table dimension (E-W)	[m]	40.95
	Table dimension (N-S)	[m]	2.29
	Table area	[m2]	93.6
	Tilt	[°]	30°
	Pitch	[m]	7.40
	Tables distance	[m]	0.50
	Tables matrix pitch (E-W)	[m]	41.45
	Tables matrix pitch (N-S)	[m]	7.40
	Tables matrix element area	[m2]	306.7
DC	**DC Capacity**	**[kWp]**	**902.52**
	No. Modules	[#]	1,656
	No. Strings	[#]	138
	No. Mod x string	[#]	12
	No. Equivalent tables *	[#]	46
AC	AC Capacity	[kW]	1,029.2
	No. Inverters	[#]	2
	DC/AC ratio	[%]	87.7%
Plant	Plant Footprint	[ha]	1.41
	Radiant Surface	[ha]	0.42
	Land Effectiveness	[kWp/ha]	639.7
	Ground Cover Ratio	[%]	
	DC Capacity variation	[%]	0.4%
	Free area	[%]	**1.8%**

Figura 44
Calcolo superfice libera intervento di revamping (verde) sostituzione moduli su superfice di impianto As-is (Rossa)

MARCHE	REVAMPING		4.5	5	5.5	6	6.5	7
Structures	Structures typology		Horiz. Trackers	Horiz. Trackers	Horiz. Trackers	Horiz. Trackers	Horiz. Trackers	Horiz. Trackers
Modules	Modules brand		Longi Solar	Longi Solar	Longi Solar	Longi Solar	Longi Solar	Longi Solar
	Modules model		LR5 72 HBD 545M Bifacial	LR5 72 HBD 545M Bifacial	LR5 72 HBD 545M Bifacial	LR5 72 HBD 545M Bifacial	LR5 72 HBD 545M Bifacial	LR5 72 HBD 545M Bifacial
	Technology		Mono-Si	Mono-Si	Mono-Si	Mono-Si	Mono-Si	Mono-Si
	Peak power *	[Wp]	545	545	545	545	545	545
Inverters	Inverter Brand		Sungrow	Sungrow	Sungrow	Sungrow	Sungrow	Sungrow
	Inverter Model		SG250HX	SG250HX	SG250HX	SG250HX	SG250HX	SG250HX
	Inverter Typology		high-size string	high-size string	high-size string	high-size string	high-size string	high-size string
	Inverter Nominal Power	[kW]	225	225	225	225	225	225
Modules dim.	Module dimension (L)	[m]	2.256	2.256	2.256	2.256	2.256	2.256
	Module dimension (W)	[m]	1.133	1.133	1.133	1.133	1.133	1.133
	Module area	[m2]	2.56	2.56	2.56	2.56	2.56	2.56
	Modules orientation	[L,P]	Portrait	Portrait	Portrait	Portrait	Portrait	Portrait
	Modules arrangement (E-	[#]	1	1	1	1	1	1
	Modules arrangement (N-	[#]	26	26	26	26	26	26
	Modules arrangement		1 x P	1 x P	1 x P	1 x P	1 x P	1 x P
	Modules spacing	[m]	0.020	0.020	0.020	0.020	0.020	0.020
Tables	Table dimension (E-W)	[m]	2.26	2.26	2.26	2.26	2.26	2.26
	Table dimension (N-S)	[m]	29.96	29.96	29.96	29.96	29.96	29.96
	Table area	[m2]	67.6	67.6	67.6	67.6	67.6	67.6
	Pitch	[m]	4.50	5.00	5.50	6.00	6.50	7.00
	Tables matrix pitch (E-W	[m]	4.50	5.00	5.50	6.00	6.50	7.00
	Tables matrix pitch (N-S)	[m]	30.46	30.46	30.46	30.46	30.46	30.46
	Tables matrix element are	[m2]	137.1	152.3	167.5	182.7	198.0	213.2
DC	**DC Capacity**	**[kWp]**	**906.88**	**906.88**	**906.88**	**906.88**	**906.88**	**906.88**
	No. Modules	[#]	1,664.0	1,664.0	1,664.0	1,664.0	1,664.0	1,664.0
	No. Strings	[#]	64	64	64	64	64	64
	No. Mod x string *	[#]	26	26	26	26	26	26
AC	AC Capacity	[kW]	**900.0**	**900.0**	**900.0**	**900.0**	**900.0**	**900.0**
	No. Inverters	[#]	4	4	4	4	4	4
	DC/AC ratio	[%]	100.8%	100.8%	100.8%	100.8%	100.8%	100.8%
Plant	Plant Footprint	[ha]	0.88	0.97	1.07	1.17	1.27	1.36
	Radiant Surface	[ha]	0.43	0.43	0.43	0.43	0.43	0.43
	Land Effectiveness	[kWp/ha]	1033.8	930.5	845.9	775.4	715.7	664.6
	Ground Cover Ratio	[%]	50.1%	45.1%	41.0%	37.6%	34.7%	32.2%

MARCHE	REPOWERING							
Structure	Structures typology		Horiz. Trackers	Horiz. Trackers	Horiz. Trackers	Horiz. Trackers	Horiz. Trackers	Horiz. Trackers
Modules	Modules brand		Longi Solar	Longi Solar	Longi Solar	Longi Solar	Longi Solar	Longi Solar
	Modules model		LR5 72 HBD 545M Bifacial	LR5 72 HBD 545M Bifacial	LR5 72 HBD 545M Bifacial	LR5 72 HBD 545M Bifacial	LR5 72 HBD 545M Bifacial	LR5 72 HBD 545M Bifacial
	Technology		Mono-Si	Mono-Si	Mono-Si	Mono-Si	Mono-Si	Mono-Si
	Peak power *	[Wp]	545	545	545	545	545	545
Inverters	Inverter Brand		Sungrow	Sungrow	Sungrow	Sungrow	Sungrow	Sungrow
	Inverter Model		SG250HX	SG250HX	SG250HX	SG250HX	SG250HX	SG250HX
	Inverter Typology		high-size string	high-size string	high-size string	high-size string	high-size string	high-size string
	Inverter Nominal Power	[kW]	225	225	225	225	225	225
Modules dim.	Module dimension (L)	[m]	2.256	2.256	2.256	2.256	2.256	2.256
	Module dimension (W)	[m]	1.133	1.133	1.133	1.133	1.133	1.133
	Module area	[m2]	2.556	2.556	2.556	2.556	2.556	2.556
	Modules orientation	[L,P]	Portrait	Portrait	Portrait	Portrait	Portrait	Portrait
	Modules arrangement (E-	[#]	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
	Modules arrangement (N-	[#]	26.000	26.000	26.000	26.000	26.000	26.000
	Modules arrangement		1 x P	1 x P	1 x P	1 x P	1 x P	1 x P
	Modules spacing	[m]	0.020	0.020	0.020	0.020	0.020	0.020
Tables	Table dimension (E-W)	[m]	2.26	2.26	2.26	2.26	2.26	2.26
	Table dimension (N-S)	[m]	29.96	29.96	29.96	29.96	29.96	29.96
	Table area	[m2]	67.6	67.6	67.6	67.6	67.6	67.6
	Pitch	[m]	4.50	5.00	5.50	6.00	6.50	7.00
	Tables matrix pitch (E-W	[m]	4.50	5.00	5.50	6.00	6.50	7.00
	Tables matrix pitch (N-S)	[m]	30.46	30.46	30.46	30.46	30.46	30.46
	Tables matrix element are	[m2]	137.1	152.3	167.5	182.7	198.0	213.2
DC	**DC Capacity**	**[kWp]**	**566.80**	**425.10**	**297.57**	**198.38**		
	No. Modules	[#]	1,040	624	416	234		
	No. Strings	[#]	40	24	16	9		
	No. Mod x string *	[#]	26.0	26.0	26.0	26.0	26.0	26.0
AC	AC Capacity	[kW]	450.0	450.0	225.0	225.0		
	No. Inverters	[#]	2.00	2.00	1.00	1.00		
	DC/AC ratio	[%]	126.0%	94.5%	132.3%	88.2%		
Plant	Plant Footprint	[ha]	0.55	0.37	0.27	0.16	0.00	0.00
	Radiant Surface	[ha]	0.27	0.16	0.11	0.06	0.00	0.00
Total	Total Plant Footprint	[ha]	1.43	1.34	1.34	1.33	1.27	1.36
	Total Radiant Surface	[ha]	0.69	0.58	0.53	0.49	0.43	0.43
	Total DC Capacity	[kWp]	1,473.68	1,204.45	1,105.26	906.88		906.88

Figura 45
Calcolo superfice, intervento revamping e repowering sostituzione moduli inverter e strutture

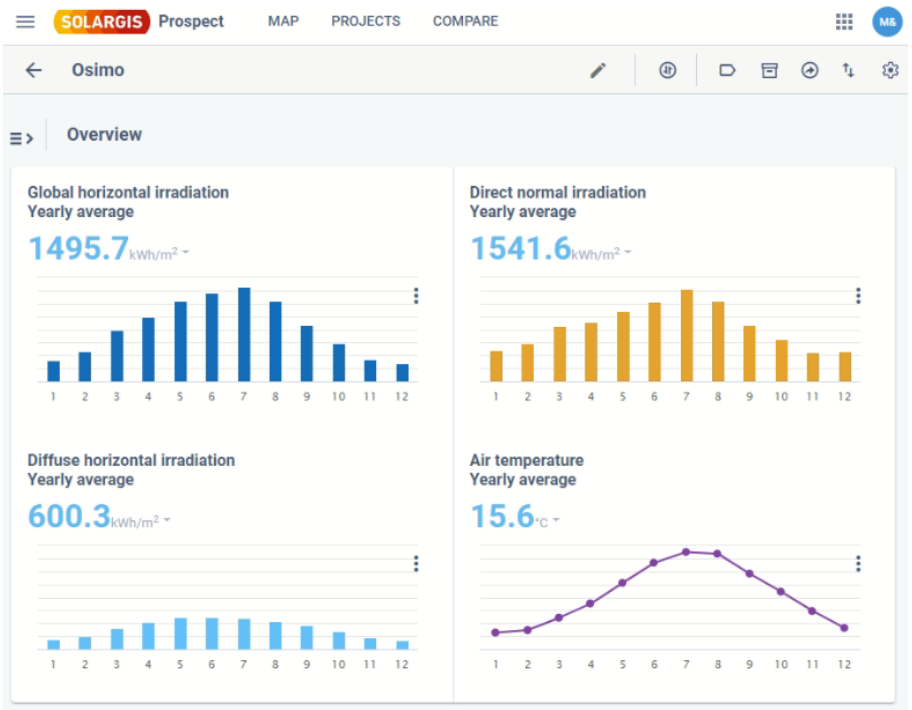
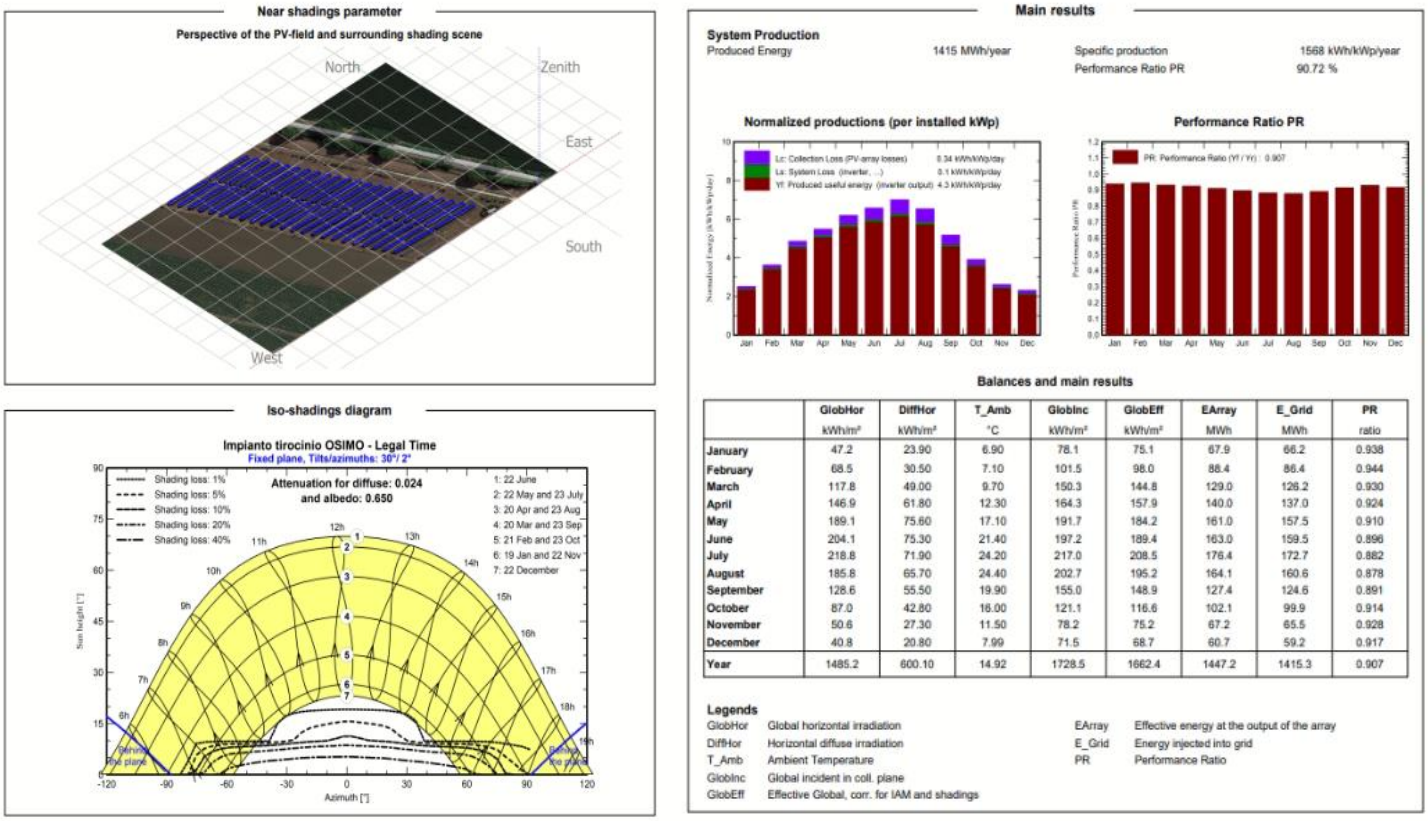


Figura 46
Archivio Solargis Marche



	GlobHor kWh/m²	DiffHor kWh/m²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m²	GlobEff kWh/m²	EArray MWh	E_Grid MWh	PR ratio
January	47.2	23.90	6.90	78.1	75.1	67.9	66.2	0.938
February	68.5	30.50	7.10	101.5	98.0	88.4	86.4	0.944
March	117.8	49.00	9.70	150.3	144.8	129.0	126.2	0.930
April	146.9	61.80	12.30	164.3	157.9	140.0	137.0	0.924
May	189.1	75.60	17.10	191.7	184.2	161.0	157.5	0.910
June	204.1	75.30	21.40	197.2	189.4	163.0	159.5	0.896
July	218.8	71.90	24.20	217.0	208.5	176.4	172.7	0.882
August	185.8	65.70	24.40	202.7	195.2	164.1	160.6	0.878
September	128.6	55.50	19.90	155.0	148.9	127.4	124.6	0.891
October	87.0	42.80	16.00	121.1	116.6	102.1	99.9	0.914
November	50.6	27.30	11.50	78.2	75.2	67.2	65.5	0.928
December	40.8	20.80	7.99	71.5	68.7	60.7	59.2	0.917
Year	1485.2	600.10	14.92	1728.5	1662.4	1447.2	1415.3	0.907

Figura 47
Simulazione PVSyst Marche

Variable	year	1	2	3	4	5	6	7
PV plant		Marche sost moduli	Marche 4.5	Marche 5	Marche 5.5	Marche 6	Marche 6.5	Marche 7
CAPEX	[k€]	-313.3	-839.0	-764.8	-697.9	-646.0	-542.0	-542.0
Cumul_CF_i	2022	-285.3	-737.4	-661.8	-595.0	-549.3	-446.7	-442.8
[k€]	2023	-255.5	-630.2	-553.3	-486.6	-447.5	-346.6	-338.5
	2024	-224.2	-518.5	-440.4	-373.8	-341.4	-242.2	-229.8
	2025	-191.3	-402.6	-323.0	-256.3	-231.1	-133.4	-116.4
	2026	-158.3	-284.8	-204.0	-137.7	-119.8	-24.4	-2.9
	2027	-125.3	-165.2	-83.6	-18.1	-7.9	84.8	110.9
	2028	-92.2	-44.0	38.0	102.5	104.8	194.1	224.7
	2029	-59.1	79.1	161.1	224.2	218.2	303.7	338.8
	2030	14.5	239.2	319.4	379.6	365.0	444.2	483.3
	2031	7.0	288.5	359.1	410.2	387.5	451.1	490.8
	2032	5.9	344.1	405.5	447.5	416.5	465.2	505.6

Figura 46
Delta cash flow cumulato Marche

Variable	Unit	1	2	3	4	5	6	7
PV plant		Marche sost moduli	Marche 4.5	Marche 5	Marche 5.5	Marche 6	Marche 6.5	Marche 7
DC Capacity	[kWp]	902.52	1,473.68	1,331.98	1,204.45	1,105.26	906.88	906.88
Payback Time	[y]	8.8	7.4	6.7	6.1	6.1	5.2	5.0
NPV 2030	[k€]	-61.7	1.0	80.7	142.9	143.0	228.6	259.4
IRR 2030	[%]	0.8%	5.0%	7.2%	9.2%	9.5%	13.3%	14.3%

Figura 47
Indici di sviluppo economico Marche

6.5 Caso Studio LOMBARDIA

Figura 50
Impianto Lombardia, immagine presa da Google Earth

General	Variable	Unit	5
Name	PV plant		LOMBARDIA
As is	Variable	Unit	5
Structures	Structures typology		Fixed
Modules	Main Module Brand		Upsolar
	Main Module Model		UPM190M
	Main Module Technology		Mono-Si
	Average Module Peak Powe	[Wp]	190
Inverters	Main Inverter Brand		Ingeteam
	Main Inverter Model		Ingecon Sun 500-HE-TL
	Main Inverter Typology		centralized
	Average Inverter Nominal P	[kW]	500
Modules di	Module dimension (L)	[m]	1.580
	Module dimension (W)	[m]	0.808
	Module area	[m2]	1.28
	Modules orientation	[L,P]	Portrait
	Modules arrangement (E-W	[#]	9
	Modules arrangement (N-S	[#]	2
	Modules arrangement		2 x P
	Modules spacing	[m]	0.020
Tables	Table dimension (E-W)	[m]	7.43
	Table dimension (N-S)	[m]	3.18
	Table area	[m2]	23.6
	Tilt	[°]	30°
	Pitch	[m]	7.60
	Tables distance	[m]	0.50
	Tables matrix pitch (E-W)	[m]	7.93
	Tables matrix pitch (N-S)	[m]	7.60
	Tables matrix element area	[m2]	60.3
DC	**DC Capacity**	**[kWp]**	**995.22**
	No. Modules	[#]	5,238
	No. Strings	[#]	291
	No. Mod x string *	[#]	18.0
	No. Equivalent tables *	[#]	291
AC	AC Capacity	[kW]	1,000.0
	No. Inverters	[#]	2
	DC/AC ratio	[%]	99.5%
	Transformers load ratio	[%]	0.0%
Plant	Plant Footprint	[ha]	1.75
	Radiant Surface	[ha]	0.67
	Land Effectiveness	[kWp/ha]	567.3

General	Variable	Unit	5
Name	PV plant		LOMBARDIA
Revamping	Revamping Moduli		Revamping Moduli
Revampin	Variable	Unit	5
Modules	Modules brand		Longi
	Modules model		LR5-72HPH-545M
	Technology		Mono-Si PERC
	Peak power	[Wp]	545
Inverters	Inverter Brand		Ingeteam
	Inverter Model		Ingecon Sun 500-HE-TL
	Inverter Typology		centralized
	Inverter Nominal Power	[kW]	500
Modules di	Module dimension (L)	[m]	2.256
	Module dimension (W)	[m]	1.133
	Module area	[m2]	2.56
	Modules orientation	[L,P]	Landscape
	Modules arrangement (E-W	[#]	3
	Modules arrangement (N-S	[#]	2
	Modules arrangement		x L
	Modules spacing	[m]	0.020
Tables	Table dimension (E-W)	[m]	6.81
	Table dimension (N-S)	[m]	2.29
	Table area	[m2]	15.6
	Tilt	[°]	30°
	Pitch	[m]	7.60
	Tables distance	[m]	0.50
	Tables matrix pitch (E-W)	[m]	7.31
	Tables matrix pitch (N-S)	[m]	7.60
	Tables matrix element area	[m2]	55.5
DC	**DC Capacity**	**[kWp]**	**999.53**
	No. Modules	[#]	1,834
	No. Strings	[#]	131
	No. Mod x string	[#]	14
	No. Equivalent tables *	[#]	306
AC	AC Capacity	[kW]	1,000.0
	No. Inverters	[#]	2
	DC/AC ratio	[%]	100.0%
Plant	Plant Footprint	[ha]	1.70
	Radiant Surface	[ha]	0.47
	Land Effectiveness	[kWp/ha]	588.1
	Ground Cover Ratio	[%]	
	DC Capacity variation	[%]	0.5%
	Free area	[%]	**3.1%**

Figura 51
Calcolo superfice libera intervento di revamping (verde) sostituzione moduli su superfice di impianto As-is (Rossa)

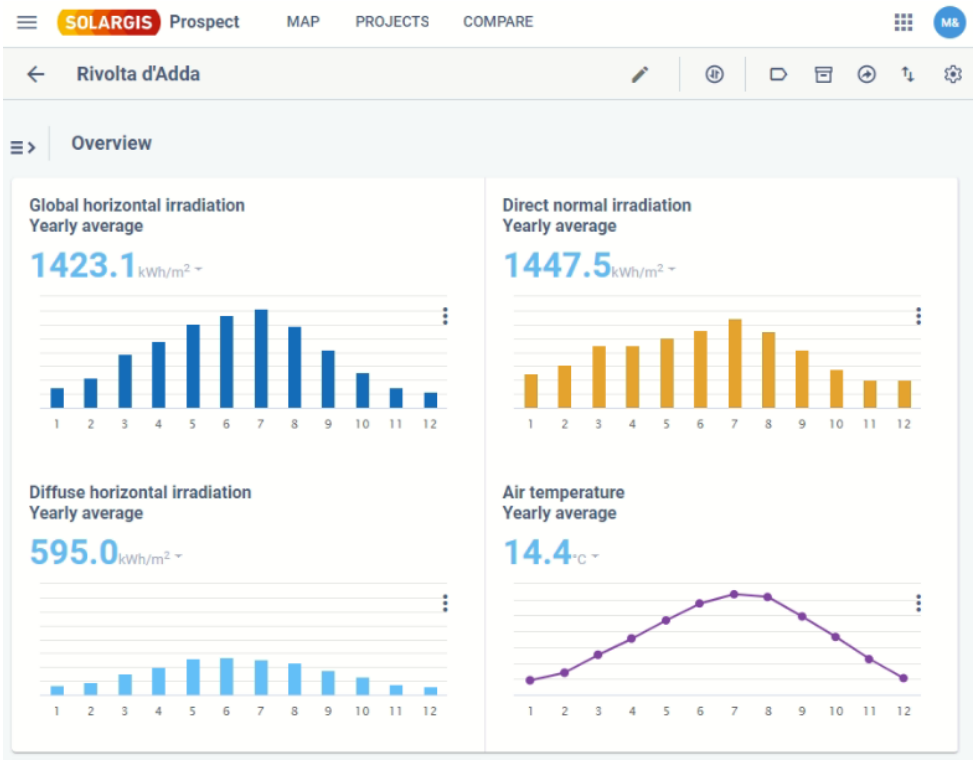
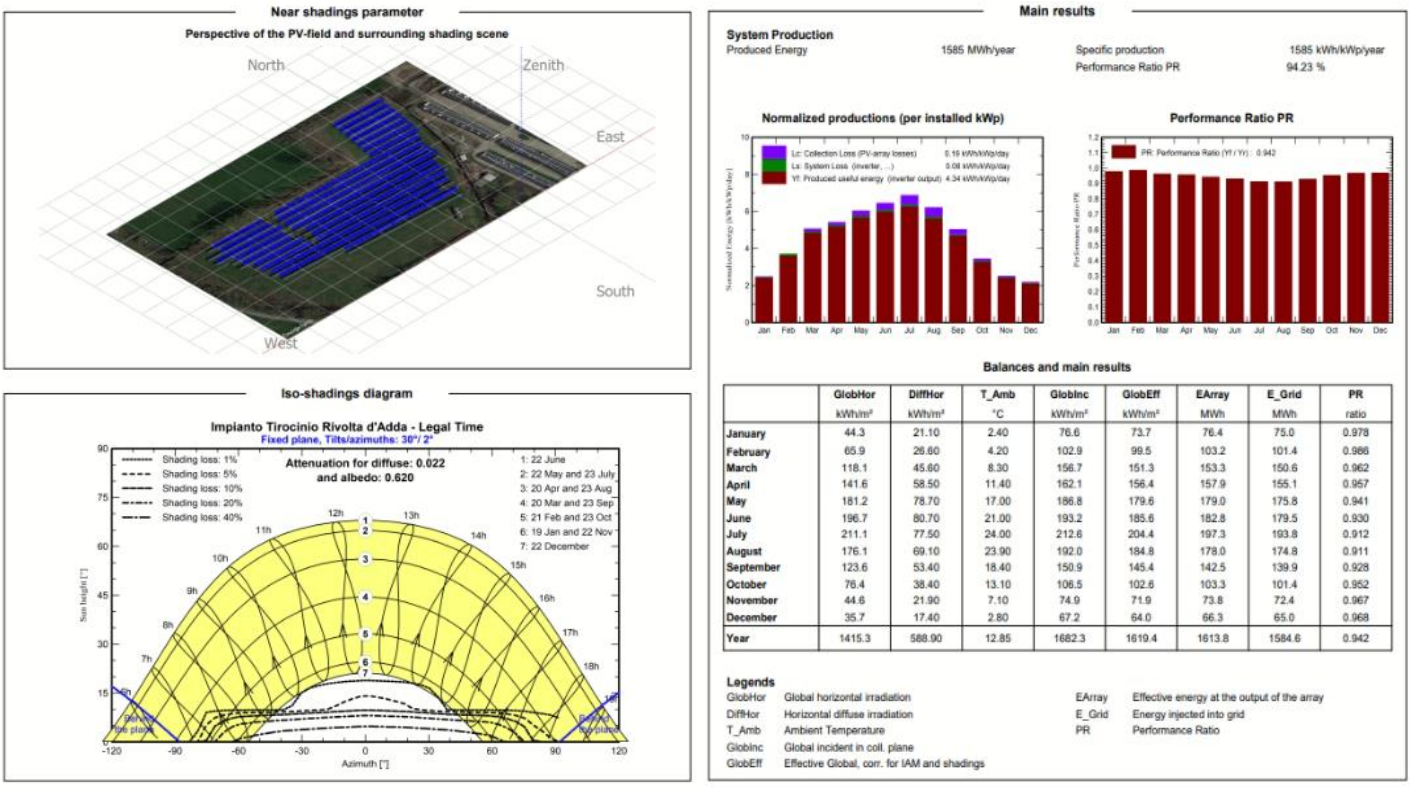


Figura 52
Archivio Solargis, Lombardia



	GlobHor kWh/m²	DiffHor kWh/m²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m²	GlobEff kWh/m²	EArray MWh	E_Grid MWh	PR ratio
January	44.3	21.10	2.40	76.6	73.7	76.4	75.0	0.978
February	65.9	26.60	4.20	102.9	99.5	103.2	101.4	0.986
March	118.1	45.60	8.30	156.7	151.3	153.3	150.6	0.962
April	141.6	58.50	11.40	162.1	156.4	157.9	155.1	0.957
May	181.2	78.70	17.00	186.8	179.6	179.0	175.8	0.941
June	196.7	80.70	21.00	193.2	185.6	182.8	179.5	0.930
July	211.1	77.50	24.00	212.6	204.4	197.3	193.8	0.912
August	176.1	69.10	23.90	192.0	184.8	178.0	174.8	0.911
September	123.6	53.40	18.40	150.9	145.4	142.5	139.9	0.928
October	76.4	38.40	13.10	106.5	102.6	103.3	101.4	0.952
November	44.6	21.90	7.10	74.9	71.9	73.8	72.4	0.967
December	35.7	17.40	2.80	67.2	64.0	66.3	65.0	0.968
Year	1415.3	588.90	12.85	1682.3	1619.4	1613.8	1584.6	0.942

Figura 53
Simulazione PVSyst Lombardia

Variable	year	1	2	3	4	5	6	7
PV plant		Lombardia Sost mod	Lombardia 4.5	Lombardia 5	Lombardia 5.5	Lombardia 6	Lombardia 6.5	Lombardia 7
CAPEX	[k€]	-361.6	-1,031.9	-937.7	-862.3	-793.2	-742.9	-692.7
Cumul_CF_i	2022	-347.2	-955.7	-865.4	-792.2	-727.1	-694.2	-642.0
[k€]	2023	-332.7	-876.2	-790.4	-719.9	-659.2	-644.9	-590.9
	2024	-318.0	-794.4	-713.5	-646.0	-590.0	-595.4	-539.5
	2025	-303.3	-710.9	-635.4	-571.0	-520.0	-545.6	-487.9
	2026	-288.4	-624.8	-555.0	-494.2	-448.6	-495.6	-435.9
	2027	-273.4	-536.2	-472.7	-415.7	-375.9	-445.1	-383.5
	2028	-258.3	-445.4	-388.6	-335.8	-302.0	-394.4	-330.9
	2029	-243.0	-351.6	-302.0	-253.7	-226.5	-343.3	-277.8
	2030	-238.7	-266.4	-224.9	-181.7	-161.6	-304.1	-236.8
	2031	-204.9	-174.1	-140.8	-102.8	-89.3	-257.9	-188.8
	2032	-206.7	-103.8	-83.0	-53.7	-50.0	-246.0	-176.4

Figura 54
Delta cash flow cumulato Lombardia

Variable	Unit	1	2	3	4	5	6	7
PV plant		Lombardia Sost mod	Lombardia 4.5	Lombardia 5	Lombardia 5.5	Lombardia 6	Lombardia 6.5	Lombardia 7
DC Capacity	[kWp]	999.53	1,798.50	1,618.65	1,474.77	1,342.88	1,246.96	1,151.04
Payback Time	[y]	11.0	11.0	11.0	11.0	11.0	11.0	11.0
NPV 2031	[k€]	-242.5	-374.7	-326.0	-278.5	-251.3	-367.0	-302.1
IRR 2031	[%]	-12.2%	-3.1%	-2.8%	-2.2%	-2.1%	-7.2%	-5.5%

Figura 55
Indici di sviluppo economico Lombardia

7 CONCLUSIONI

Le conclusioni che possiamo trarre dalla tesi sono molteplici:

Facendo revamping, la produzione di energia a parità di potenza installata è sempre maggiore rispetto la produzione di energia attuale, a parità di potenza installata, considerando l'aumento di efficienza è possibile installare un sezione aggiuntiva e produrre energia extra, l'impianto in Sicilia a causa della sostituzione dei moduli amorfi nel caso revamping tot + repowering con pitch 4.5 m dell'impianto in As-is con potenza installata di circa 8,4 MW è stato possibile installare altri 6.2 MW, per un totale di 14.6 MW il 173% della potenza installata originale.

Per l'analisi economica è necessario distinguere i risultati, tenendo conto per un investimento economicamente conveniente un IRR del 10% .

I luoghi di installazione che godono di un maggiore radiazione media annua, maggiore albedo e conto energia conveniente sono i più favorevoli a subire interventi di efficientamento e potenziamento.

Considerando che la Sicilia rispetto gli altri impianti ha un costo di investimento più elevato, dovuto allo smontaggio dei moduli amorfi da 75 W, rispetto alla media di 220 W dei moduli in silicio cristallino, l'impianto AS-IS in Sicilia ha 3 volte circa il numero dei moduli che avrebbe avuto se fosse stato inizialmente progettato con i cristallini.

In tutti i casi studio, l'intervento più conveniente è risultato il revamping totale con pitch di 7 m cioè il max ipotizzato, questo perché sfrutta l'aumento della produzione di energia vendibile al prezzo più elevato, il revamping ammortizza il capitale investito a un prezzo di 0.340 $[\frac{k€}{MW}]$ in secondo conto energia, il repowering ammortizza a 0.07 circa $[\frac{k€}{MW}]$.

L'intervento più conveniente rilevato il revamping totale con pitch 7 m in Sardegna, a causa dell'elevata radiazione annua, un buon coefficiente di albedo, tenendo conto che in Italia genericamente varia tra 0.15 e 0.22, con un pay back period (pbp) di 4.1 anni un IRR del 21,4% e un NPV di 572.6 k€, come diminuisce la radiazione media annua la convenienza tende a scemare, infatti il luogo dove l'intervento non risulta mai conveniente è in Lombardia, tenendo conto di un incentivo di 0.210 $[\frac{k€}{MW}]$ dovuto al quarto conto energia di appartenenza.

I risultati mostrano che non sempre è conveniente fare interventi di revamping/repowering per questo è consigliabile affidarsi ad advisor tecnici in grado di stimare adeguatamente il bilancio costi/benefici.

8 Bibliografia

1 https://www.repubblica.it/esteri/2021/10/31/news/g20_seconda_giornata_negoziato_clima_roma-324452350/#:~:text=Il%20G20%20fissa%20come%20proprio,giornata%20dei%20lavori%20del%20G20.

2 Comodi G.; Materiale corso Impianti di conversione energetica, corso Ingegneria Meccanica UNIVPM

3 https://www.rinnovabili.it/featured/pniec-italiano-testo-piano-clima-energia-2030/#:~:text=Il%20PNIEC%20italiano%20prevede%20di,scenario%20di%20riferimento%20PRIMES%202007

4 https://www.ansa.it/canale_ambiente/notizie/energia/2021/07/13/cingolani-nel-nuovo-pniec-114-gigawatt-rinnovabili-al-2030_05d2fa1c-17eb-434c-8843-5f595dfe502f.html

5 Ricci. R.; Materiale del corso di Energetica, corso Ingegneria Meccanica UNIVPM

6 Rapporto Solare; Rapporto statistico GSE 2020

7 Camera dei deputati, servizi studio; I Primi Tre conti energia "servizio studio, 11 marzo 2013"

8 Sonepar Italia; Sintesi Quarto CONTO ENERGIA

9 DLA PIPER; A SUMMARY OF CONTO ENERGIA 5

10 https://www.mcenergy.it/decreto-spalma-incentivi.php

11 Ministero dello sviluppo economico e Ministero dell'Ambiente; PIANO NAZIONALE INTEGRATO ENERGIA E CLIMA

12 RAPPORTO DELLE ATTIVITA' GSE 2020

13 https://www.saem-fotovoltaico.it/revamping-repowering-impianto-fotovoltaico

14 https://www.4-energy.it/revamping-e-repowering-faq-gse

15 https://www.rinnovabili.it/energia/fotovoltaico/fotovoltaico-italiano-revamping-repowering/

16 https://www.schiavispa.it/blog/territorio/revamping-repowering-fotovoltaico/

17 Pvshield; Revamping fotovoltaico: il punto della situazione https://www.pvshield.com/blog/100-revamping-fotovoltaico-il-punto-della-situazione/

18 https://www.ilfattoquotidiano.it/2021/06/24/smaltimento-dei-pannelli-solari-le-nuove-linee-guida-aprono-la-strada-al-mercato-grigio-e-nero-la-filiera-del-riciclo-chiede-modifiche/6237953/

19 https://quifinanza.it/green/smaltimento-pannelli-solari-come-fare-costi/466567/

20 https://www.4-energy.it/quali-sono-i-problemi-piu-frequenti-dei-pannelli-fotovoltaici

21 https://it.dsnsolar.com/info/solar-pv-module-faults-and-failings-41955619.html

22 https://www.marcodalpra.it/2019/08/ancora-sui-moduli-fotovoltaici-colpiti-dalla-grandine/

23 http://www.clinicadelfotovoltaico.it/2017/02/16/effetto-bava-di-lumaca-sui-moduli-fotovoltaici

24 Guerrero-Lemus, R.; et al; Bifacial solar photovoltaics – A technology review

25 Urrejols, E.; et al; bifiPV2020 Bifacial Workshop: A Technology Overview

26 Muehleisen W.; Energy yield measurement of an elevated PV system on a white flat roof and a performance comparison of monofacial and bifacial modules

27 Kopecek, R.; Libal,L.; Bifacial Photovoltaics 2021: Status, Opportunities and Challenges

28 Vantaggi e svantaggi di un sistema di inseguitori solari - Conoscenza - DS New Energy (dsnsolar.com)

29 Fotovoltaico: inseguitore monoassiale o biassiale? - RINNOVABILANDIA

30 Pannelli solari bifacciali che seguono il sole, +35% di resa (rinnovabili.it)
31 Rodriguez-Gallegos, C.D.; Monofacial vs bifacial Si-based PV modules: Which one is more cost-effective?
32 Comodi G.; “Materiale del corso Impianti di Conversione Energetica” corso Ingegneria Meccanica Magistrale
33 Barile S.; Sancetta G.; Le decisioni di investimento: VAN; TIR e METODI ALTERNATIVA” Università Sapienza di Roma