



UNIVERSITA' POLITECNICA DELLE MARCHE
FACOLTA' DI INGEGNERIA

Corso di Laurea in Ingegneria Meccanica

ANALISI TECNICO – ECONOMICA DI UN IMPIANTO FOTOVOLTAICO ALLA
LUCE DELLE NORMATIVE VIGENTI

*Technical – Economic analysis of a photovoltaic system according to
current regulation*

Relatore:

Prof. Ing. Gianluca Coccia, PhD

Tesi di Laurea di:

Benedettelli Alessandro

Anno Accademico 2022/2023

INDICE

INTRODUZIONE	10
CAPITOLO 1. STATO DELL'ARTE	12
1.1 ENERGIA SOLARE	13
1.2 CRISI ENERGETICA	15
1.3 PREVISIONI IEA 2022-2027	15
1.4 INIZIATIVE POLITICHE	18
1.5 SVILUPPO E PRODUZIONE TECNOLOGICA	21
1.6 INVESTIMENTI	22
1.8 SITUAZIONE ENERGETICA NAZIONALE	23
1.9 PIANIFICAZIONE E OBIETTIVI 2030	25
1.10 RILEVANZA DEGLI ASPETTI BUROCRATICI	26
1.11 FOTOVOLTAICO IN ITALIA - RAPPORTO GSE 2022	27
CAPITOLO 2. REVAMPING FOTOVOLTAICO	32
2.1 PERFORMANCE RATIO (PR)	32
2.2 PERCHE' SI EFFETTUA IL REVAMPING?	38
2.3 PRINCIPALI INTERVENTI DI REVAMPING	39
2.4 INSEGUITORI SOLARI (TRACKER)	41
2.5 CLASSIFICAZIONE	42
2.6 SCELTA DEI SISTEMI DI INSEGUIMENTO	49
CAPITOLO 3. IL PROGETTO	50
3.1 DESCRIZIONE DELL'INTERVENTO DI REVAMPING	51
3.2 ASPETTI SIGNIFICATIVI AI FINI AUTORIZZATIVI	54
3.5 CONFRONTO STATO ATTUALE E STATO DI PROGETTO	55
3.6 STIMA DEI COSTI DI INTERVENTO	64
3.7 CONFRONTO: ANALISI ECONOMICA	65
3.8 CONSIDERAZIONI	73
CAPITOLO 4. CONCLUSIONI	76
BIBLIOGRAFIA E SITOGRAFIA	78

INDICE DELLE FIGURE

FIGURA 1: CAPACITÀ DI POTENZA CUMULATIVA [1].....	12
FIGURA 2: PRODUZIONE DI ENERGIA FOTOVOLTAICA NELLO SCENARIO NET ZERO (ANALISI DEL 10/07/2023) [4].....	14
FIGURA 3: AGGIUNTE TOTALI DI CAPACITÀ DI ELETTRICITÀ RINNOVABILE, 2001-2027 (ULTIMO AGGIORNAMENTO NEL 6/12/22) [6].....	16
FIGURA 4: PRODUZIONE GLOBALE DI ELETTRICITÀ PER TECNOLOGIA DEL 2015-2021-2027 (24/11/2022) [7].....	17
FIGURA 5: CRESCITA DELLA CAPACITÀ RINNOVABILE DI ALCUNI PAESI (24/11/2022) [6].	19
FIGURA 6: CRESCITA DI CAPACITÀ ENERGETICA SOLARE DISTRIBUITA [6].	21
FIGURA 7: POTENZA ELETTRICA TOTALE INSTALLATA IN TERRITORIO ITALIANO [10].....	24
FIGURA 8: STORICO DELLA POTENZA FOTOVOLTAICA INSTALLATA (DAL 2008 AL 2022) [10].....	26
FIGURA 9: ENERGIA CUMULATA [kWh/m²] ANNUALE NEL 2021 (A SINISTRA) E DEL 2022 (A DESTRA) [12].....	28
FIGURA 10: NUMEROSITÀ DEGLI IMPIANTI AL TERMINE DEL 2022 SUDDIVISI PER POTENZA E SETTORE DI APPLICAZIONE [13].....	29
FIGURA 11: POTENZA FOTOVOLTAICA INSTALLATA E SUDDIVISA NEI VARI SETTORI [13].....	29
FIGURA 12: STORICO DELL'ANDAMENTO SIMULTANEO TRA POTENZA INSTALLATA ED IL NUMERO DI INSTALLAZIONI [14].....	30
FIGURA 13: SUNNY SENSOR BOX [16].....	34
FIGURA 14: DATI RACCOLTI DAL SENSORE SOLARE DURANTE LA GIORNATA DEL 16/05/2008 [17].	35
FIGURA 15: INSEGUITORE SOLARE (TRACKER).	41
FIGURA 16: INSEGUITORE DI TILT.	44
FIGURA 17: INSEGUITORE DI ROLLIO.....	45
FIGURA 18: INSEGUITORE DI AZIMUT.....	46
FIGURA 19: INSEGUITORI AD ASSE POLARE.	47
FIGURA 20: INSEGUITORE DI AZIMUT-ELEVAZIONE.....	48
FIGURA 21: VISTA AEREA DELL'IMPIANTO SOGGETTO A REVAMPING.....	50
FIGURA 22: SCHEDA TECNICA DEI MODULI DELLO STATO ATTUALE.	57

FIGURA 23: SCHEDA TECNICA DEGLI INVERTERS DELLO STATO ATTUALE.	58
FIGURA 24: SCHEDA TECNICA DEI MODULI DELLO STATO DI PROGETTO.....	60
FIGURA 25: SCHEDA TECNICA DEGLI INVERTERS DELLO STATO DI PROGETTO.	61
FIGURA 26: TRACKER FOTOVOLTAICO.....	63
FIGURA 27: ANDAMENTO ANNUALE DELL'ENERGIA PRODOTTA DALL'IMPIANTO PRIMA DELL'INTERVENTO.	66
FIGURA 28: ANDAMENTO ANNUALE DELL'ENERGIA PRODOTTA DALL'IMPIANTO DOPO L'INTERVENTO.	68
FIGURA 29: ANDAMENTO ANNUALE DEI FLUSSI DI CASSA (PERIODO DI 10 ANNI).....	72
FIGURA 30: ANDAMENTO ANNUALE DEI FLUSSI DI CASSA (PERIODO DI 12 ANNI).....	74

INDICE DELLE TABELLE

TABELLA 1: CLASSIFICAZIONE DEI TRACKER MONOASSIALI E BIASSIALI CON I RELATIVI INCREMENTI DI POTENZA [18].	42
TABELLA 2: DATI PROGETTUALE DELL'IMPIANTO PRIMA DEL REVAMPING.	55
TABELLA 3: DATI PROGETTUALI DELL'IMPIANTO DOPO IL REVAMPING.....	58
TABELLA 4: COMPUTO METRICO DELL'INTERVENTO.....	64
TABELLA 5: DATI PROGETTUALI DELL'IMPIANTO PRIMA DEL REVAMPING.	65
TABELLA 6: TARIFFE INCENTIVANTI DELL'ANNO 2012 AI SENSI DEL D.M. 5 MAGGIO 2011 [19].....	66
TABELLA 7: DATI PROGETTUALI DELL'IMPIANTO DOPO IL REVAMPING.....	68
TABELLA 8: DATI IMPIEGATI NELL'ANALISI ECONOMICA.	70
TABELLA 9: RIDUZIONI PREVISTE DELLE TARIFFE INCENTIVANTI A DECORRERE DAL 2013 [19].....	74

ACRONIMI

FER – Fonti di Energia Rinnova

IEA – Agenzia Internazionale dell’Energia

NZE – Net Zero Emission

SDG – Sustainable Development Goals

IRA – Inflation Reduction Act

PPA – Power Purchasing Agreement

PNIEC - Piano Nazionale Integrato per l’Energia e il Clima

MASE – Ministero dell’Ambiente e della Sicurezza Energetica

VIA – Valutazione Impatto Ambientale

AU – Autorizzazione Unica

PUA – Provvedimento Unico Ambientale

MIC – Ministero della Cultura

GAUDI’ – Gestione delle Anagrafiche Uniche Degli Impianti di produzione

GSE – Gestore dei Servizi Energetici

PR – Performance Ratio

PID – Potential Induced Degradation

DC/AC – Corrente Continua/Alternata

FTV – Fotovoltaico

MT/BT – Media/Bassa Tensione

PET - polietilene tereftalato

PUN – Prezzo Unico Nazionale

GME – Gestore dei Mercati Energetici

O&M – Operation and Maintenance

A&M – Asset and Management

INTRODUZIONE

Il prezzo del petrolio sempre più elevato e l'inquinamento sempre meno sostenibile rendono le fonti di energia rinnovabile un'irrinunciabile necessità ed un'alternativa alle fonti di energia tradizionali. Inoltre, gli incentivi economici e gli enormi passi avanti della tecnologia elettronica consentono l'impiego di impianti fotovoltaici in modo semplice ed economicamente conveniente, con l'utilizzo di apparecchiature per la connessione diretta in rete che consentono appunto di usufruire degli incentivi statali sul totale dell'energia prodotta.

Nel presente elaborato viene analizzato e valutato un progetto di manutenzione ed ammodernamento tecnologico di un impianto fotovoltaico o meglio definito come progetto di Revamping, condotto presso lo studio di Ingegneria Master Tech in provincia di Fermo. Lo studio ha sulle proprie spalle più di dieci anni di esperienza nell'ambito energetico, contando progetti con focus nel fotovoltaico dell'ordine di grandezza di oltre 50 MW di potenza diffusi in quattro continenti.

Verrà dunque illustrata la scheda tecnica con le specifiche tecniche dell'impianto già esistente e con connessione alla rete elettrica nazionale, che vede come proprietari dell'impianto una grande azienda danese che per anni ha investito il suo capitale nel settore fotovoltaico contando più di 1400 progetti.

Nel primo Capitolo "Lo stato dell'arte", è presente una panoramica prima di interesse globale ed a seguire a livello nazionale della situazione energetica e sostenibilità delle fonti rinnovabili, facendo luce sugli obiettivi prefissati dagli stati membri della Commissione Europea, volti ad abbandonare gradualmente le fonti di energia tradizionali per affacciarsi alle FER. Alla fine delle relative discussioni verrà illustrata la situazione globale e nazionale in campo di energia solare.

Il secondo capitolo è dedicato ad evidenziare l'importanza del mantenimento di un impianto fotovoltaico in buone condizioni, facendo riferimento sia alle opere di manutenzione ordinaria, sia agli interventi di ammodernamento tecnologico che hanno l'obiettivo di mantenere elevate le prestazioni dell'impianto e quindi mantenere un certo livello di resa energetica.

Il terzo capitolo non è altro che lo studio relativo all'intervento di Revamping rivolto all'impianto già esistente e precedentemente menzionato all'inizio del paragrafo. Dunque, si avrà un elaborato della scheda tecnica di progetto nella quale saranno riportati sia gli aspetti tecnici sia gli aspetti economici, con la volontà di mettere in evidenza le caratteristiche precedenti e successive all'intervento di manutenzione.

In fine, l'ultimo capitolo sarà dedicato alle conclusioni con osservazioni riguardanti il risultato ottenuto dall'analisi tecnica ed economica

CAPITOLO 1. STATO DELL'ARTE

Le Direttive Europee hanno individuato nel settore elettrico una serie di linee guida per il raggiungimento degli obiettivi prefissati a partire dal programma 20-20-20¹, fino a quelli fissati per il 2030 e 2050. Questa volontà di cambiamento vede come protagoniste le Fonti Energetiche Rinnovabili (FER) che permettono di intraprendere un percorso che parte da un settore energetico basato sui combustibili fossili, verso uno a zero emissioni di carbonio. Lo sviluppo delle FER è un processo complesso che coinvolge un gran numero di variabili decisionali e problematiche legate non solo agli aspetti tecnici e tecnologici, ma anche a quelli ambientali, sociali e culturali. Con la crescente penetrazione delle FER e dei dispositivi di accumulo delle stesse, la progettazione e la gestione delle reti elettriche tradizionali richiede il passaggio da un sistema centralizzato ad uno decentralizzato e policentrico, in cui i consumatori tradizionalmente passivi diventano prosumer² attivi. Al giorno d'oggi la transizione energetica dai combustibili fossili alle fonti energetiche rinnovabili rappresenta un fattore chiave nella strategia globale per ridurre il riscaldamento globale e mitigare gli effetti dei cambiamenti climatici.

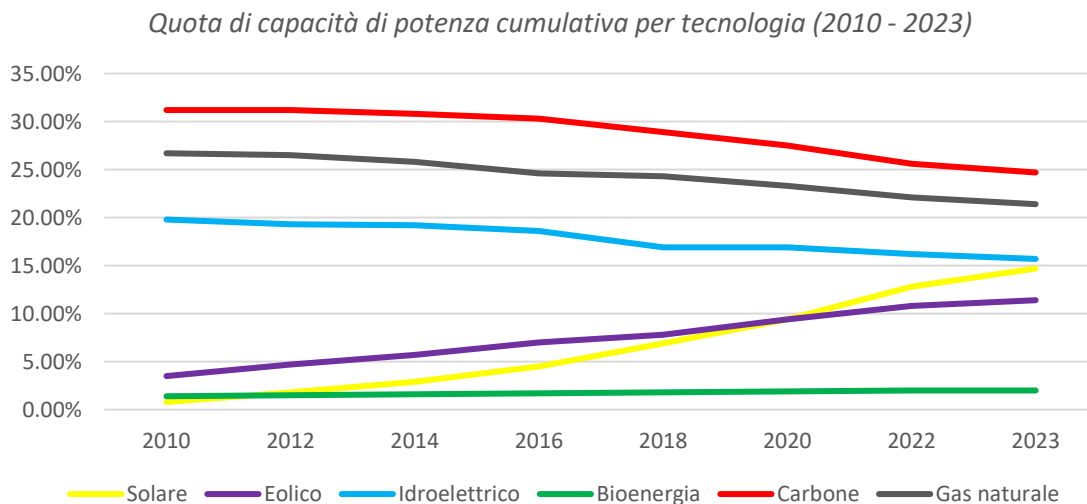


Figura 1: Capacità di potenza cumulativa [1].

¹ Il piano 20-20-20 è una direttiva dettata dall'UE, i quali target medi di sostenibilità da raggiungere entro il 2020 sono: alzare al 20% la quota di energia prodotta da fonti rinnovabili; portare al 20% il risparmio energetico; ridurre le emissioni di gas serra del 20%.

² Il destinatario di beni o servizi che non si limita al ruolo passivo di consumatore, ma partecipa attivamente alla vendita di energia.

Secondo molte agende politiche, il settore dell'energia elettrica ha il maggior potenziale per il raggiungimento degli obiettivi (a livello europeo) per il 2030, si parla difatti di una riduzione del 40% delle emissioni di gas a effetto serra rispetto ai livelli del 1990, di una quota di almeno il 32% di energie rinnovabili presenti e di un miglioramento di almeno il 32,5% dell'efficienza energetica. Successivamente, nella Roadmap 2050³ dell'UE la Commissione ha esteso questi precedenti obiettivi a breve ed a lungo termine fissando una riduzione dell'80-95% delle emissioni di gas a effetto serra entro il 2050, sempre riferendosi ai valori registrati a partire dal 1990 [2].

Secondo Eurostat (2017), in Europa la quota di energia prodotta da FER ha raggiunto nel 2017 il 17,5% del consumo finale lordo di energia. Con una percentuale del 54,5%, la Svezia ha avuto la quota più alta, seguita dalla Finlandia (41,0%), dalla Lettonia (39,0%), Danimarca (35,8%) e Austria (32,6%). L'Italia ha raggiunto una quota di FER del 18,1% nel consumo energetico lordo, che è composto dall'1,4% di energia solare. Undici Stati membri hanno già raggiunto l'obiettivo dell'UE di una quota del 20% di FER, ma l'Europa deve ancora incrementare gli investimenti al riguardo per raggiungere gli obiettivi del 2030, poiché secondo il rapporto dell'Agenzia internazionale dell'energia (IEA 2016), la sua generazione rinnovabile è leggermente aumentata meno di altre regioni del mondo [2, p. 78].

1.1 ENERGIA SOLARE

Il solare fotovoltaico è una tecnologia molto modulare che può essere prodotta in grandi impianti, il che crea economie di scala, ma può anche essere implementata in ambiti che richiedono una taglia di impianto di gran lunga minore. Ciò consente un'ampia gamma di applicazioni, dai piccoli sistemi residenziali su tetto fino alle installazioni di generazione di energia su larga scala. Nonostante gli aumenti dei costi di investimento dovuti all'aumento dei prezzi delle materie prime, il fotovoltaico solare su larga scala è l'opzione meno costosa per la generazione di elettricità, questo vale anche in una maggioranza significativa di paesi in tutto il mondo. Anche il fotovoltaico solare distribuito, come il solare sui tetti degli edifici, è destinato a una crescita più rapida a causa dell'aumento dei prezzi dell'elettricità al

³ Esso costituisce un documento pubblicato il 15 Dicembre 2011 dalla Commissione europea, con l'obiettivo di definire un quadro normativo atto a promuovere le FER

dettaglio e del continuo crescere del sostegno politico rivolto a queste moderne fonti di energia. L'eccezionale crescita della diffusione del fotovoltaico negli ultimi anni dovrà continuare ad aumentare per seguire lo scenario Net Zero Emissions entro il 2050, che richiede inoltre una politica ambiziosa. Lo Scenario Net Zero Emissions by 2050 (NZE) è uno scenario normativo IEA che mostra un percorso per il settore energetico globale atto a raggiungere emissioni nette zero di CO₂ entro il 2050 [3].

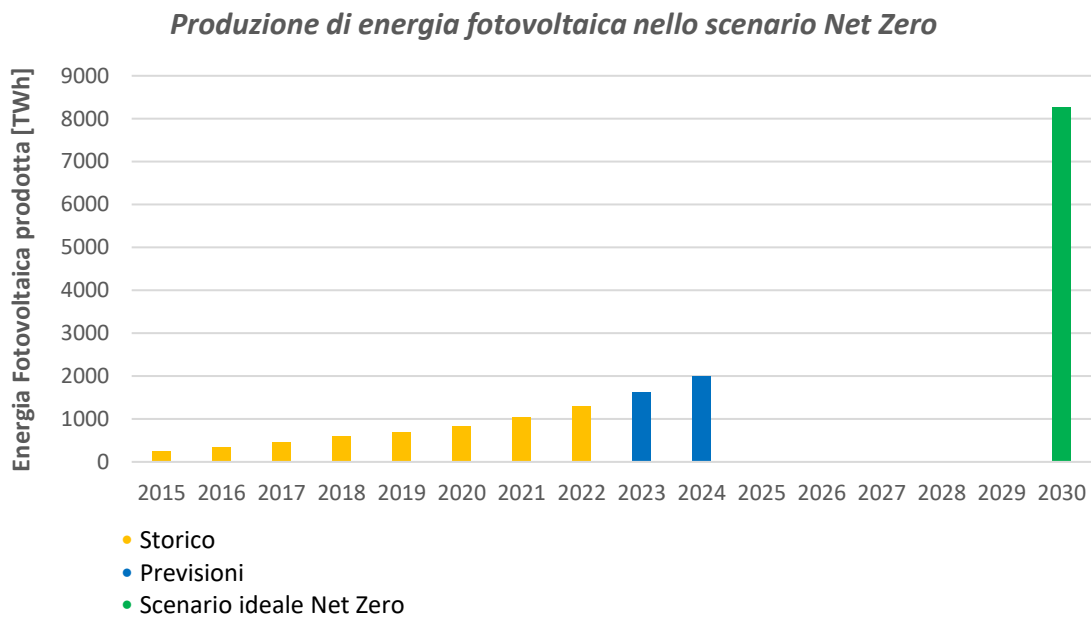


Figura 2: Produzione di energia fotovoltaica nello scenario Net Zero (analisi del 10/07/2023) [4].

Questo scenario soddisfa anche i principali obiettivi di sviluppo sostenibile delle Nazioni Unite (SDG) relativi all'energia, in particolare raggiungendo l'accesso universale all'energia entro il 2030 e importanti miglioramenti della qualità dell'aria. È coerente con la limitazione dell'aumento della temperatura globale a 1,5 °C senza il superamento della temperatura o comunque entro certi limiti.

1.2 CRISI ENERGETICA

La prima crisi energetica veramente globale, innescata dall'invasione russa dell'Ucraina, ha innescato uno slancio senza precedenti per le energie rinnovabili. Le interruzioni della fornitura di combustibili fossili hanno sottolineato i vantaggi in termini di sicurezza energetica dell'elettricità rinnovabile generata a livello nazionale, portando molti paesi a rafforzare le politiche a sostegno delle energie rinnovabili. Nel frattempo, l'aumento dei prezzi dei combustibili fossili in tutto il mondo ha migliorato la competitività della produzione solare fotovoltaica ed eolica rispetto ad altri combustibili. La guerra, dunque, sta accelerando la transizione energetica dell'Europa. La crisi energetica ha colpito l'UE mentre si stava già discutendo di obiettivi ambiziosi in materia di energie rinnovabili. Dopo che la Russia ha invaso l'Ucraina nel febbraio 2022, la sicurezza energetica è emersa come un'ulteriore forte motivazione per accelerare la diffusione delle energie rinnovabili. A livello UE, il piano REPowerEU della Commissione Europea pubblicato nel maggio 2022 propone di porre fine alla dipendenza del blocco dai combustibili fossili russi entro il 2027. Tra gli altri obiettivi, il piano mira ad aumentare la quota di energie rinnovabili nel consumo finale di energia al 45% entro il 2030, superando il 40% precedentemente in trattativa [5].

1.3 PREVISIONI IEA 2022-2027

Secondo alcune previsioni dell'International Energy Agency, l'espansione della capacità rinnovabile nei prossimi cinque anni sarà molto più rapida di quanto previsto nel 2021. Difatti facendo riferimento a questo pronostico ci si aspetta che nel periodo 2022-2027, le rinnovabili crescano di quasi 2 400 GW, quantità pari all'intera capacità di potenza installata della Cina oggi. Questa è un'accelerazione dell'85% rispetto ai cinque anni precedenti e quasi il 30% in più rispetto a quanto previsto nel rapporto dello scorso anno, condotto dal medesimo ente; rendendola la più grande revisione al rialzo mai vista in questo ambito. Secondo quanto dichiarato da queste revisioni, le energie rinnovabili arriverebbero a rappresentare oltre il 90% dell'espansione della capacità elettrica globale nel periodo sopracitato.

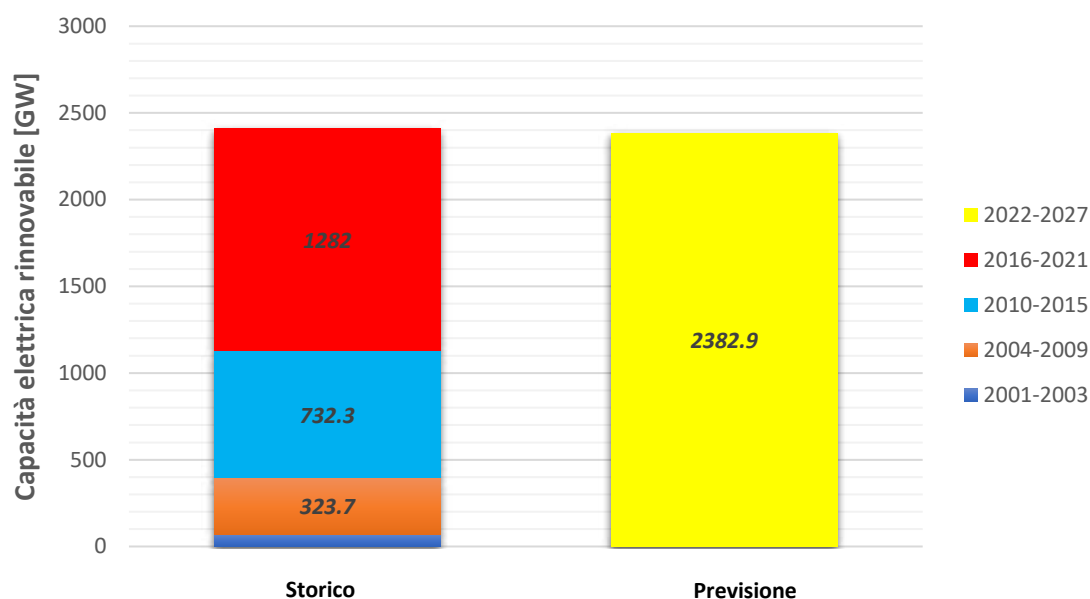


Figura 3: Aggiunte totali di capacità di elettricità rinnovabile, 2001-2027 (ultimo aggiornamento nel 6/12/22) [6].

La revisione al rialzo vede come principali protagonisti la Cina, Unione Europea, Stati Uniti e India, che stanno tutti implementando le politiche, riforme normative e di mercato già esistenti, introducendone anche di nuove più rapidamente del previsto, il tutto per contrastare la forte crisi energetica. Basti fare riferimento alle principali iniziative dei paesi menzionati in precedenza:

- il 14° piano quinquennale della Cina e le varie riforme del mercato,
- il piano REPowerEU
- l'Inflation Reduction Act degli Stati Uniti

Queste iniziative rappresentano infatti i principali motori trainanti delle previsioni riviste. Stando quindi a quanto dichiarato dalla revisione dell'IEA le energie rinnovabili diventeranno la più grande fonte di generazione globale di elettricità entro l'inizio del 2025, superando il carbone. Si prevede che la loro quota tra le varie fonti di energia sfruttabili (anche quelle tradizionali) aumenterà di dieci punti percentuali nel periodo di previsione, raggiungendo il 38% nel 2027.

PRODUZIONE GLOBALE DI ELETTRICITÀ PER TECNOLOGIA

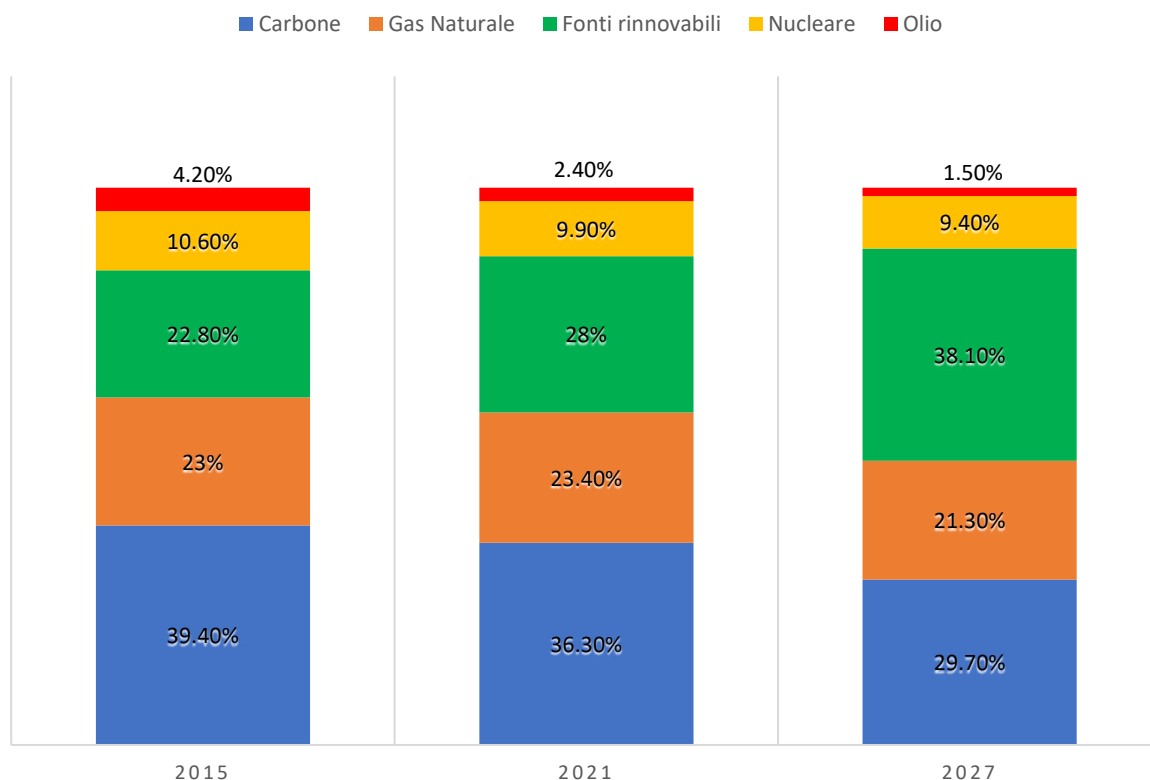


Figura 4: Produzione globale di elettricità per tecnologia del 2015-2021-2027 (24/11/2022) [7].

Le energie rinnovabili sono l'unica fonte di generazione di elettricità la cui quota dovrebbe crescere, con quote in calo per la produzione di carbone, gas naturale, nucleare e petrolio. L'elettricità da eolico e solare fotovoltaico sarà più che raddoppiata nei prossimi cinque anni, sostiene il rapporto dell'ente internazionale, fornendo quasi il 20% della produzione globale di energia nell'anno di fine previsione. Queste due tecnologie variabili rappresenteranno l'80% dell'aumento globale della produzione rinnovabile, il che richiederà ulteriori fonti di flessibilità del sistema energetico, necessitando dunque di grandi investimenti volti a potenziare ed ampliare gli attuali sistemi di rete elettrica, dato che ancora in molti paesi industrializzati risulta che i sistemi energetici siano stati realizzati all'inizio del XX secolo [2]. La capacità cumulativa solare fotovoltaica è quasi triplicata sempre basandosi sulle revisioni dell'IEA, crescendo di quasi 1.500 GW superando il gas naturale entro il 2026 e come già sottolineato in precedenza, il carbone entro il 2027.

1.4 INIZIATIVE POLITICHE

Uno dei fattori fondamentali che concorre al passaggio verso le FER è costituito dal contributo dei paesi nell'affrontare le sfide politiche, normative, di autorizzazione e finanziamento. Se si volesse affrontare questo discorso, si potrebbe pensare che la situazione sia rappresentata dal seguente quadro generale in cui:

- la maggior parte delle economie avanzate deve affrontare problemi di implementazione, in particolare legati all'autorizzazione e all'espansione delle infrastrutture di rete;
- nelle economie emergenti, le incertezze politiche e normative rimangono ancora i principali ostacoli a una più rapida espansione delle energie rinnovabili;
- nelle economie in via di sviluppo, la debole infrastruttura di rete e la mancanza di accesso a finanziamenti a prezzi accessibili ostacolano la tempestiva messa in servizio dei progetti.

Se i paesi dovessero affrontare questi vincoli burocratici ed autorizzativi, la capacità rinnovabile globale potrebbe espandersi ulteriormente ed in maniera più tempestiva. Questo aumento più rapido ridurrebbe significativamente il divario sulla quantità di crescita dell'elettricità rinnovabile necessaria in un percorso verso emissioni nette zero entro il 2050. Un' altro aspetto che sollecita la produzione dell'elettricità rinnovabile in Europa oltre alla sicurezza energetica, riguarda le ambizioni climatiche, poiché rappresenta uno dei temi di attualità che interessa l'intero globo. Molti paesi europei hanno approvato o proposto piani d'azione per aumentare ulteriormente le proprie ambizioni, aumentando il sostegno politico per sensibilizzare su questo tema. La Germania ha aumentato gli obiettivi per l'elettricità rinnovabile, ha introdotto volumi d'asta più elevati e ha migliorato la remunerazione per il fotovoltaico distribuito, riducendo al contempo i tempi di autorizzazione. La Spagna ha semplificato le autorizzazioni per gli impianti solari fotovoltaici ed eolici e ha aumentato la capacità della rete per i nuovi progetti di energia rinnovabile. Una più rapida accelerazione del fotovoltaico eolico e solare richiederebbe agli Stati membri dell'UE di ridurre i tempi di autorizzazione e licenza, estendere i programmi di aste con programmi chiari, riprogettare le aste per riflettere l'aumento del costo delle energie rinnovabili e i loro vantaggi in termini di sicurezza energetica e

migliorare i sistemi di incentivi per la generazione solare fotovoltaica distribuita. Per cui adottare questi cambiamenti equivale ad indirizzare l'Europa sulla buona strada per conseguire gli obiettivi di REPowerEU.

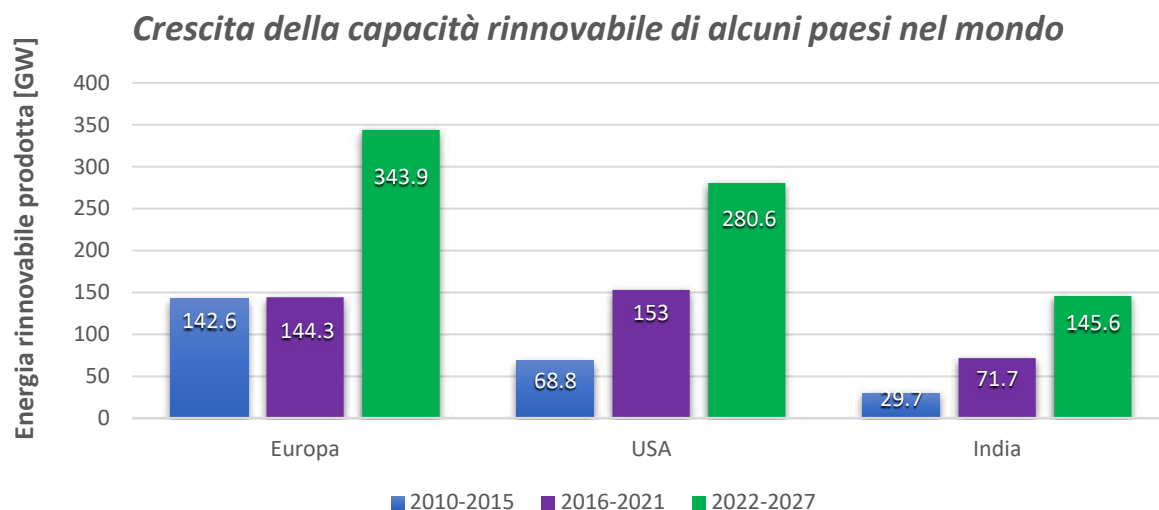


Figura 5: Crescita della capacità rinnovabile di alcuni paesi (24/11/2022) [6].

Gli interventi di mercato devono proteggere i cittadini dai costi elevati, ma senza andare a logorare il valore di mercato assunto da queste tecnologie innovative e quindi senza danneggiare i nuovi investimenti nelle energie rinnovabili. Nell'ottobre 2022, il Consiglio europeo ha approvato regolamenti di emergenza per proteggere i clienti vulnerabili dai prezzi elevati dell'energia, comprese le imposte sugli utili straordinari sui generatori di elettricità. Sebbene ci sia una forte motivazione alla base di questi interventi, il loro impatto deve essere valutato in termini di potenziale danno alla capacità degli sviluppatori rinnovabili di investire in nuovi progetti. Gli interventi di mercato attuali e proposti in Europa (come le capitalizzazioni di mercato all'ingrosso e le tasse sui profitti straordinari) potrebbero creare incertezze per gli investimenti nelle energie rinnovabili se non sono ben progettati o coordinati tra i paesi. Inoltre, la crisi energetica in corso ha anche innescato nuove discussioni all'interno dell'Unione Europea riguardo al possibile assetto futuro del mercato elettrico. Queste proposte di riforma potrebbero, in linea di principio, promuovere la diffusione delle energie rinnovabili guidata dal mercato, garantire la sicurezza energetica e incoraggiare gli investimenti nelle risorse di flessibilità. Tuttavia, è

importante che qualsiasi proposta sia preparata con attenzione e trasparenza, con chiara visibilità sui tempi e coinvolgendo tutte le parti interessate, al fine di evitare indesiderate incertezze tra gli investitori.

Come già accennato i paesi e le regioni che stanno compiendo notevoli progressi per far progredire il solare fotovoltaico vedono come promotori:

- La Cina, in quanto continua a guidare in termini di aumento della capacità solare fotovoltaica, con 100 GW aggiunti nel 2022, quasi il 60% in più rispetto al 2021. Il 14° piano quinquennale per l'energia rinnovabile, pubblicato nel 2022, prevede obiettivi ambiziosi per l'implementazione, che dovrebbero comportare un'ulteriore crescita della capacità nei prossimi anni.
- L'Unione Europea, volta ad accelerare la diffusione del solare fotovoltaico in risposta alla crisi energetica, con 38 GW aggiunti nel 2022, un aumento del 50% rispetto al 2021. Si prevede che le nuove politiche e gli obiettivi proposti nel piano REPowerEU e nel piano industriale del Green Deal⁴ costituiranno i motori trainanti degli investimenti nel solare fotovoltaico nei prossimi anni.
- Gli Stati Uniti, che hanno incluso nuovi generosi finanziamenti per il solare fotovoltaico nell'Inflation Reduction Act (IRA) introdotto nel 2022. I crediti d'imposta sugli investimenti e sulla produzione daranno un impulso significativo alla capacità fotovoltaica e all'espansione della catena di approvvigionamento.
- L'India, la quale ha installato 18 GW di fotovoltaico solare nel 2022, quasi il 40% in più rispetto al 2021. Un nuovo obiettivo per aumentare la capacità fotovoltaica messa all'asta a 40 GW all'anno e lo sviluppo dinamico della catena di approvvigionamento nazionale dovrebbero portare ad un'ulteriore accelerazione della crescita fotovoltaica nel prossimo futuro.
- Il Brasile, che ha aggiunto quasi 11 GW di capacità solare fotovoltaica nel 2022, raddoppiando la crescita del 2021. La diffusione dovrebbe rimanere su questo livello nel medio termine grazie alla continua domanda di energia rinnovabile da parte dell'industria e dei rivenditori di energia elettrica.

⁴ È una tabella di marcia per raggiungere la neutralità climatica (zero emissioni) entro il 2050. Venne presentato nel Dicembre 2019 dalla Presidente della Commissione Europea.

1.5 SVILUPPO E PRODUZIONE TECNOLOGICA

I sistemi distribuiti svolgono un ruolo sempre più importante nella diffusione globale del solare fotovoltaico. Gli impianti su larga scala sono stati responsabili di circa la metà delle aggiunte globali di capacità solare fotovoltaica nel 2022, seguite dalla capacità distribuita nei segmenti commerciale e industriale (25%) e residenziale (23%). Tuttavia la quota di impianti su larga scala è stata la più bassa dal 2012, poiché generosi incentivi politici hanno portato ad aumenti record di capacità fotovoltaica distribuita in Cina, Brasile, Stati Uniti e Unione Europea nel 2020-2021. Nel contesto degli alti prezzi del carburante e dell'elettricità nel 2021-2022, il fotovoltaico distribuito è diventato un'alternativa sempre più attraente per molti consumatori, che ha stimolato gli investimenti.

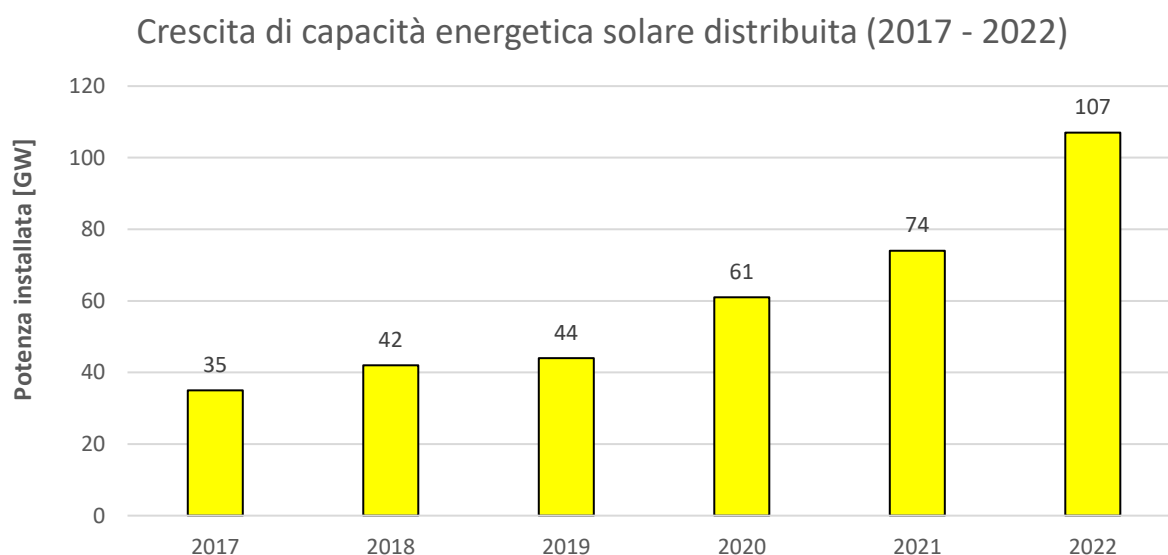


Figura 6: Crescita di capacità energetica solare distribuita [6].

I sistemi su larga scala sono la fonte più economica di generazione di elettricità nella maggior parte del mondo. Ad ogni modo, la costruzione di impianti di grossa taglia sta diventando sempre più difficile in molti paesi a causa della mancanza di siti idonei e delle complicate procedure di autorizzazione, che favoriscono d'altra parte i sistemi fotovoltaici su tetto di piccole dimensioni. Sarà necessario un supporto continuo per tutti i segmenti fotovoltaici affinché le aggiunte annuali di capacità fotovoltaica

solare aumentino a circa 800 GW, al fine di raggiungere gli oltre 6.000 GW di capacità installata totale nel 2030 previsti nello scenario NZE.

Il fotovoltaico distribuito e su larga scala deve essere sviluppato in parallelo, a seconda del potenziale e delle esigenze di ciascun paese.

Il mercato del solare fotovoltaico è dominato dalla tecnologia del silicio cristallino, per la quale il processo produttivo si compone di quattro fasi principali:

1. Produzione di polisilicio di elevata purezza
2. Cristallizzazione in lingotti e affettatura in cialde sottili
3. Produzione di celle fotovoltaiche
4. Assemblaggio di moduli fotovoltaici

Nel 2022, la capacità produttiva globale del solare fotovoltaico è aumentata di oltre il 70% fino a raggiungere 450 GW per il silicio policristallino e fino a 640 GW per i moduli, con la Cina che rappresenta oltre il 95% delle nuove strutture in tutta la catena di fornitura. Secondo gli annunci di investimento da parte dei produttori e l'impatto previsto delle politiche industriali introdotte negli Stati Uniti (IRA), in India (Incentivo legato alla produzione) e nell'Unione europea (The Green Deal Industrial Plan), la capacità globale sarà più che raddoppiata nei prossimi cinque anni. Tuttavia, nonostante questi sforzi per diversificare geograficamente la catena di approvvigionamento, i progetti annunciati indicano che è probabile che la Cina manterrà la sua quota dell'80-95% nella capacità di produzione solare fotovoltaica in questo periodo [8].

1.6 INVESTIMENTI

Nel 2022, il solare fotovoltaico ha ulteriormente rafforzato la sua posizione di leader come tecnologia di generazione di energia con il maggior investimento.

Gli investimenti globali nel solare fotovoltaico per l'aumento della capacità sono aumentati di oltre il 20% nel 2022 e hanno superato i 320 miliardi di dollari, segnando un altro anno record. Questa fonte rinnovabile ha rappresentato quasi il 45% dell'investimento totale globale nella generazione

di elettricità nel 2022, il triplo della spesa per tutte le tecnologie dei combustibili fossili complessivamente. Si prevede che gli investimenti in questo ambito crescano ulteriormente nei prossimi anni grazie agli ambiziosi obiettivi del governo, al sostegno politico e all'aumento della competitività.

Inoltre è la principale tecnologia rinnovabile scelta nel settore privato, l'attività principale del settore privato nella diffusione del solare fotovoltaico può essere suddivisa in due categorie:

- Aziende che investono in installazioni fotovoltaiche distribuite (incluso il tetto) sui propri edifici e locali, responsabili del 26% della capacità fotovoltaica totale installata a partire dal 2022.
- Aziende che stipulano contratti di acquisto di energia elettrica (PPA) firmano contratti diretti con operatori di impianti solari fotovoltaici per l'acquisto di elettricità generata. Gli impianti solari fotovoltaici dominano i PPA delle rinnovabili, con una quota di quasi il 70% nel 2022

1.8 SITUAZIONE ENERGETICA NAZIONALE

Il quadro generale italiano vede, nel 2022, il comparto delle fonti rinnovabili con una crescita del +109% rispetto al 2021, il che segnala la maturità di una filiera che vuole crescere. Lo scorso anno, l'Italia ha raggiunto una capacità installata rinnovabile di circa 61 GW, così spartiti: 25 GW di fotovoltaico; 12 GW di eolico; 19 GW di idroelettrico e 5 GW tra geotermoelettrico e bioenergie. Con un capitale energetico nazionale che vede come produttore principale la Lombardia, con quasi 10 GW (di cui oltre la metà idroelettrico), seguita a distanza dalla Puglia con 6,5 GW, dal Piemonte con 5,5 GW. Sotto i 5 GW si collocano tutte le altre Regioni, con la Liguria che chiude la classifica con appena 0,4 GW [9].

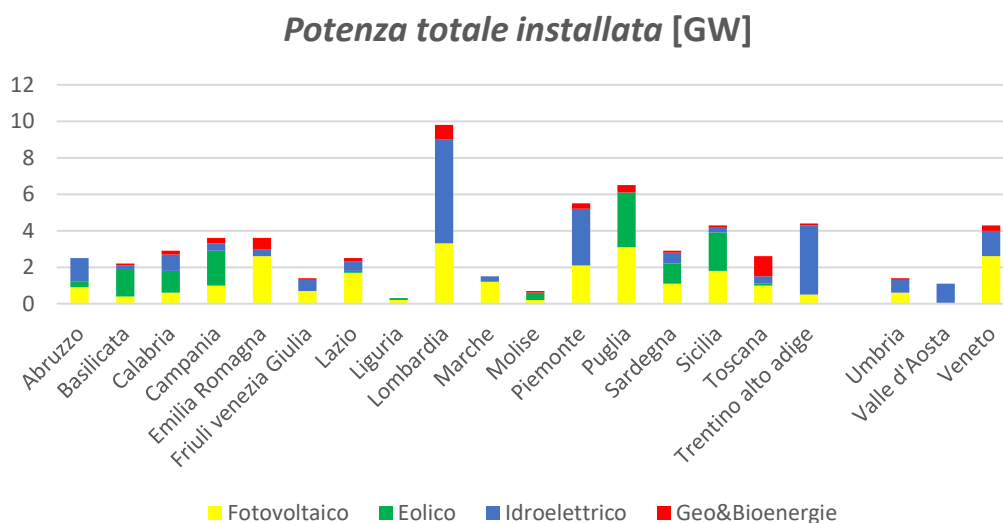


Figura 7: Potenza elettrica totale installata in territorio italiano [10].

Tuttavia, nonostante il risultato positivo raggiunto e la volontà di partecipare alla completa transizione energetica, l'Italia è ben lontana dall'obiettivo di 9 GW/anno imposto dalla Commissione Europea. Per traguardare l'obbiettivo appena citato, secondo uno scenario elaborato da Terna-Snam (il più grande operatore indipendente di reti per la trasmissione di energia elettrica in Europa), è necessario triplicare l'istallazione annuale al 2030 rispetto a quella del 2022. Secondo l'Osservatorio FER⁵ realizzato da ANIE Rinnovabili⁶ sulla base dei dati Gaudi⁷ di Terna, si registra nel 2022 l'installazione di 3.036 MW di fonti rinnovabili. I nuovi impianti sono suddivisi tra 2.318 MW di fotovoltaico, 531 MW di eolico, 60 MW di idroelettrico e 18 MW di bioenergie. Mentre per gli impianti già esistenti, si sono registrate sia potenziamenti che dismissioni pari a rispettivamente +164 MW per il solare, - 5 MW per l'eolico, -29 MW per l'idroelettrico e -21 MW per le bioenergie [9].

⁵ È un sistema di monitoraggio dell'avanzamento dei lavori in ambito di impianti energetici che sfruttano fonti rinnovabili.

⁶ ANIE Rinnovabili è l'associazione che all'interno di ANIE Federazione raggruppa le imprese costruttrici di componenti e impianti chiavi in mano per la produzione di energia da fotovoltaico, eolico, biomasse, geotermia, idroelettrico, solare termodinamico.

⁷ Costituisce il sistema di Gestione delle Anagrafiche Uniche Degli Impianti di produzione (GAUDI), ed è l'unico portale a livello nazionale a identificare in modo univoco gli impianti di produzione di energia elettrica.

1.9 PIANIFICAZIONE E OBIETTIVI 2030

Per la prima volta, la produzione fotovoltaica raggiunge quella idroelettrica, che purtroppo si è considerevolmente ridimensionata a causa della grave siccità che ha colpito l'Italia, passando dal 40% del 2021 al 28% del 2022. Questo è il principale motivo per cui si sono verificate delle ripercussioni per quanto concerne la copertura dalle fonti rinnovabili del fabbisogno nazionale, che nel 2022 è passata dal 37% del 2021 al 31% del 2022. Malgrado quindi i buoni risultati, l'Italia non è ancora su una traiettoria coerente con gli obiettivi del 2030.

Il futuro PNIEC⁸ dovrà tenere conto sia di potenziali condizioni climatiche avverse che di climi siccitosi, come quelli del 2022, che rischiano di compromettere l'autonomia elettrica dell'Italia, pianificando alternative rinnovabili che compensino i potenziali deficit energetici, come quelli derivati da fonte idroelettrica osservati in questi ultimi periodi. Queste condizioni climatiche, infatti, allontanano il paese dalla traiettoria congruente con gli obiettivi stabiliti. Il settore delle fonti rinnovabili in Italia (e non solo), inoltre, procede a rilento, questo perché uno dei fattori principali che ritarda lo sviluppo è l'assenza di una spinta decisa sostenuta da una strategia nazionale. Ad esempio, ANIE Rinnovabili ritiene necessario pianificare a lungo termine, basandosi su una programmazione almeno quinquennale, e attuare una politica con provvedimenti coerenti nel tempo, al fine di garantire una continuità a livello normativo che si rispecchi nella crescita sempre maggiore del mercato. Come si evince dai grafici sottostanti, non si è ancora raggiunta una stabilità nella programmazione e ciò è dimostrato dalla crescita discontinua dell'installato annuale (caso del fotovoltaico).

⁸ Con il Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima (PNIEC) vengono stabiliti gli obiettivi nazionali al 2030 sull'efficienza energetica, sulle fonti rinnovabili e sulla riduzione delle emissioni di CO₂, nonché gli obiettivi in tema di sicurezza energetica, interconnessioni, mercato unico dell'energia e competitività

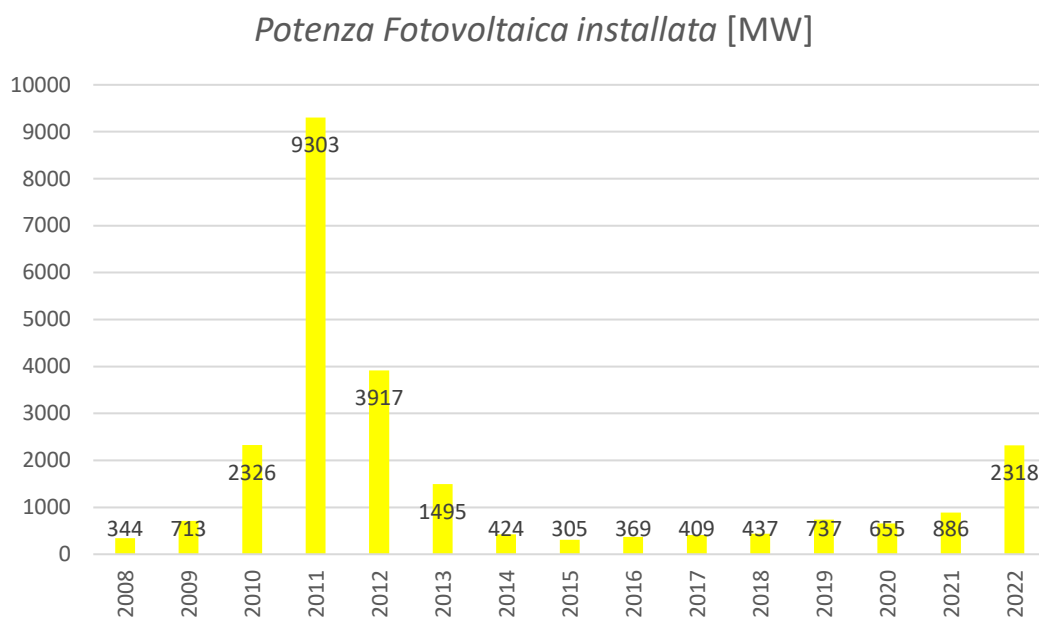


Figura 8: Storico della potenza fotovoltaica installata (dal 2008 al 2022) [10].

In particolare, servono politiche per garantire continuità nello sviluppo dell'eolico onshore e offshore e del fotovoltaico residenziale, commerciale/industriale e utility scale⁹, con quest'ultimo che si sta sviluppando anche senza la necessità di alcun supporto economico. Da questo si deduce quindi che l'aspetto burocratico rappresenta un ostacolo importante per lo sviluppo tecnologico, per cui lo sblocco degli iter autorizzativi sarebbe il primo passo per garantire una maggiore accessibilità a questi nuovi sistemi energetici.

1.10 RILEVANZA DEGLI ASPETTI BUROCRATICI

Facendo riferimento ai progetti di energia rinnovabile, secondo l'Osservatorio FER realizzato da ANIE Rinnovabili sulla base dei dati

⁹Un impianto solare Utility scale può anche essere definito come impianto industriale di grandi dimensioni che genera energia solare e la immette nella rete, fornendo energia a un'utilità. L'impianto fotovoltaico su scala industriale utility scale si differenzia per un accordo di acquisto dell'energia (PPA) con un'utilità.

pubblicati sul portale del MASE (Ministero dell’Ambiente e della Sicurezza Energetica), risultano essere state presentate a fine anno 2022, istanze autorizzative per 996 progetti per complessivi 45.400 MW di FER tra eolico e fotovoltaico e 6.400 MW di accumulo tra elettrochimico e pompaggio. I principali procedimenti autorizzativi di adempimento analizzati sono la Valutazione di Impatto Ambientale (VIA), l’Autorizzazione Unica (AU) ed il Provvedimento Unico Ambientale (PUA). Dei 996 procedimenti autorizzativi, 18 risultano conclusi, di cui 7 per una potenza FER complessiva di 235 MW e 11 per una potenza di accumulo complessiva di 561 MW. L’osservatorio evidenzia le problematiche dei rapporti interministeriali dei procedimenti autorizzativi: 45 progetti per circa 3.300 MW hanno parere positivo del MASE in attesa del parere del Ministero della Cultura (MIC) e 17 progetti per 1.000 MW circa al vaglio della Presidenza del Consiglio dei Ministri, segno evidente della contrapposizione dei pareri tra MASE e MIC.

Per accelerare le tempistiche di valutazione dei progetti sarà fondamentale definire le aree idonee alle installazioni, ma il relativo decreto attuativo ha accumulato quasi 1 anno di ritardo e non si vede al momento una via d’uscita. Parallelamente, occorrerebbe responsabilizzare le Regioni, premiandole tanto più quanto più cresce la loro quota da FER. Tuttavia, anche il decreto di burden sharing¹⁰ ha accumulato un ritardo di quasi un anno, così come i decreti che definiscono i meccanismi di supporto alle FER. È dunque evidente che questi continui vincoli, contrapposizioni e ritardi normativi non fanno altro che paralizzare il mercato e di conseguenza lo rendono poco attrattivo per gli investitori.

1.11 FOTOVOLTAICO IN ITALIA - RAPPORTO GSE 2022

Il Rapporto traccia il quadro statistico del settore fotovoltaico in Italia, illustrando le caratteristiche, la diffusione e gli impieghi degli impianti in esercizio sul territorio italiano alla fine del 2022. In continuità con le

¹⁰ Grazie al Burden Sharing (15 Maggio 2012), ad ogni Regione e Provincia autonoma viene assegnata una quota minima di incremento dell’energia (elettrica, termica e trasporti) prodotta con fonti rinnovabili, necessaria a raggiungere l’obiettivo nazionale (riferito al 2020) del 17% del consumo finale lordo.

precedenti edizioni, il documento contiene i dati statistici ufficiali su numerosità, potenza e produzione degli impianti fotovoltaici a livello regionale e provinciale, con approfondimenti specifici su dimensioni dei pannelli, tensione di connessione, tipologia di installazione, settore di attività, autoconsumo, ore di utilizzazione. I dati riportati nel rapporto sono il risultato dell'integrazione delle informazioni presenti nel sistema informatico GAUDÌ (gestito da TERNA S.p.A.) e negli archivi GSE relativi alla gestione dei meccanismi di incentivazione e al ritiro dell'energia.

Nel corso del 2022 sono stati installati in Italia circa 210.000 impianti fotovoltaici, per una potenza complessiva poco inferiore a 2.500 MW. Alla fine dell'anno la potenza installata complessiva in esercizio ammonta a 25.064 MW, in aumento del 10,9% rispetto al 2021. Per quanto riguarda invece la produzione registrata nell'anno preso in analisi, è pari a 28.121 GWh; in questo caso, l'aumento rispetto al 2021 è pari a +12,3% [11].

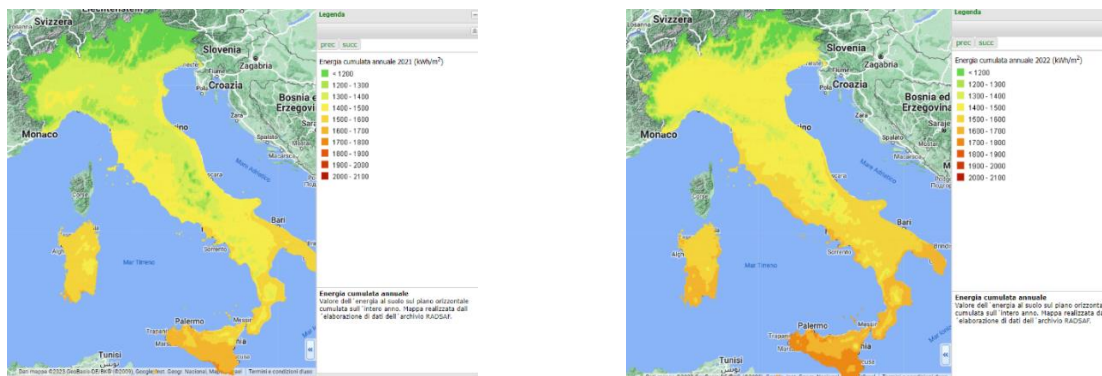


Figura 9: Energia cumulata $[kWh/m^2]$ annuale nel 2021 (a sinistra) e del 2022 (a destra) [12].

Al 31 dicembre 2022 risultano installati in Italia 1.225.431 impianti fotovoltaici, per una potenza complessiva pari a 25.064 MW. Gli impianti di potenza inferiore o uguale a 20 kW costituiscono il 93% del totale in termini di numerosità e il 26% in termini di potenza; la taglia media degli impianti è poco superiore a 20 kW.

Numerosità impianti al 31/12/2022

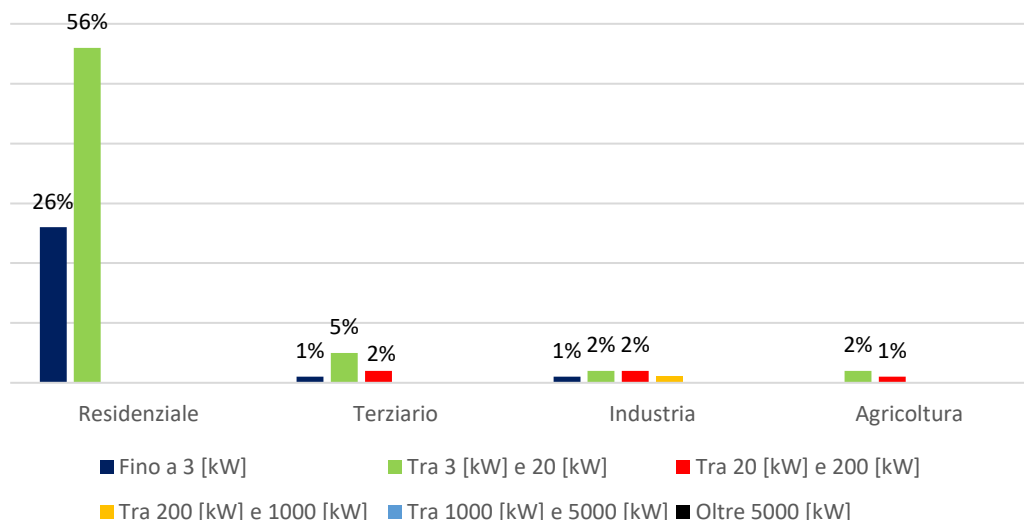


Figura 10: Numerosità degli impianti al termine del 2022 suddivisi per potenza e settore di applicazione [13].

Nei grafici sono illustrate le distribuzioni degli impianti installati in Italia alla fine del 2022, in numero e potenza, per settore e classe di potenza. In termini di numerosità si osserva una grande diffusione degli impianti residenziali di piccola taglia, principalmente tra 3 kW e 20 kW, seguiti da quelli con potenza fino a 3 kW. La maggior parte della potenza installata si concentra invece nel settore industriale e in particolare negli insediamenti produttivi con impianti di potenza compresa tra 200 kW e 1 MW.

Potenza installata al 31/12/2022

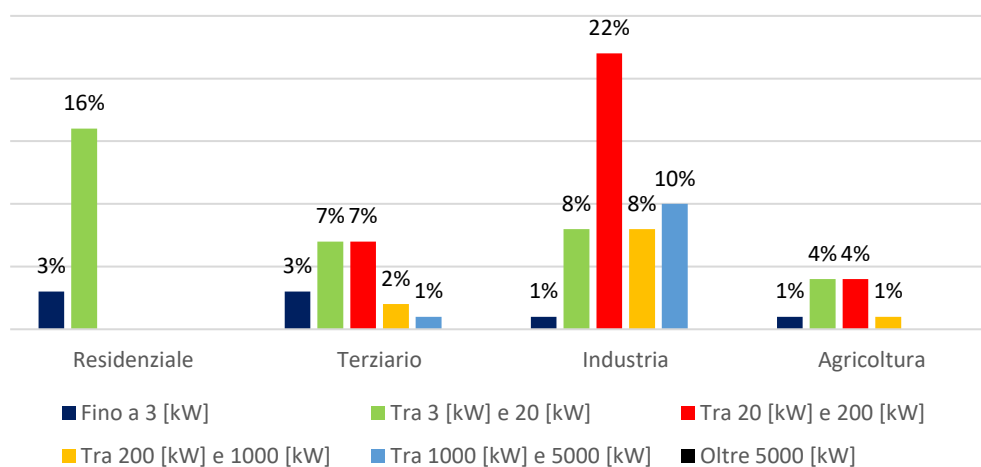


Figura 11: Potenza fotovoltaica installata e suddivisa nei vari settori [13].

Nel corso del 2022 sono stati installati sul territorio nazionale 210.555 impianti fotovoltaici - in grande maggioranza di taglia inferiore a 20 kW - per una potenza complessiva di 2.490 MW; il 20% della potenza installata nel 2022 è costituita da impianti di taglia superiore a 1 MW.

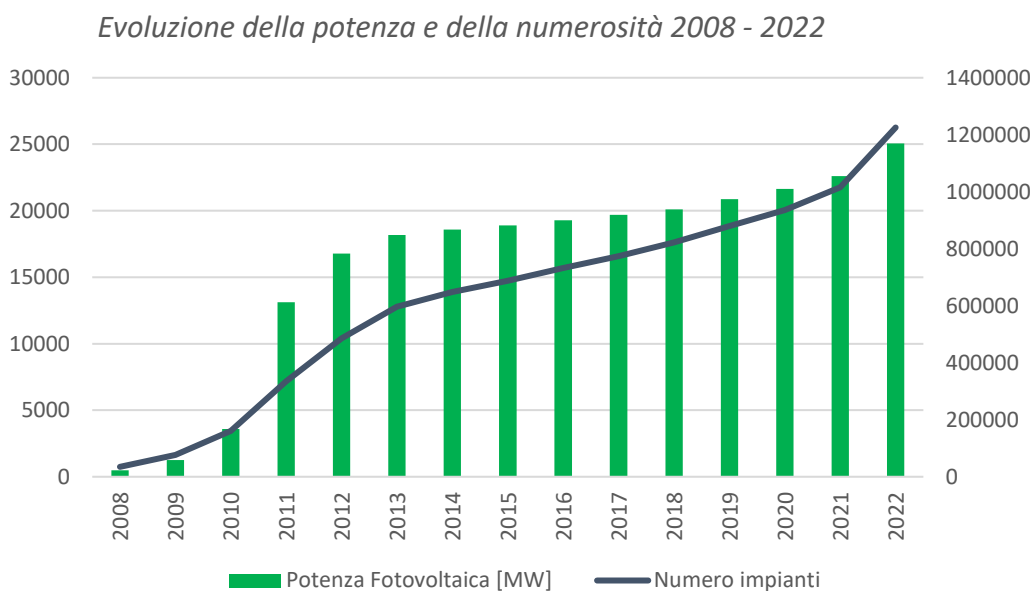


Figura 12: Storico dell'andamento simultaneo tra potenza installata ed il numero di installazioni [14].

Il grafico illustra l'evoluzione del numero e della potenza degli impianti fotovoltaici installati in Italia nel periodo 2008-2022; si osserva come, alla veloce crescita iniziale favorita dai meccanismi di incentivazione pubblici (in particolare il Conto Energia) segua, a partire dal 2013, una fase di consolidamento caratterizzata da uno sviluppo più graduale. La potenza media degli impianti entrati in esercizio nel corso del 2022 è pari a 11,8 kW; la taglia media cumulata degli impianti fotovoltaici nel 2022 conferma il trend decrescente, attestandosi a 20,6 kW.

L'andamento storico della potenza installata rispetto alla collocazione dell'impianto a terra / non a terra (installazioni su edifici, serre, pensiline, ecc.) si divide in due fasi distinte. Dal 2008 al 2013, ovvero nel periodo di maggiore espansione del fotovoltaico sostenuta dagli incentivi in Conto Energia, si osserva una crescita sostenuta della percentuale di potenza delle installazioni a terra; tale dinamica ha raggiunto il suo picco alle fine del 2011, eguagliando la quota di potenza associata alle installazioni non collocate sul

suolo. Negli anni successivi al 2013 il ritmo delle installazioni è diminuito per entrambe le tipologie di installazioni, ma in misura più evidente per quelle a terra, la cui incidenza sul totale si è, pertanto, progressivamente ridotta. Alla fine del 2022 la potenza fotovoltaica installata a terra ammonta a 8.403 MW (+4,6% rispetto al 2021), pari al 34% del dato complessivo nazionale; i 16.661 MW di potenza installata non a terra (+14,6% rispetto al 2021) rappresentano il restante 66% del totale nazionale.

CAPITOLO 2. REVAMPING FOTOVOLTAICO

È noto che uno dei molteplici vantaggi che si riscontrano negli impianti di tipo fotovoltaico è la longevità dell'impianto stesso, che può avere nelle migliori delle ipotesi una vita utile che va dai venticinque ai trenta anni, se ben mantenuto. Difatti i vari dispositivi che compongono l'impianto hanno la necessità di essere sottoposti ad interventi di manutenzione ordinaria al fine di evitare un graduale peggioramento delle prestazioni energetiche e quindi della resa di tutto l'impianto.

Negli ultimi anni, il fotovoltaico ha visto dal punto di vista del numero di impianti installati una crescita sempre più pronunciata, ed in campo di manutenzione, i detentori degli impianti solari hanno cominciato ad associare alla manutenzione ordinaria anche degli interventi di ammodernamento tecnologico volto ad aumentare il rendimento energetico e quindi la resa dell'impianto. Questa tipologia di provvedimento viene anche definita come Revamping, ed è adottata ad impianti già esistenti.

2.1 PERFORMANCE RATIO (PR)

Prima di approfondire il concetto di Revamping è bene introdurre uno dei parametri fondamentali che quantifica le prestazioni di un impianto fotovoltaico, ovvero il Performance Ratio o PR.

Cos'è?

In concreto il Performance Ratio (dall'inglese: performance = rendimento, risultato e ratio = rapporto, quota) definisce il rapporto tra il rendimento energetico effettivo e il possibile rendimento teorico, inoltre non dipende dall'orientamento dell'impianto e dall'irraggiamento cui esso è soggetto. Per questo motivo, grazie al PR, è possibile paragonare impianti fotovoltaici collegati a rete ubicati in diverse parti del mondo e viene pertanto spesso definito come fattore di qualità.

Indica quindi la percentuale di energia realmente disponibile per l'immissione in rete una volta dedotte le perdite energetiche (ad esempio riconducibili a perdite termiche e di potenza) e l'autoconsumo

dell'apparecchio. Più il valore PR rilevato dell'impianto fotovoltaico è vicino al 100%, più efficace sarà il funzionamento dell'impianto stesso. Tuttavia, un valore del 100% non sarà mai realmente raggiunto poiché nel funzionamento dell'impianto fotovoltaico ci sono sempre delle perdite inevitabili (ad esempio perdite termiche dovute al riscaldamento dei moduli fotovoltaici). Impianti fotovoltaici molto efficienti possono comunque raggiungere un Performance Ratio che si aggira intorno al 80% [15].

Quale funzione ha il Performance ratio?

Il Performance Ratio fornisce informazioni sull'efficienza energetica e sull'affidabilità dell'impianto fotovoltaico preso in esame. Grazie ad esso è possibile paragonare il rendimento dell'impianto fotovoltaico a quello di altri impianti della stessa tipologia, oppure può essere misurato per constatare lo stato in un periodo di tempo prolungato. Rilevare regolarmente il Performance Ratio, a scadenze prestabilite, non consente tuttavia un confronto assoluto, ma rende possibile un controllo del funzionamento e del rendimento: se al momento della messa in funzione di un impianto fotovoltaico si presuppone che in quel momento funzioni perfettamente, quindi con un valore in uscita di Performance Ratio pari al 100% (ideale), tramite il rilevamento di altri valori PR successivi nel corso del tempo, è possibile riconoscere anomalie adottando tempestivamente i provvedimenti necessari. Le divergenze del valore PR sotto forma di valori inferiori alla norma segnalano quindi con anticipo una possibile avaria dell'impianto fotovoltaico.

Come viene calcolato il PR?

Per calcolare il Performance Ratio dell'impianto fotovoltaico sono necessarie diverse variabili. Da un lato avete bisogno dei valori di irraggiamento solare riferiti al sito in cui è collocato l'impianto. Questi valori possono essere rilevati con un dispositivo di misurazione (per esempio un Sunny SensorBox) in grado di misurare la quantità di energia irradiata che giunge all'impianto fotovoltaico. Inoltre, servono le dimensioni della superficie dei moduli e il loro grado di rendimento. Il grado di rendimento dei moduli è un parametro riportato dal costruttore nella scheda tecnica del modulo fotovoltaico.



Figura 13: Sunny Sensor Box [16].

Se si utilizza questo strumento di misura, è necessario che i moduli fotovoltaici e l'apparecchio di misurazione abbiano il medesimo orientamento affinché sia possibile calcolare il valore PR corretto. Questo perché permette di accertarsi che i moduli fotovoltaici e l'apparecchio di misurazione siano esposti al medesimo valore di irraggiamento solare e alle medesime temperature.

Il periodo di osservazione ideale per il calcolo del Performance Ratio è di 1 anno. Tuttavia, si può scegliere anche intervalli di tempo più brevi, per esempio se si vuole paragonare l'impianto fotovoltaico direttamente ad altri impianti. In ogni caso è comunque necessario scegliere un periodo di osservazione di almeno 1 mese, per essere certi che le condizioni ambientali quali sole basso all'orizzonte, basse temperature e ombreggiamenti dei moduli fotovoltaici e dell'apparecchio di misurazione non influiscano troppo sul calcolo e risultino pertanto trascurabili.

La formula per il calcolo manuale del Performance Ratio è la seguente:

$$PR = \frac{\text{Rendimento effettivamente rilevato dell'impianto in [kWh] all'anno}}{\text{Rendimento nominale calcolato dell'impianto in [kWh] all'anno}}$$

(2.1)

Questo rapporto vede come numeratore il rendimento effettivo che viene rilevato alla fine del periodo di misurazione di un anno tramite l'impiego di un contatore di immissione. Quanto al denominatore, esso costituisce il

rendimento nominale dell'impianto misurato in un anno di osservazione e lo si ottiene tramite il prodotto tra l'irraggiamento annuo sulla superficie del generatore fotovoltaico e l'efficienza del modulo dell'impianto fotovoltaico (fornita dal costruttore). Tanto per visualizzare il concetto, nel seguente grafico è riportato un esempio rappresentante una curva di valori di irraggiamento raccolti dal sensore solare relativi ad un periodo di osservazione di un giorno ed in particolare in data 16/05/2008.

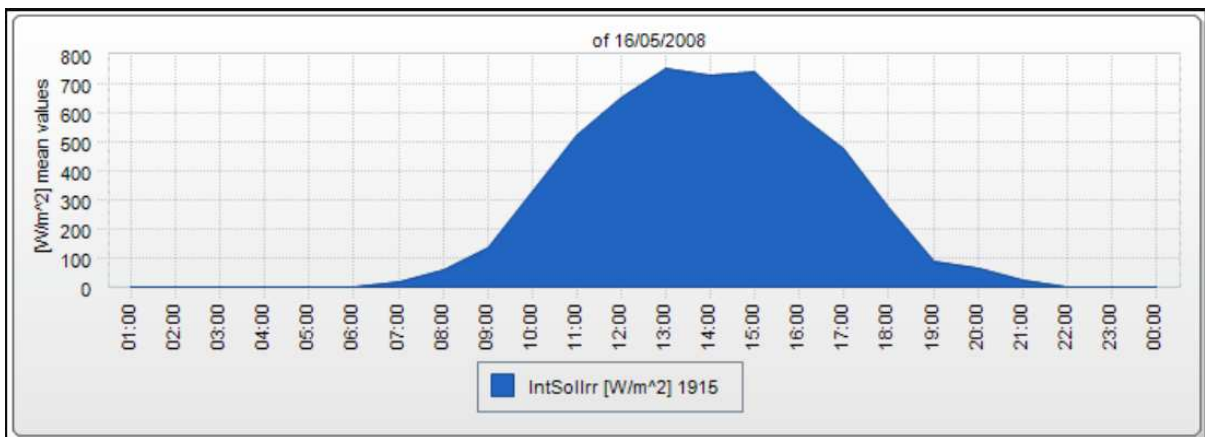


Figura 14: Dati raccolti dal sensore solare durante la giornata del 16/05/2008 [17].

Il valore dell'irraggiamento riscontrato dall'apparecchio di misurazione viene rilevato sulla superficie del modulo, una volta ottenuti i valori di irraggiamento è sufficiente calcolarne il valore medio per il periodo di osservazione. Il valore di irraggiamento che si ottiene è relativo ad 1 [m²] di superficie del modulo, dovrà essere estrapolato per l'intera superficie dei moduli dell'impianto fotovoltaico (superficie complessiva dei moduli). Il secondo termine del prodotto, ovvero l'efficienza del modulo, è un valore noto e presente nella scheda tecnica dei moduli come già specificato in precedenza.

Quali fattori influenzano il Performance Ratio?

Come già accennato, il PR non è un valore compreso tra 0 e 1 (dallo 0% al 100%) e varia per effetto di determinati fattori, ma potrebbe addirittura presentare valori superiori al 100%. Il motivo di ciò risiede nel fatto che

normalmente per il calcolo del Performance Ratio si utilizzano caratteristiche di potenza dei moduli fotovoltaici che sono state rilevate in condizioni definite standard (irraggiamento di 1.000 W/m^2 e temperatura del modulo di 25°C). Qualora dovessero essere effettuate delle misurazioni in condizioni divergenti rispetto a quelle di riferimento durante il funzionamento reale, queste tenderebbero ad influenzare il Performance Ratio. Di seguito verranno riportati alcuni fattori capaci di alterare il valore del PR:

- ***Fattori ambientali***

Temperatura dei moduli fotovoltaici

Le prestazioni ed efficienza di una cella solare dipendono dalla temperatura del modulo fotovoltaico. Alle basse temperature un modulo è particolarmente efficiente (situazione di clima invernale). Se con queste condizioni meteorologiche le radiazioni solari giungono sul modulo fotovoltaico freddo, quest'ultimo garantisce buone prestazioni, ciò può produrre in breve tempo un valore di PR elevato. Ovviamente dopo un certo periodo, il modulo fotovoltaico si riscalda e la sua efficacia diminuisce nuovamente.

Irraggiamento solare e dissipazione

Alla mattina, di sera e soprattutto in inverno, quando il sole raggiunge il punto più basso all'orizzonte, il valore dell'irraggiamento solare si avvicina al valore di dissipazione (coincide con la differenza tra la potenza assorbita e la potenza rilasciata) in modo più marcato rispetto alle altre ore della giornata e stagioni. Per questo motivo, i calcoli effettuati in questi periodi presentano un valore PR più basso del solito.

Ombreggiamento o imbrattamento dello strumento di misura

A seconda del luogo di esposizione, piantagioni o edifici possono gettare ombra sul dispositivo di misurazione durante il monitoraggio e quindi portare ad un temporaneo o addirittura costante ombreggiamento dell'apparecchio di misurazione. In particolare, quando il sole si trova nella fascia oraria corrispondente alla minima altezza, inoltre anche le parti dell'impianto fotovoltaico possono gettare ombra sull'apparecchio di misurazione. L'ombreggiamento parziale o totale del sensore può portare a valori PR superiori al 100%, andando ad alterare il monitoraggio. In

aggiunta, fattori ambientali quali la neve, la polvere o i pollini possono sporcare il sensore solare causando lo stesso tipo di problema.

Ombreggiamento o sporcizia sui moduli fotovoltaici

Vale il medesimo discorso trattato in precedenza per lo strumento di misura. Questo ombreggiamento fa sì che i moduli fotovoltaici assorbano un minore irraggiamento solare. In questo modo diminuisce l'efficacia dei moduli e quindi anche il valore di PR rilevato dell'impianto.

- ***Altri fattori***

Periodo di rilevazione

Se il periodo di rilevazione è troppo breve (vale a dire inferiore a 1 mese), non sono disponibili dati di misurazione sufficienti per il calcolo del Performance Ratio. In questo caso fattori come il Sole basso all'orizzonte, temperature elevate e gli ombreggiamenti influenzano in larga misura il risultato del calcolo poiché si risentono maggiormente i bassi valori di irraggiamento rilevato durante il periodo di misurazione.

Perdite di conduzione

Durante la fase di trasmissione dell'energia dall'inverter al contatore di immissione del gestore della rete, insorgono inevitabili perdite di conduzione dovute al tipo e al materiale dei cavi utilizzati. Per cui queste perdite di conduzione possono ridurre il valore PR.

Grado di rendimento dell'inverter e dei moduli fotovoltaici

Sia per i moduli che per l'inverter vale il fatto che il PR rilevato risulterà più elevato tanto quanto più i rispettivi rendimenti dell'inverter e dei moduli saranno elevati.

2.2 PERCHE' SI EFFETTUA IL REVAMPING?

Dopo aver definito il Performance Ratio e dopo aver compreso che tramite misurazioni periodiche si è capaci di venire a conoscenza dello stato dell'impianto e dei suoi componenti, è bene capire quando risulta conveniente riqualificare o riammodernare un impianto fotovoltaico. Le motivazioni che spingono a procedere con un intervento di Revamping sono diverse, tuttavia, il comune denominatore è una riduzione di performance dell'impianto. In linea generale, i casi in cui si ricorre al Revamping possono comprendere: pannelli non più funzionanti, situazioni di furto, oppure essersi irrimediabilmente danneggiati da cause diverse, come grandine o incendi. Oltre a queste cause, potrebbe semplicemente essere motivo di convenienza: dopo tanti anni di utilizzo anche i pannelli fotovoltaici sono soggetti al degrado naturale che, ovviamente, incide sul loro rendimento. In tal caso, come conseguenza, si avrà un calo anche nei ricavi economici dovuti alla diminuzione della produzione energetica [15].

Il revamping ha solitamente luogo quando si verifica almeno una delle seguenti condizioni:

- guasto e degrado dei componenti legato all'usura degli stessi. In prossimità del mare, ad esempio, l'usura provoca un decadimento delle prestazioni dei pannelli o inverter;
- adozione di componenti e materiale scadente in fase di prima progettazione, spesso per contenere i costi iniziali;
- necessità di rendere a norma l'intera struttura. Con il passare del tempo alcuni componenti potrebbero infatti non essere più adeguati rispetto alle normative vigenti (inverter o cablaggi). In aggiunta, l'aggiornamento dell'impianto può essere considerato una valida soluzione anche in assenza di guasti o decadimenti dei componenti.

2.3 PRINCIPALI INTERVENTI DI REVAMPING

Il primo passo da compiere è quello di eseguire un accurato check-up dell'impianto fotovoltaico al fine di rilevare con precisione lo stato attuale dell'impianto e dei relativi componenti principali.

In alternativa è possibile effettuare un check-up da remoto, più veloce ed economico, attraverso la telelettura dei contatori installati nell'impianto e l'utilizzo di dati meteo satellitari.

Ciascun intervento migliorativo, tuttavia, dovrà essere oggetto di analisi tecnico-economica in modo da verificarne l'effettiva convenienza in funzione dell'effettivo guadagno economico nel tempo.

In seguito, verranno illustrati i principali interventi solitamente necessari nella maggior parte delle opere di Revamping e le rispettive ragioni che spingono i detentori di impianti ad usufruire di questi provvedimenti.

Sostituzione moduli fotovoltaici

Nel corso degli anni sono state individuate le problematiche più frequenti che portano ad optare alla sostituzione dei moduli fotovoltaici:

- surriscaldamenti localizzati delle celle fotovoltaiche
- problematiche di PID¹¹
- rotture del silicio
- fenomeni di delaminazione ed infiltrazione di umidità
- problemi relativi alle scatole di giunzione tra i moduli e ai relativi componenti interni

Ricablaggio stringhe¹²

Per quanto concerne tale intervento, le problematiche di ombreggiamento possono essere causate da oggetti esterni (recinzioni, vegetazione, cavi aerei, edifici e strutture), interni all'impianto (cabine, ombreggiamento reciproco schiere di moduli) oppure causate da un'errata configurazione delle stringhe. Quindi l'obiettivo del revamping, in questo caso, è quello di minimizzare

¹¹ Il PID (Potential Induced Degradation) è un fenomeno di degrado che riguarda il potenziale dei moduli solari fotovoltaici. Se i materiali che costituiscono il modulo non sono ben isolati, potrebbe verificarsi un distacco indesiderato di elettroni provenienti dai materiali del sostegno del pannello provocandone la degradazione e l'origine di correnti di dispersione.

¹² Per stringa si intende il circuito elettrico che si viene a creare collegando in serie un numero qualsiasi di moduli fotovoltaici.

l'effetto degli ombreggiamenti sulla stringa, al fine di garantire il massimo assorbimento di energia solare.

Sostituzione inverter

Le problematiche relative agli inverter possono essere dovute alla difettosità delle apparecchiature, ad errate condizioni di installazione e di esercizio o ad una semplice usura. Questo provoca una riduzione dell'efficienza di conversione.

2.4 INSEGUITORI SOLARI (TRACKER)

Il mercato del fotovoltaico ha visto lo sviluppo e la diffusione di un nuovo prodotto per quanto concerne le strutture di sostegno dei moduli solari. Si sta parlando degli inseguitori solari o tracker, questi non sono altro che dei dispositivi che, attraverso opportuni movimenti meccanici, permettono di far "inseguire" il movimento apparente del Sole nel cielo - o almeno di far orientare in maniera favorevole rispetto ai suoi raggi - ad un modulo solare: un pannello fotovoltaico, un pannello solare termico, un concentratore solare con riflettore o lenti a seconda dell'applicazione.



Figura 15: Inseguitore solare (tracker) [18].

Lo scopo è quello di massimizzare l'efficienza del modulo nella produzione di energia elettrica o termica. Ormai sono affermati nel mercato e saranno destinati a surclassare le tradizionali strutture fisse di sostegno, dato che costituiscono un vero ammodernamento dal punto di vista della tecnologia dell'impianto.

Gli inseguitori si possono classificare soprattutto in base a tre elementi:

- il numero di assi e la loro orientazione;

- il tipo di meccanismo di orientamento;
- la tipologia di comando elettronico.

2.5 CLASSIFICAZIONE

Le due grandi classi di inseguitori solari sono rappresentate dagli inseguitori monoassiali e dagli inseguitori biassiali, che a loro volta presentano numerose possibili implementazioni. Gli inseguitori fotovoltaici monoassiali sono dispositivi che "inseguono" il Sole ruotando attorno a un solo asse. Gli inseguitori fotovoltaici biassiali hanno invece due assi di rotazione, solitamente perpendicolari fra loro. Grazie ad essi, e con l'ausilio di una strumentazione elettronica più o meno sofisticata, è possibile puntare perfettamente e in tempo reale i pannelli verso il Sole via via che si sposta sulla volta celeste, massimizzando l'efficienza dei moduli fotovoltaici.

Dal punto di vista della resa energetica, un inseguitore monoassiale permette una maggiore produzione di energia del 10-30% rispetto ad un impianto fisso, a seconda del tipo di montaggio e di movimento. Un inseguitore biassiale, invece, può permettere un incremento del 35-40% a seconda dei diversi modelli, di conseguenza il loro costo sul mercato è più elevato.

Tabella 1: Classificazione dei tracker monoassiali e biassiali con i relativi incrementi di potenza [19].

<i>Categoria</i>	<i>Tipologia di inseguitore</i>	<i>Incremento di energia [%]</i>
Monoassiale	Tilt	< 10%
Monoassiale	Rollio	15 %
Monoassiale	Azimut	25 %
Monoassiale	Ad asse polare	30 %
Biassiale	Azimut-Elevazione	40 %
Biassiale	Tilt-Rollio	40 %

Attivi o passivi

Un'ulteriore classificazione degli inseguitori solari si ha in base al tipo di sistema che ne permette il movimento. In particolare, possiamo distinguere due grandi categorie: gli inseguitori attivi e gli inseguitori passivi. I primi sono messi in movimento da sistemi composti da motori elettrici con opportuni riduttori (per consentire movimenti molto lenti e precisi della struttura) ed eventualmente da attuatori lineari. Naturalmente, poiché i motori consumano energia, essi vengono utilizzati solo quando necessario, in modo non continuo. Gli inseguitori passivi, invece, sono messi in movimento da fenomeni autonomi fisici che non necessitano di energia elettrica, quali ad esempio la dilatazione termica di un gas fluido compresso riscaldato dalla radiazione solare, che genera una pressione idraulica in grado di muovere la struttura che sorregge i pannelli solari. Si tratta quindi di sistemi di orientamento non precisi, non adatti a qualunque tipologia di pannelli solari.

Analogici o digitali

All'interno del sottogruppo degli inseguitori attivi, in base alla tipologia del comando elettronico che ne governa il movimento nel mercato abbiamo: gli inseguitori analogici e gli inseguitori digitali. In pratica, negli inseguitori analogici il comando in questione è prodotto sulla base delle informazioni fornite da sensori (ad esempio fotodiodi) che individuano la posizione del punto più luminoso nel cielo. Il vantaggio di questo tipo di inseguitori "adattivi" è che possono essere molto precisi nel puntamento e non richiedono un preventivo allineamento degli assi della struttura. Negli inseguitori digitali, invece, il comando giunge da un microprocessore che, tramite dei dati in esso memorizzati, conosce in ogni momento la posizione del Sole nel cielo mediante un preventivo e preciso allineamento della struttura. Questo tipo di pilotaggio "automatico" garantisce una maggiore produttività, soprattutto nelle giornate di bassa radiazione solare a causa delle nuvole, ovvero quando l'orientamento basato sui sensori di luce precedentemente citati è impossibile.

INSEGUITORI MONOASSIALI

Gli inseguitori fotovoltaici monoassiali sono dispositivi che "inseguono" la traiettoria del Sole ruotando attorno a un solo asse. A seconda dell'orientazione di tale asse, possiamo distinguere quattro grandi tipi di inseguitori: inseguitori di tilt, inseguitori di rollio, inseguitori di azimut, inseguitori ad asse polare.

- ***Inseguitori di tilt***

Gli inseguitori di tilt (o di "beccheggio") ruotano attorno ad un asse che ha orientazione est-ovest e sono gli inseguitori solari più semplici da realizzare ed anche più economici. Poiché normalmente i pannelli solari sono orientati verso Sud, si ha la necessità di aumentare o diminuire l'inclinazione del pannello rispetto al terreno di un'ampiezza ridotta durante un anno, in modo che l'angolo rispetto al suolo (detto angolo di tilt) sia statisticamente ottimale rispetto alla stagione. Infatti, l'angolo di tilt ideale non varia solo con la latitudine (alle latitudini italiane l'angolo ideale varia dai 29° del Sud Italia ai 32° del Nord), ma varia anche nel tempo, dato che il Sole raggiunge altezze diverse durante l'anno. Questa operazione viene di solito eseguita manualmente due volte l'anno, grazie ad una montatura apposita che permette di abbassare o sollevare a mano i pannelli rispetto all'orizzonte: poiché l'incremento nella produzione di energia offerto da questo tipo di inseguitori non supera il 10%, raramente sarebbe giustificato l'impiego di un servomeccanismo.



Figura 16: Inseguitore di tilt [20].

Inseguitori di rollio

Gli inseguitori di rollio sono dispositivi che, con l'ausilio di servomeccanismi, inseguono il Sole lungo il suo percorso quotidiano nel cielo, a prescindere dalla stagione, e dunque ruotando ogni giorno lungo un asse con orientazione nord-sud (parallelo al suolo), un vantaggio rispetto ai tracker precedenti, sta nel fatto che non risentono particolarmente della variazione di altezza annua del Sole. Tale tipo di inseguitore, che effettua una rotazione massima di $\pm 60^\circ$, risulta particolarmente adatto per i paesi come l'Italia caratterizzati da basse latitudini, poiché in essi il percorso apparente del Sole risulta essere più ampio. Per evitare il problema degli ombreggiamenti reciproci che con file di questi inseguitori si verificherebbero all'alba e al tramonto, viene impiegata la cosiddetta tecnica del *backtracking*: i moduli seguono il movimento del Sole solo nelle ore centrali del giorno, invertendo il movimento a ridosso dell'alba e del tramonto, ovvero quando raggiungono un allineamento perfettamente orizzontale. L'incremento nella produzione di energia offerto tali inseguitori si aggira intorno al 15%.



Figura 17: Inseguitore di rollio [21].

Inseguitori di azimut

Gli inseguitori di azimut ruotano intorno a un asse verticale perpendicolare al suolo. Perciò i pannelli sono montati su una base rotante complanare al terreno che, tramite un servomeccanismo, segue il movimento del Sole da Est a Ovest durante il giorno, l'unica

differenza rispetto agli inseguitori di tilt e di rollio, questi sono progettati affinché non venga variata l'inclinazione del pannello rispetto al suolo. Ovviamente, gli inseguitori di azimut normalmente hanno i pannelli solari inclinati di un certo angolo rispetto all'asse di rotazione. I progetti che utilizzano questo tipo di inseguitori devono tener opportunamente conto degli ombreggiamenti per evitare perdite di energia e per ottimizzare l'utilizzo del terreno. Tuttavia, l'ottimizzazione in caso di raggruppamento ravvicinato è limitata a causa della natura delle ombre che si creano nel corso dell'anno, perciò sono particolarmente adatti solamente quando si abbiano a disposizione degli spazi relativamente ampi. L'incremento nella produzione di energia offerto da questo tipo di inseguitori è intorno al 25%.



Figura 18: Inseguitore di azimut [22].

Inseguitori ad asse polare

Gli inseguitori ad asse polare sono progettati in maniera tale da ruotare intorno ad un asse parallelo a quello Nord-Sud di rotazione terrestre (asse polare), e dunque inclinato rispetto al suolo. Si noti che questa costituisce la principale differenza rispetto agli inseguitori di rollio, in cui l'asse di rotazione è ugualmente orientato in direzione nord-sud, ma esso (e anche i moduli) è parallelo al suolo, e non all'asse

terrestre. Negli inseguitori ad asse polare, appunto, l'asse di rotazione è inclinato rispetto al suolo per poter essere circa parallelo all'asse di rotazione terrestre. L'asse di rotazione di tali inseguitori, quindi, è simile a quello attorno al quale il Sole disegna la propria traiettoria nel cielo, c'è da precisare però che è simile, ma non uguale, questo a causa delle variazioni dell'altezza del Sole nel cielo nelle varie stagioni. Questi tracker dunque, riescono a tenere i moduli fotovoltaici all'incirca perpendicolari rispetto ai raggi solari durante tutto l'arco della giornata (trascurando le suddette oscillazioni di altezza stagionali) e danno la massima efficienza che si possa ottenere con un solo asse di rotazione, fino a raggiungere un incremento di circa il 30%.



Figura 19: Inseguitori ad asse polare [23].

INSEGUITORI BIASSIALI

Gli inseguitori fotovoltaici biassiali, a differenza di quelli monoassiali, hanno due assi di rotazione - uno principale e uno secondario - solitamente perpendicolari fra loro. Come già anticipato, con queste apparecchiature si è capaci di ottenere un incremento della produzione di energia che rientra in un intervallo che può andare dal 35% al 40% rispetto agli impianti fissi, e dunque di almeno il 5% in più rispetto ai migliori inseguitori monoassiali; a fronte però di una maggiore complessità costruttiva. Questa tipologia di inseguitori in Italia risulta meno diffusa, sicuramente anche per quanto riguarda il

loro costo elevato nel mercato, questo fa sì che ad essi vengano preferiti quelli con tecnologia monoassiale, che comunque garantiscono già una maggiorazione di energia generata. Esistono due tipi di inseguitori biassiali molto comuni, i quali si differenziano per la diversa orientazione degli assi di rotazione della montatura: quelli azimut-elevazione e quelli tilt-rollio. Quest'ultimo è il tipo concettualmente più semplice, in quanto rappresenta una sorta di combinazione di due inseguitori monoassiali, uno di rollio e di uno di tilt [19].

- ***Inseguitori azimut-elevazione***

Gli inseguitori azimut-elevazione, che inseguono il Sole assistiti da un computer, il quale calcola la sua posizione prevista nel cielo, oppure da un sensore di luce che controlla i motori, hanno il loro asse di rotazione principale in direzione verticale rispetto al terreno, mentre quello secondario perpendicolare ad esso. Questa montatura (detta altazimutale), permette di puntare con l'ausilio dell'elettronica qualsiasi punto del cielo, ed è usata anche per orientare riflettori parabolici per il solare termico. Possono però essere soggetti ad ombreggiamenti, se non si tiene conto delle stesse strutture circostanti all'interno di un impianto che adotta questo tipo di tecnologia.



Figura 20: Inseguitore di azimut-elevazione [24].

- ***Inseguitori tilt-rollio***

Gli inseguitori tilt-rollio hanno l'asse principale parallelo al suolo, mentre quello secondario è normalmente perpendicolare all'asse primario. Grazie allo sviluppo longitudinale dell'asse primario possono essere installati più gruppi di moduli, garantendo costi di installazione più bassi. Per evitare il problema degli ombreggiamenti reciproci che con le file di questi inseguitori si verificherebbero all'alba e al tramonto, viene impiegata la tecnica già menzionata per gli inseguitori di rollio monoassiali, ovvero la tecnica del *backtracking*. Ad ogni modo, la geometria di questi inseguitori risulta molto flessibile.

2.6 SCELTA DEI SISTEMI DI INSEGUIMENTO

La scelta del Tracker ideale dipende da numerosi fattori, che includono le dimensioni e le caratteristiche sia della struttura sia del luogo di installazione, la latitudine e le condizioni meteorologiche e climatiche locali. Tipicamente, gli inseguitori biassiali vengono impiegati nei piccoli impianti residenziali e nei Paesi che godono di incentivi molto elevati. Invece, negli altri casi e soprattutto per i grandi parchi fotovoltaici, risultano indicati gli inseguitori monoassiali di rollio, per sfruttare i bassi costi, nonché la semplicità e robustezza dell'installazione. Questo permette grandi risparmi di scala a fronte di un miglioramento comunque interessante nella produzione di energia. Gli inseguitori monoassiali di azimut, invece, sono adatti per le alte latitudini, dove il Sole non raggiunge altezze elevate nel cielo: quindi non per l'Italia, dove un'ottima soluzione considerata la sua economicità, può essere rappresentata dagli inseguitori monoassiali di tilt.

CAPITOLO 3. IL PROGETTO

Lo scopo del progetto è quello di effettuare un intervento di ammodernamento e manutenzione ad un impianto già esistente con strutture di sostegno fisse, il campo è situato in provincia di Ancona. Durante la relazione si farà riferimento allo stato attuale dell'impianto inteso come il campo fotovoltaico prima dell'intervento di Revamping; viceversa, con "stato di progetto" si fa riferimento alla situazione successiva all'intervento di ammodernamento e manutenzione. Nello stato attuale l'impianto ha una potenza di picco DC pari a 998,20 kWp.



Figura 21: Vista aerea dell'impianto soggetto a Revamping.

3.1 DESCRIZIONE DELL'INTERVENTO DI REVAMPING

L'intervento consiste nella sostituzione dei moduli fotovoltaici, strutture di sostegno, inverter e componenti accessori interni alle cabine (trasformatore e quadro generale AC). Inoltre, al posto delle attuali strutture di sostegno saranno installati degli inseguitori solari monoassiali East-Ovest, aventi un asse verticale (orientazione Nord-Sud) in modo da massimizzare la produzione dell'impianto nelle ore di lavoro. Il sistema inseguitore necessiterà di sostegni verticali che verranno ancorati a terra tramite semplice infissione attraverso sistema battipalo. La nuova configurazione dell'impianto non consentirà l'utilizzo delle linee AC esistenti; pertanto, sarà necessaria la realizzazione di nuove linee aventi caratteristiche idonee e quindi garantendo un corretto funzionamento del campo. Non è previsto alcun significativo intervento di movimento terra fatta eccezione per gli scavi necessari all'adeguamento delle linee d'impianto elettrico (potenze ed ausiliari) e delle opere di ripristino del terreno necessarie dopo l'intervento dei mezzi utilizzati per lo smontaggio delle vecchie strutture ed installazione delle nuove.

Interventi di rimozione

Nei paragrafi successivi saranno elencate le opere di rimozione dei componenti principali incluse nei costi di installazione e manutenzione.

- ***Rimozione Strutture***

Verrà effettuato uno smontaggio non conservativo delle strutture esistenti, sono compresi gli oneri per l'estrapolazione della parte di struttura infissa nel terreno, movimentazione all'interno del cantiere, stoccaggio in loco, carico su automezzo, trasporto e smaltimento.

- ***Rimozione Moduli***

Smontaggio conservativo dei moduli esistenti, sono compresi gli oneri per:

- lo stoccaggio su pedane/pallet
- il rilievo codici, la preparazione delle liste moduli;
- la fornitura di pedane in quantità di una ogni 30 moduli FTV;

Sono compresi gli oneri per la movimentazione all'interno del campo fino ad area concordata con l'impresa incaricata dello smaltimento.

Sono esclusi i costi di smaltimento, i quali sono a carico del committente.

- ***Rimozione Inverter***
Consiste nello smontaggio conservativo dell'attuale inverter, stoccaggio in loco, carico su automezzo, trasporto e smaltimento (il tutto a cura dell'impresa autorizzata). Successivamente si procederà con il recupero ed identificazione delle linee in arrivo e partenza dallo stesso, sono compresi gli oneri per il recupero e la conservazione, nonché quelli per lo smaltimento dei materiali non riutilizzabili.

- ***Trasformatore MT/BT***
Smontaggio conservativo del trasformatore MT/BT, stoccaggio in loco, carico su automezzo, trasporto e smaltimento. Anche qui come per l'inverter, si avrà la necessità di recuperare ed identificare le linee di cavo in arrivo ed in partenza dallo stesso. Sono inclusi gli oneri per il recupero e la conservazione, nonché quelli per lo smaltimento dei materiali non riutilizzabili.

- ***Rimozione/Recupero del contatore di produzione***
Smontaggio conservativo del contatore di produzione dall'inverter esistente, per una successiva ricollocazione all'interno dell'impianto, nel costo di installazione è compreso:
 - studio dell'attuale sistema, rilievo dei componenti;
 - smontaggio/messa in conservazione del contatore e dei componenti da riutilizzare;
 - fornitura e posa in opera dei componenti nuovi;
 - servizio di taratura a carico reale per verificarne la corretta inserzione in condizioni di esercizio;

Inoltre, si procederà con la rimozione dei quadri di stringa del campo, dei cavidotti interrati non più necessari e del quadro di parallelo AC.

Interventi di installazione, fornitura e posa in opera

- ***Posa e montaggio trackers e moduli fotovoltaici***
Per l'esecuzione della messa in opera delle strutture di sostegno trackers (inseguitori solari) e dei moduli fotovoltaici, sono compresi gli oneri di:
 - assistenza allo scarico dei materiali in cantiere al loro arrivo e accantonamento in area individuata fino al momento dell'utilizzo;

- identificazione dei punti di battitura dei pali;
 - prelievo dei materiali dai punti di deposito e la loro successiva movimentazione e/o spostamento secondo le necessità di montaggio e del cantiere;
 - battitura dei pali entro le tolleranze di progetto e richieste dal collaudatore;
 - montaggio strutture;
 - montaggio moduli fotovoltaici;
 - esecuzione dei collegamenti motore-controllore del tracker, cavi di terra.
- ***Collegamento strutture di sostegno e inverters***
 Riguardo la fornitura e posa in opera delle strutture di sostegno degli inverters, nel computo dei prezzi è compresa:
 - fornitura delle strutture in acciaio zincato a caldo;
 - identificazione con GPS dei punti battitura dei pali a partire dalle tavole;
 - battitura dei pali entro le tolleranze di progetto e richieste dal collaudatore;
 - montaggio delle strutture;
 - montaggio degli inverters FTV;
 - esecuzione dei collegamenti;
 - siglatura degli inverters per facile identificazione;
 - ***Posa e montaggio dei cavi solari (CDR¹³)***
 Per il montaggio e posa in opera dei CDR è compreso:
 - il montaggio dei CDR a parete;
 - l'esecuzione dei collegamenti;
 - la siglatura linee per facile identificazione.
 Inoltre, è inclusa la posa in opera delle linee DC/AC, impianto elettrico di messa a terra e il quadro di controllo degli attuatori dei trackers.

¹³ Sono i cavi impiegati nel montaggio e collegamento dei vari elementi dell'impianto fotovoltaico, essi sono caratterizzati da una buona resistenza ai raggi UV e alle varie condizioni atmosferiche. Questo fa sì che il cablaggio abbia un funzionamento che arrivi fino a 25 anni.

3.2 ASPETTI SIGNIFICATIVI AI FINI AUTORIZZATIVI

A seguito di interventi di manutenzione e ammodernamento tecnologico di impianti fotovoltaici si possono riscontrare degli ostacoli in ambito di autorizzazioni, ma allo stesso modo si può eventualmente accedere a procedure autorizzative semplificate se l'intervento rispetta delle determinate caratteristiche. È dunque necessario eseguire questo tipo di interventi avendo un occhio di riguardo verso quelli che sono i limiti prestabiliti dalle varie normative, queste forniscono istruzioni su come snellire gli adempimenti necessari al fine di comunicare al GSE (Gestore dei Servizi Energetici) l'avvenuta dell'intervento di manutenzione. Il fine comune rimane sempre agevolare il perseguimento ed il conseguimento degli obiettivi generali di sostenibilità ambientale, nonché la massimizzazione della produzione di energia elettrica da fonte fotovoltaica.

➤ ***Limiti di incremento di potenza***

La potenza rimarrà sostanzialmente invariata (la potenza di picco DC post-intervento rientra nell'intervallo del $\pm 1\%$ rispetto alla potenza prima dell'intervento).

L'incremento di potenza pari a 1,71 kWp rispetto allo stato attuale dell'impianto rientra nel limite dell'1% come stabilito dall'art. 30 del D.M. del 23 Giugno 2016, che definisce le procedure per gli interventi di manutenzione e ammodernamento tecnologico degli impianti fotovoltaici in esercizio.

➤ ***Altezza delle strutture***

Per quanto concerne l'altezza dei nuovi tracker, questa potrà variare dal terreno in modo limitato in funzione degli eventuali avvallamenti dello stesso, rimanendo comunque nel limite massimo costituito dal valore delle strutture esistenti maggiorato di un ulteriore 20%, come previsto da normativa. Si precisa che, trattandosi di strutture mobili, per cui ad altezza variabile, l'altezza di cui sopra è quella massima, ovvero quella corrispondente alla posizione di massima inclinazione. In tutti gli altri casi l'altezza è inferiore.

➤ ***Superficie occupata dai moduli***

La superficie complessiva occupata dai nuovi moduli sarà inferiore a quella attualmente interessata dall'installazione fotovoltaica. Non sono previste opere che interesseranno l'impermeabilizzazione del

terreno o che andranno a modificare la superficie impermeabile dello stesso.

➤ **Edifici affini all'impianto**

Le attuali cabine resteranno invariate sotto ogni punto di vista (superfici, volumi e sezioni).

3.5 CONFRONTO STATO ATTUALE E STATO DI PROGETTO

In questa sezione l'obiettivo è quello di fornire le caratteristiche tecniche dei componenti principali in utilizzo, effettuando un confronto e mettendo in evidenza le proprietà degli elementi che costituiscono l'impianto prima e dopo l'intervento.

STATO ATTUALE

Tabella 2: Dati progettuale dell'impianto prima del revamping.

STATO ATTUALE				
Modulo fotovoltaico	Marca	Potenza [W]	Quantità	Potenza Nominale DC [kW]
	Renegies Italia	230	4340	998.2
	Modello	Altezza [mm]	Larghezza [mm]	Superficie [m²]
	REN 220PLX/230	1640	987	7025.07
Inverter	Marca	Potenza AC [kW]	Quantità	Potenza complessiva AC [kW]
	ANSWER DRIVES	100	9	900
	Modello			
	PVPP8M580NP			
Trasformatore	Marca	Caratteristiche	Quantità	Potenza nominale [kVA]
	SEA	20000/270 V 50 Hz	1	1000

- ***Scheda tecnica dei moduli***

Il modulo è costituito con celle di silicio policristallino da 156 mm x 156 mm, con efficienza compresa in un intervallo che va

dal 15.5 al 17.5%; il che consente di sostenere potenze fino a 250 W. I materiali che costituiscono il modulo sono:

- vetro temperato
- tedlar¹⁴ o PET impermeabilizzante e isolante per il rivestimento del lato posteriore
- fogli di EVA¹⁵ come materiale inglobante
- cornice in alluminio anodizzato con fori di drenaggio

Per consentire una certa copertura dovuta ad eventuali perdite a causa di malfunzionamenti (ombreggiamenti, surriscaldamenti, ecc.), il modulo è fornito di diodo by-pass¹⁶. Inoltre, la scatola di giunzione per la connessione rapida dei cavi è sigillata e protetta dalle infiltrazioni d'acqua.

- ***Informazioni per il progettista***

Il modulo è adatto per applicazioni collegati alla rete, sistemi stand alone, installazioni sui tetti ed a terra. Si ha una disposizione di 60 celle (156 mm x 156 mm) collegate in serie, per una tensione massima di sistema di 1000 V.

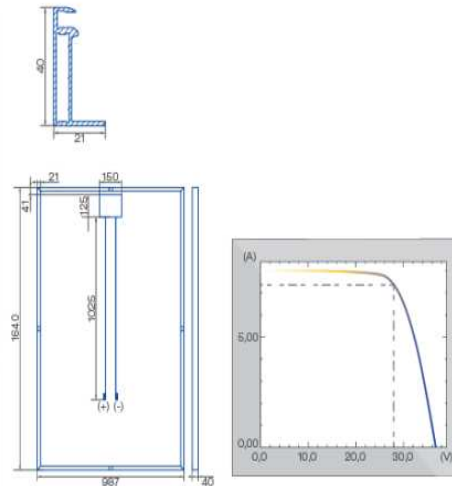
¹⁴ Questo materiale è solitamente impiegato nella copertura posteriore del modulo fotovoltaico. Il tedlar è un film di polivinilfluoruro caratterizzato da alcune caratteristiche chimiche, elettriche e meccaniche che lo rendono resistente ai raggi UV e all'invecchiamento atmosferico.

¹⁵ Noto come l'etilene vinil acetato, è un materiale plastico che vede largo utilizzo nel processo della produzione dei moduli fotovoltaici. Difatti, le celle solari vengono interposte tra due fogli di EVA, ed a seguito di un trattamento a caldo di sottovuoto, le celle vengono incapsulate ed isolate dall'aria e dagli agenti esterni.

¹⁶ È un dispositivo di protezione dell'impianto fotovoltaico. Esso viene installato nelle scatole di giunzione dei pannelli solari ed è capace di isolare dal circuito elettrico il modulo che presenta malfunzionamenti che possano compromettere la produzione energetica. In base a dove vengono installati, i diodi by-pass consentono anche di isolare dal circuito intere stringhe senza interrompere la produzione.

MODULO	
Dimensioni (± 2 mm)	1640x987x40
Peso	21 kg
Fronte	Vetro Temperato 4 mm
Retro	PET / Tedlar (TPT)
Cornice	Alluminio anodizzato
Inglobante	EVA
Diodi di Bypass	3x2 / 3 smd
Connettori/Cavi	Multicontact MC4 ® Male 1000mm Female 1000mm
Scatola di giunzione	Multicontact / Yamaichi PV-JB/S2-2-1AKE/4SOL/100/6XSQ-8A

CELLE	
Tipo celle	Silicio policristallino
Numero celle	60
Dimensioni celle	156x156 mm
Efficienza celle	15,5 % - 17,5 %



CARATTERISTICHE ELETTRICHE

Secondo norma CEI EN 50380 | Standard test conditions: Irraggiamento 1000w/m², spettro AM 1.5, temperatura celle 25 °C

		REN 220P/205	REN 220P/210	REN 220P/215	REN 220P/220	REN 220P/225	REN 220P/230	REN 220P/235	REN 220P/240	REN 220P/245	REN 220P/250
Potenza di picco (Wp)*	[W]	205	210	215	220	225	230	235	240	245	250
Corrente corto circuito (Isc)	[A]	7,81	7,88	7,97	8,05	8,11	8,16	8,25	8,36	8,51	8,61
Tensione circuito aperto (Voc)	[V]	36,77	36,95	37,13	37,37	37,61	37,93	38,04	38,19	38,37	38,51
Tensione max potenza (Vmp)	[V]	28,41	28,82	29,11	29,34	29,57	29,89	30,07	30,25	30,43	30,59
Corrente max potenza (Imp)	[A]	7,22	7,30	7,41	7,50	7,61	7,69	7,83	7,95	8,08	8,19
Coefficiente temperatura di Isc	[mA/°C]	4,00	4,00	4,00	4,00	4,00	4,00	4,00	4,00	4,00	4,00
Coefficiente temperatura di Voc	[mV/°C]	-129	-129	-129	-129	-129	-129	-129	-129	-129	-129
Coefficiente temperatura di Pmax	[%/°C]	-0,43	-0,43	-0,43	-0,43	-0,43	-0,43	-0,43	-0,43	-0,43	-0,43
NOCT	[°C]	47,33 °C									
Tensione nominale		24 V									
Temperatura operativa		-40 / +85 °C									
Temperatura ambiente		-40 / +45 °C									
Tensione max di sistema		1000 V									

* Tolleranza sui valori ±3%

Figura 22: Scheda tecnica dei moduli dello stato attuale.

● **Scheda tecnica Inverter**

Tabella 2A.2.3 Dati elettrici		PV8										
Versione in media tensione Rete @270V/20kV (U _{PV} 430 - 760V) "G" 880Vdc												
Solargate		Dati d'uscita			Dati d'ingresso			Dimensioni indicative				
Quadro	Inverter	Corrente nominale	Potenza nominale	Potenza massima	Corrente nominale	Potenza nominale	Potenza PV max. consigliata	Figura **	Larghezza	Altezza	Profondità ***	
		I _{ac} @2KHz A	P _{ac} KW	P _{m_ac} KW	I _{dc} A	P _{dc} KW	PPV KW		L mm	H mm	P mm	
PV8M037NP	SVG7045GEP	65	30	33	68	31	37	A	1200	2260	600	
PV8M043NP	SVG7053GEP	77	36	40	81	37	43	A	1200	2260	600	
PV8M054NP	SVG7066GEP	96	45	49	101	46	54	A1	1200	2260	800	
PV8M070NP	SVG7086GEP	124	58	64	130	59	70	A1	1200	2260	800	
PV8M090NP	SVG7108GEP	156	73	80	164	75	88	B	1400	2260	800	
PV8M100NP	SVG7125GEP	180	84	93	189	86	102	B	1400	2260	800	
PV8M120NP	SVG7150GEP	210	98	108	221	101	119	B	1400	2260	800	
PV8M140NP	SVG7166GEP	240	112	123	252	115	135	B	1400	2260	800	
PV8M170NP	SVG7200GEP	302	141	155	317	145	170	C	1800	2170	800	
PV8M205NP	SVG7250GEP	361	169	186	379	173	204	C	1800	2170	800	
PV8M240NP	SVG7292GEP	420	196	216	441	201	237	C	1800	2170	800	
PV8M290NP	SVG7340GEP	510	239	262	536	245	288	C	1800	2170	800	
PV8M350NP	SVG7420GEP	610	285	314	641	293	344	D	2000	2170	800	
PV8M390NP*	SVG7470GEP	680	318	350	714	326	384	D	2000	2170	800	
PV8M460NP	SVG7520GEP	800	374	412	840	384	451	E	3200	2170	600	
PV8M480NP	SVG7580GEP	840	393	432	882	403	474	E	3200	2170	600	
PV8M580NP	SVG7670GEP	1020	477	525	1071	489	576	E	3200	2170	600	
PV8M700NP	SVG7780GEP	1220	571	628	1281	585	688	E	3200	2170	600	
PV8M770NP*	SVG7940GEP	1360	636	700	1428	652	767	E	3200	2170	600	
PV8M860NP	SVG71K0GEP	1530	716	787	1607	734	863	F	4000	2170	600	
PV8M1K0NP	SVG71K2GEP	1830	856	941	1922	878	1033	F	4000	2170	600	
PV8M1K1NP*	SVG71K4GEP	2040	954	1049	2142	978	1151	F	4000	2170	600	

Figura 23: Scheda tecnica degli inverter dello stato attuale.

STATO DI PROGETTO

Tabella 3: Dati progettuali dell'impianto dopo il Revamping.

STATO DI PROGETTO				
Modulo fotovoltaico	Marca	Potenza [W]	Quantità	Potenza Nominale DC [kW]
	JINKO SOLAR	535	1869	999,92
	Modello	Altezza [mm]	Larghezza [mm]	Superficie [m ²]
	JKM 535M-72HL4-BDVP	2274	1134	4819,62
Inverter	Marca	Potenza AC [W]	Quantità	Potenza complessiva AC [kW]
	SMA	100	9	900
	Modello			
	SHP100-21			
Trasformatore	Marca	Caratteristiche	Quantità	Potenza nominale [kVA]
	da determinare	20000/400 V 50 Hz Dyn11	1	900

- **Scheda tecnica moduli**

Questo prodotto dispone di vari aspetti fondamentali che ne incrementano la qualità e l'affidabilità, tra i quali:

- utilizzo della *Multi Busbar technology*, una tecnologia che incrementa capacità di captare la luce solare ed inoltre riduce le perdite per effetto Joule nelle celle
- elevata resistenza al fenomeno *PID*
- diminuzione della potenza annuale dello *0.45%*
- resistenza certificata al carico del vento (2400 Pa) e della neve (5400 Pa)

Tiger Pro 72HC-BDVP

525-545 Watt

BIFACIAL MODULE WITH
DUAL GLASS

P-Type

Positive power tolerance of 0~+3%

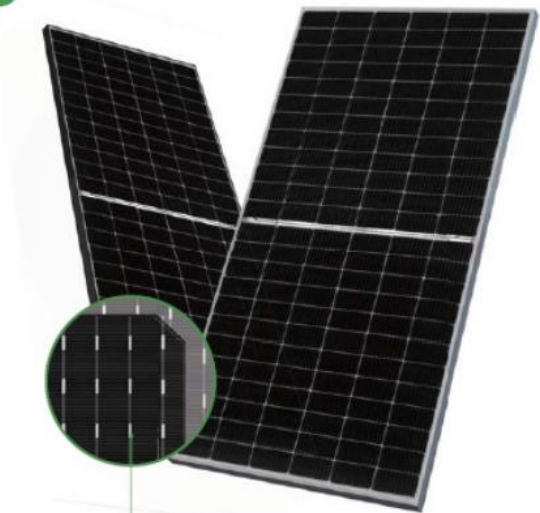
IEC61215(2016), IEC61730(2016)

ISO9001:2015: Quality Management System

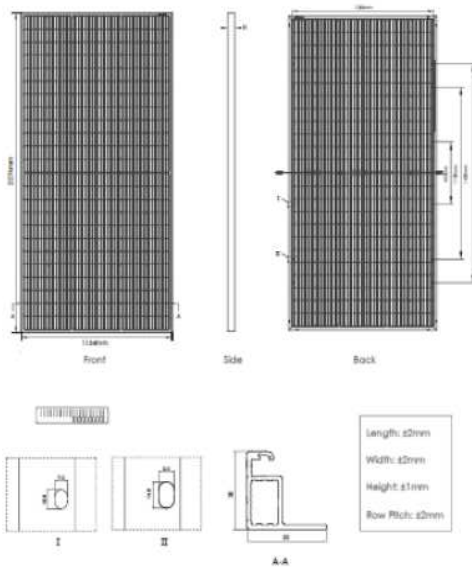
ISO14001:2015: Environment Management System

ISO45001:2018

Occupational health and safety management systems



Engineering Drawings

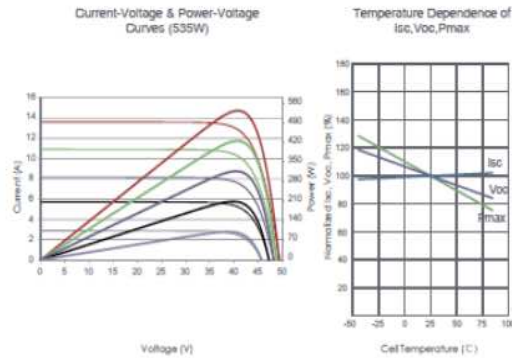


Packaging Configuration

(Two pallets = One stack)

35pcs/pallets, 70pcs/stack, 630pcs/ 40HQ Container

Electrical Performance & Temperature Dependence



Mechanical Characteristics

Cell Type	P type Mono-crystalline
No. of cells	144 (6×24)
Dimensions	2274×1134×30mm (89.53×44.65×1.18 inch)
Weight	34.3 kg (75.6 lbs)
Front Glass	2.0mm, Anti-Reflection Coating
Back Glass	2.0mm, Anti-Reflection Coating
Frame	Anodized Aluminium Alloy
Junction Box	IP68 Rated
Output Cables	TUV 1×4.0mm ² (+): 400mm, (-): 200mm or Customized Length

SPECIFICATIONS

Module Type	JKMS25M-72HL4-BDVP		JKMS30M-72HL4-BDVP		JKMS35M-72HL4-BDVP		JKMS40M-72HL4-BDVP		JKMS45M-72HL4-BDVP	
	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT
Maximum Power (Pmax)	525Wp	391Wp	530Wp	394Wp	535Wp	398Wp	540Wp	402Wp	545Wp	405Wp
Maximum Power Voltage (Vmp)	40.80V	37.81V	40.87V	37.88V	40.94V	37.94V	41.13V	38.08V	41.32V	38.25V
Maximum Power Current (Imp)	12.87A	10.33A	12.97A	10.41A	13.07A	10.49A	13.13A	10.55A	13.19A	10.60A
Open-circuit Voltage (Voc)	49.42V	46.65V	49.48V	46.70V	49.54V	46.76V	49.73V	46.94V	49.92V	47.12V
Short-circuit Current (Isc)	13.63A	11.01A	13.73A	11.09A	13.83A	11.17A	13.89A	11.22A	13.95A	11.27A
Module Efficiency STC (%)	20.36%		20.55%		20.75%		20.94%		21.13%	
Operating Temperature (°C)	-40°C~+85°C									
Maximum system voltage	1500VDC (IEC)									
Maximum series fuse rating	30A									
Power tolerance	0~+3%									
Temperature coefficients of Pmax	-0.35%/°C									
Temperature coefficients of Voc	-0.28%/°C									
Temperature coefficients of Isc	0.048%/°C									
Nominal operating cell temperature (NOCT)	45±2°C									
Refer. Bifacial Factor	70±5%									

BIFACIAL OUTPUT-REAR SIDE POWER GAIN

Gain (%)	Parameter	JKMS25M-72HL4-BDVP		JKMS30M-72HL4-BDVP		JKMS35M-72HL4-BDVP		JKMS40M-72HL4-BDVP		JKMS45M-72HL4-BDVP	
		Value	Value	Value	Value	Value	Value	Value	Value	Value	Value
5%	Maximum Power (Pmax)	551Wp	557Wp	562Wp	567Wp	572Wp	577Wp	582Wp	587Wp	592Wp	597Wp
	Module Efficiency STC (%)	21.38%	21.58%	21.78%	21.99%	22.19%	22.39%	22.59%	22.79%	22.99%	23.19%
15%	Maximum Power (Pmax)	604Wp	610Wp	615Wp	621Wp	626Wp	632Wp	637Wp	643Wp	648Wp	654Wp
	Module Efficiency STC (%)	23.41%	23.64%	23.86%	24.08%	24.30%	24.52%	24.74%	24.96%	25.18%	25.40%
25%	Maximum Power (Pmax)	656Wp	663Wp	669Wp	675Wp	681Wp	687Wp	693Wp	699Wp	705Wp	711Wp
	Module Efficiency STC (%)	25.45%	25.69%	25.93%	26.18%	26.42%	26.66%	26.90%	27.14%	27.38%	27.62%

*STC: ☀ Irradiance 1000W/m² 📱 Cell Temperature 25°C ☁ AM=1.5
 NOCT: ☀ Irradiance 800W/m² 📱 Ambient Temperature 20°C ☁ AM=1.5 🌬 Wind Speed 1m/s

Figura 24: Scheda tecnica dei moduli dello stato di progetto.

- **Scheda tecnica inverter**

L'inverter in questione è una soluzione ottimale vista la sua compattezza dimensionale e vista la sua elevata densità di potenza pari a 180 kW ed un voltaggio in ingresso (DC) pari a 1500 V. Le ridotte dimensioni costituiscono una soluzione che ottimizza e semplifica i costi di installazione e trasporto, inoltre è dotato di un Software automatico capace di fornire informazioni riguardanti il funzionamento e quindi sulle diverse operazioni di manutenzione da adottare durante l'intera vita utile del dispositivo.

Technical Data	Sunny Highpower 100-21	Sunny Highpower 150-21
Input (DC)		
Max. PV array power	200 kWp	300 kWp
Max. input voltage	1000 V	1500 V
MPP voltage range / rated input voltage	590 V to 1000 V / 590 V	880 V to 1450 V / 880 V
Max. input current / max. short-circuit current	180 A / 325 A	
Number of independent MPP trackers	1	
Number of inputs	1 or 2 (optional) for external PV array junction boxes	
Output (AC)		
Rated power at nominal voltage	100 kW	150 kW
Max. apparent power	100 kVA	150 kVA
Nominal AC voltage / AC voltage range	400 V / 177 V to 477 V	600 V / 480 V to 690 V
AC grid frequency / range	50 Hz / 44 Hz to 55 Hz 60 Hz / 54 Hz to 66 Hz	
Rated grid frequency	50 Hz	
Max. output current	151 A	
Power factor at rated power / displacement power factor adjustable	1 / 0 overexcited to 0 underexcited	
Harmonic (THD)	< 3%	
Feed-in phases / AC connection	3 / 3-PE	
Efficiency		
Max. efficiency / European efficiency	98.7% / 98.4%	99.1% / 98.8%
Protective devices		
Ground fault monitoring / grid monitoring / DC reverse polarity protection	● / ● / ●	
AC short-circuit current capability / galvanically isolated	● / -	
All-pole-sensitive residual-current monitoring unit	●	
Monitored surge arrester (type II) AC / DC	● / ●	
Protection class (according to IEC 62109-1) / overvoltage category (as per IEC 62109-1)	I / AC; III; DC; II	
General Data		
Dimensions (W / H / D)	770mm / 830 mm / 462 mm (30.3 in / 32.7 in / 18.2 in)	
Weight	99 kg (218 lb)	
Operating temperature range	-25°C to +60°C [-13°F to +140°F]	
Noise emission (typical)	69 dB(A)	
Self-consumption (at night)	< 5 W	
Topology	transformerless	
Cooling method	OptiCool, active cooling, speed-controlled fan	
Degree of protection (according to IEC 60529)	IP65	
Max. permissible value for relative humidity (non-condensing)	100%	
Features / function / accessories		
DC connection / AC connection	Terminal lug (up to 300 mm ²) / Screw terminal (up to 150 mm ²)	
LED indicators (Status / Fault / Communication)	●	
Ethernet interface	● (2 ports)	
Data interface: SMA Modbus / SunSpec Modbus / Speedwire	● / ● / ●	
Mounting type	Rack mounting	
OptiTrac / Integrated Plant Control / Q on Demand 24/7	● / ● / ●	
Off-grid capable / SMA Fuel Save Controller compatible	● / ●	
Warranty: 5 / 10 / 15 / 20 / 25 years	● / ○ / ○ / ○ / ○	
Certificates and approvals (pending)	IEC/EN 62109-1/-2, VDE-AR-N 4110/4120, IEC 62116, IEC 61727, EN 50549, C10/11, CEI 0-16, G99/1 (>16A), PO 12.3, ABNT NBR 16149	
Type designation	SHP 100-21	SHP 150-21

● Standard features ○ Optional features - Not available Data at nominal conditions Status: 09/2022

Figura 25: Scheda tecnica degli inverter dello stato di progetto.

- *Scheda tecnica inseguitori solari*

Specifiche tecniche	
Tipo di sistema di inseguimento	Inseguitore a singolo asse orizzontale orientato da Nord a Sud, con inseguimento da East a Ovest
Tipologia di sistema di controllo	l'algoritmo del sistema di controllo si basa su un orologio astronomico programmabile. Non sono presenti sensori ad irraggiamento
Errore di tolleranza di inseguimento	$\pm 2^\circ$
Moduli compatibili	Un quadro di controllo per ogni 10 linee di trackers, con GPS integrato e un anemometro che funge da sistema di sicurezza per il vento con un encoder a circuito chiuso
Configurazioni	<ul style="list-style-type: none"> - 1 modulo orientato in verticale - 2 moduli orientati in orizzontale - 2 moduli in verticale
Angolo di movimento	Fino a $120^\circ (\pm 60^\circ)$
Motori	Attuatori lineari guidati da motori AC ad induzione con encoder integrato (oil-free transmission)
Alimentazione	<ul style="list-style-type: none"> - AC da servizi ausiliari - sistema di autoalimentazione con pannello di stringa
Sistema di monitoraggio	Si basa su un sistema di comunicazione in tempo reale da remoto tramite il protocollo di comunicazione ModBus
Range di temperatura di lavoro	Si lavora entro un range Standard che va dai $-10^\circ/50^\circ$ C (è disponibile un'eventuale estensione del campo di lavoro)
Materiale	Acciaio galvanizzato o Acciaio CorTen in funzione del sito di installazione e delle condizioni ambientali
Garanzia	10 anni per componenti meccanici e 5 anni per motori e componenti elettronici

Tolleranze di installazione	
Altezza	± 20 mm
Disallineamento Nord-Sud	± 45 mm
Disallineamento East-Ovest	± 45 mm
Inclinazione	$\pm 2^\circ$
Rotazione	$\pm 5^\circ$
Pendenza massima del terreno	- 15% Nord/Sud, - qualsiasi Est/Ovest

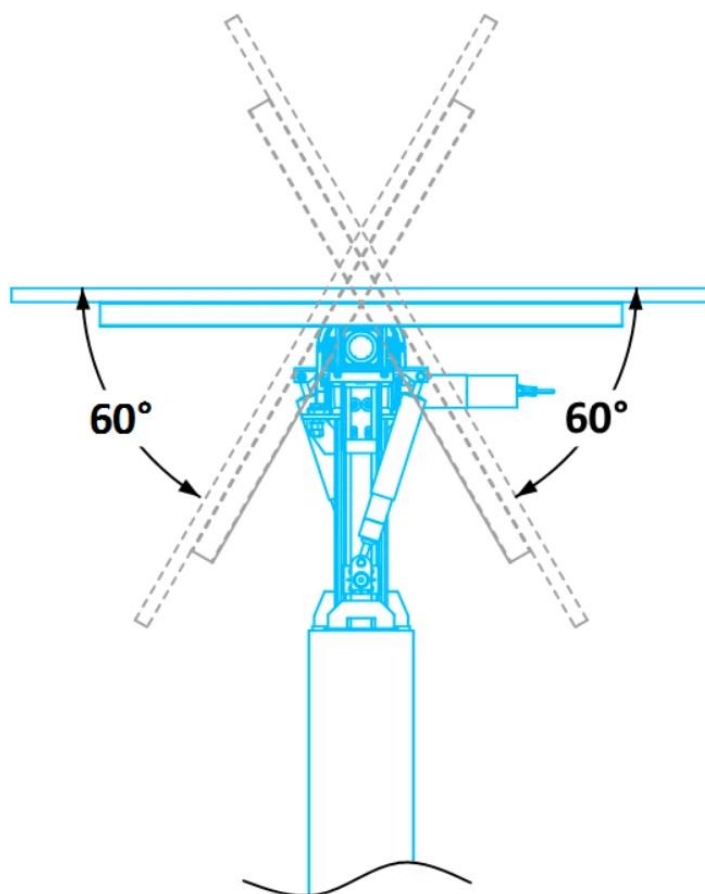


Figura 26: Tracker fotovoltaico.

3.6 STIMA DEI COSTI DI INTERVENTO

In questo paragrafo si vuole valutare, tramite un parametro di riferimento, la stima dei costi totali del Revamping raggruppando le principali attività da svolgere in base allo stato di progetto e quindi alla nuova configurazione di impianto. Per prima cosa occorrerà definire il parametro di riferimento sopra citato ed adottato per la valutazione economica. Si definisce il *CAPEX* come al *Capital Expenditures*, questi rappresentano i flussi di cassa in uscita per la realizzazione di investimenti in attività immobilizzate di natura operativa. Si tratta cioè di investimenti in capitale fisso.

Tabella 4: *Computo metrico dell'intervento.*

Revamping	CAPEX [kEUR/impianto]
Acquisto moduli	350
Inverters	50
Trackers	160
Attività di rimozione/installazione (paragrafi 2 e 3): - smontaggio/rimontaggio - smaltimento - monitoraggio - scavi - messa in opera e fornitura e messa in opera	250
Spese tecniche	50
Totale	810

3.7 CONFRONTO: ANALISI ECONOMICA

Per valutare la convenienza dell'investimento relativo all'intervento di Revamping e quantificare il periodo di tempo entro il quale verrà recuperato il capitale investito, si è deciso di eseguire un confronto in termini di resa energetica tra l'impianto prima e dopo l'intervento di manutenzione. Il tutto è stato preso in analisi in un periodo di funzionamento pari a 10 anni.

Tabella 5: Dati progettuali dell'impianto prima del Revamping.

STATO ATTUALE				
Modulo fotovoltaico	Marca	Potenza [W]	Quantità	Potenza Nominale DC [kW]
	Renergies Italia	230	4340	998.2
	Modello	Altezza [mm]	Larghezza [mm]	Superficie [m²]
	REN 220PLX/230	1640	987	7025.07
Inverter	Marca	Potenza AC [kW]	Quantità	Potenza complessiva AC [kW]
	ANSWER DRIVES	100	9	900
	Modello			
	PVPP8M580NP			
Trasformatore	Marca	Caratteristiche	Quantità	Potenza nominale [kVA]
	SEA	20000/270 V 50 Hz	1	1000

Non essendo a conoscenza dei dati relativi alla produzione annua degli anni precedenti, ci si è serviti di una simulazione capace di fornire un riscontro riguardo alla produzione di energia nell'arco di un anno. Che a seguito dell'analisi risulta essere pari a 1297,82 MWh/y e una produzione specifica di circa 1300 MWh/y/kWp.

Qui sotto è riportato l'andamento della produzione mensile dell'impianto con strutture fisse nell'arco di un anno. Da notare come l'energia prodotta sia pari a quella immessa dato che il tasso di autoconsumo dell'impianto è pari allo 0% proprio perché esso è esclusivamente collegato alla rete elettrica nazionale.

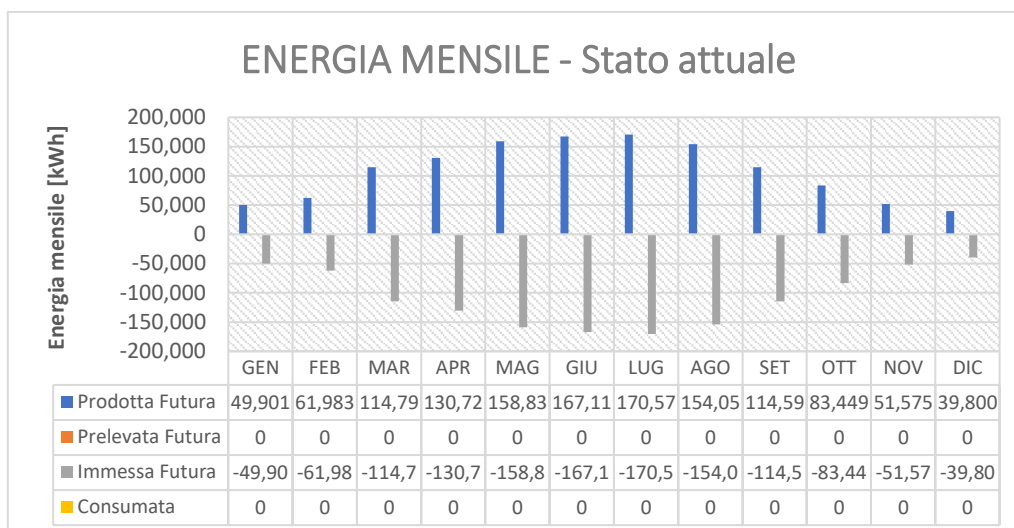


Figura 27: Andamento annuale dell'energia prodotta dall'impianto prima dell'intervento.

Inoltre, stando alle informazioni fornite delle schede tecniche dei componenti principali ed in particolare per quanto concerne i moduli, verrà considerato un certo decremento di potenza annua fornito dal costruttore.

Valorizzazione dell'energia

L'impianto ha l'accesso alle tariffe incentivanti del *IV Conto Energia*, un sistema di incentivazione statale con delle tariffe fisse che variano in base alla taglia e alle caratteristiche dell'impianto. Secondo il decreto legislativo del *5 Maggio 2011*, l'impianto soggetto ad analisi ha l'accesso ad una tariffa incentivante pari a 163 €/MWh, avendo assunto che esso sia entrato in funzione nell'anno 2012.

Tabella 6: Tariffe incentivanti dell'anno 2012 ai sensi del D.M. 5 Maggio 2011 [24].

	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

Visto che le tariffe corrispondenti alla fascia di potenza dell'impianto ($200 < P < 1000$ kW) prevedono una tariffa diversa per ogni semestre del 2012, per semplicità è stato utilizzato il loro valore medio, appunto di circa 163 €/MWh. Si ricorda che queste tariffe verranno considerate invariate per tutto l'arco di tempo di funzionamento preso in considerazione (10 anni).

Inoltre, essendo un impianto esclusivamente collegato alla rete elettrica nazionale, l'energia prodotta e quindi direttamente immessa verrà valutata basandosi sull'indice *PUN*, acronimo di Prezzo Unico Nazionale. Il *PUN* viene fornito dal *GME* (Gestore dei Mercati Elettrici) ed è definito come il prezzo a cui viene acquistata l'energia elettrica nella borsa elettrica italiana (Italian Power Exchange, IPEX). Il valore giornaliero del *PUN* ha carattere puramente indicativo e nel calcolo del *PUN* index per le tariffe a prezzo indicizzato, si tiene conto solo della media finale mensile e non del valore quotidiano del *PUN*. Per cui in questa analisi è stato assunto un valore medio pari a 112 €/MWh che implementerà, in aggiunta con la tariffa incentivante, il profitto dalla produzione di energia [25].

Contratti O&M e A&M

In aggiunta alla stima dei costi è opportuno considerare degli eventuali contratti O&M e A&M, fondamentali per garantire un'ottima gestione sia per quanto riguarda gli interventi di manutenzione ordinaria che per l'adempimento degli aspetti tecnici, finanziari e amministrativi di un impianto energetico durante le fasi di sviluppo, costruzione e funzionamento. In questa analisi, per quanto riguarda l'impianto di partenza sono state assunte come spese riferite all'accesso di questi servizi di manutenzione e gestione della fonte energetica, rispettivamente 11 kEUR/y e 1 kEUR/y.

In seguito, verranno fatte considerazioni analoghe riguardanti stavolta l'impianto post-Revamping, al fine di quantificare le entrate e uscite generate dall'intervento e quindi dalla nuova configurazione del campo fotovoltaico, per poi confrontarle con quelle riscontrate nel caso precedente.

Tabella 7: Dati progettuali dell'impianto dopo il Revamping.

STATO DI PROGETTO				
Modulo fotovoltaico	Marca	Potenza [W]	Quantità	Potenza Nominale DC [kW]
	JINKO SOLAR	535	1869	999,92
	Modello	Altezza [mm]	Larghezza [mm]	Superficie [m ²]
	JKM 535M-72HL4-BDVP	2274	1134	4819,62
Inverter	Marca	Potenza AC [W]	Quantità	Potenza complessiva AC [kW]
	SMA	100	9	900
	Modello			
	SHP100-21			
Trasformatore	Marca	Caratteristiche	Quantità	Potenza nominale [kVA]
	da determinare	20000/400 V 50 Hz Dyn11	1	900

Sempre con l'ausilio degli strumenti di calcolo utilizzati in precedenza si prevede che l'impianto generi nel suo primo anno di funzionamento 1749 MWh/y ed una potenza specifica pari a circa 1749,32 MWh/y/kWp.

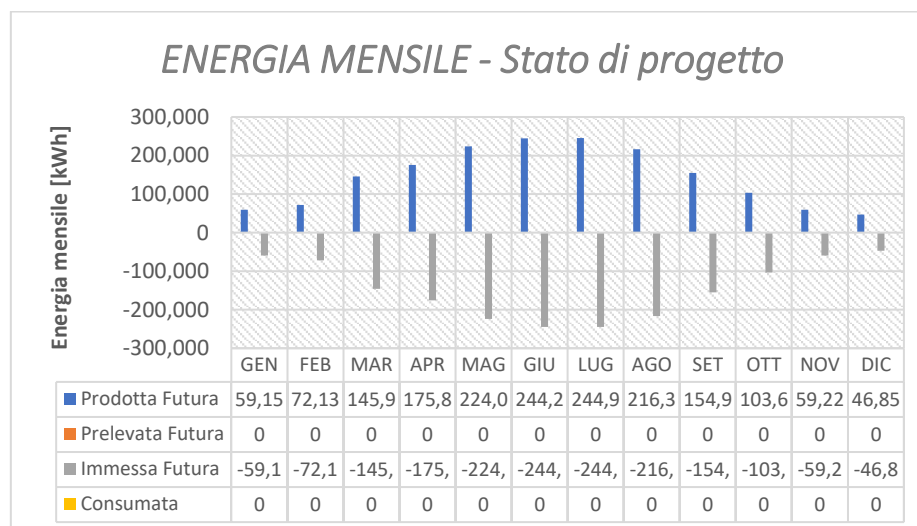


Figura 28: Andamento annuale dell'energia prodotta dall'impianto dopo l'intervento.

Anche in questo caso, ad eccezione del primo anno di funzionamento, verrà considerato un decremento di potenza annua generata dai moduli fotovoltaici fornito dal costruttore.

Valorizzazione dell'energia

L'impianto continuerà ad essere incentivato secondo il sistema stabilito dal decreto del *IV Conto Energia*, per cui la tariffa incentivante rimarrà invariata e quindi del valore di 163 €/MWh. Inoltre, anche se l'installazione dei nuovi moduli impiegano tecnologie innovative al fine di massimizzare la resa energetica, ad essi non sarà riconosciuta la maggiorazione della tariffa stabilita secondo il decreto del *5 Luglio 2012, art. 5, comma 2* [26]. Questo perché oltre ad applicare tecnologie innovative i componenti principali (quali moduli e inverter), per garantire l'accesso alla maggiorazione sopra citata è necessario che i moduli siano prodotti all'interno di stati appartenenti all'*UE*. Tuttavia, i moduli da installare previsti nella nuova configurazione non soddisfano tale requisito.

L'impianto anche successivamente all'intervento di revamping rimarrà esclusivamente collegato alle reti di distribuzione di energia elettrica nazionale, per cui la vendita di energia elettrica in rete sarà quantificata secondo l'indice PUN, assunto nuovamente pari a 112 €/MWh.

Contratti O&M ed A&M

La situazione si presenta analoga al caso precedente con l'unica differenza che in questo caso disponendo di strutture mobili e non fisse, si assume che i costi relativi ad un eventuale contratto di manutenzione siano leggermente inferiori. Questo grazie al fatto che durante gli interventi di manutenzione ordinaria, gli inseguitori solari monoassiali impiegati, richiedono una manutenzione di minor complessità in quanto necessitano solamente di operazioni di lubrificazione annuale dei componenti mobili quali attuatori lineari, che consentono l'inseguimento della fonte solare. Per quanto riguarda il contratto A&M, verrà considerato analogo al caso precedente.

Rientro del capitale investito

Stando alla resa dell'impianto prima e dopo dell'intervento, in questa sezione si procederà ad analizzare e quantificare i flussi in entrata ed uscita. Facendo un confronto tra le due configurazioni di impianto, è possibile stabilire il periodo di tempo entro il quale viene recuperato il capitale investito.

La tabella qui sotto riportata riassume tutti i dati considerati e necessari per lo svolgimento dell'analisi economica.

Tabella 8: Dati impiegati nell'analisi economica.

	Prima	Dopo
Produzione complessiva [MWh/y]	1297,82	1749
Contratto O&M [kEUR/y]	11	10
Contratto A&M [kEUR/y]	1	1
Decremento potenza [%/y]	0,01	0,45
Stima costo intervento [EUR/kWp]	810,06	
Tariffa IV Conto Energia [EUR/MWh]	239	
Prezzo di vendita (PUN) [EUR/MWh]	112	

A questo punto è opportuno quantificare il flusso di cassa in entrata generato dalla produzione dell'energia immessa in rete e quindi dall'energia elettrica successivamente venduta.

Partendo dal presupposto che il periodo di funzionamento preso in considerazione è della durata di dieci anni, al fine di chiarire come i flussi di cassa annuali verranno quantificati si farà riferimento ad un periodo di produzione di un anno, ma il criterio di valutazione degli anni successivi sarà analogo. Per cui è opportuno sottolineare che nei dati analizzati non verrà considerato alcun decremento di potenza dei moduli fotovoltaici. Il criterio di analisi sarà analogo sia nel caso di impianto prima dell'intervento che successivo.

Ora si assume di valutare la redditività della configurazione attuale già esistente. Come prima cosa basandoci sulla produzione complessiva annua

di energia P_C [MWh/y] (riferita in questo caso esclusivamente al primo anno di funzionamento), si procede con il calcolo dell'importo riconosciuto I [€] sia per l'incentivo statale t_{CE} [€/MWh] (tariffa *IV Conto Energia*), sia per il ricavo dalla vendita di energia immessa in rete identificata con l'indice PUN [€/MWh]:

$$I = P_C \cdot (t_{CE} + PUN)$$

(3.1)

A questo importo è necessario considerare le spese riguardanti un eventuale contratto di manutenzione C_m [€] (costi di manutenzione) e di gestione amministrativa C_g [€] (costi di gestione) dell'impianto. Perciò si valuta il flusso di cassa netto (CFN) nell'anno preso in considerazione come:

$$CFN = I - (C_m + C_g)$$

(3.2)

Lo studio della resa è analogo per l'impianto nella configurazione finale. Ma per effettuare una corretta valutazione della convenienza e della redditività dell'intervento è opportuno procedere con un criterio di confronto in cui verrà considerata la differenza dell'energia annua prodotta ΔP_C [€/MWh] tra le due configurazioni. Una volta nota questa differenza il procedimento per il calcolo del flusso di cassa rimane inalterato e segue il metodo precedentemente illustrato.

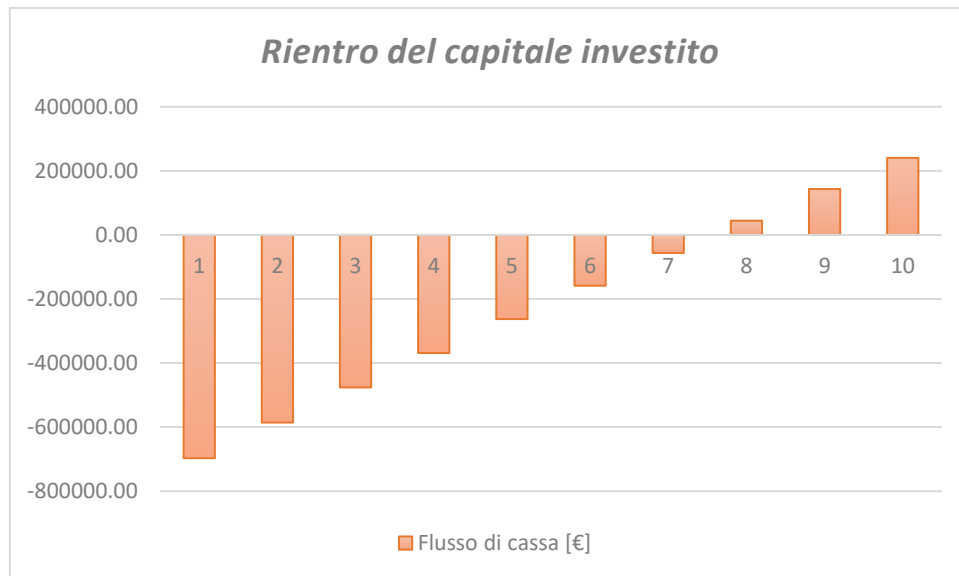


Figura 29: Andamento annuale dei flussi di cassa (periodo di 10 anni)

Il diagramma mostra l'andamento del flusso di cassa, approssimativamente lineare, nel corso del periodo di analisi considerato nella quale si nota un recupero del capitale investito per l'intervento. Inoltre, è possibile constatare che il totale recupero dei costi sostenuti verrà raggiunto nel periodo di tempo che intercorre tra il settimo e ottavo anno di funzionamento dell'impianto post-Revamping. E dunque dall'ottavo anno in poi si percepirà un certo profitto più o meno variabile derivante sia dalla vendita dell'energia prodotta e sia dall'energia elettrica immessa in rete. Si tiene a precisare che i profitti annuali saranno lievemente minori con il passare del tempo, in particolare da anno in anno, a causa della diminuzione delle performance e quindi della resa energetica dei moduli fotovoltaici. Difatti, escluso il primo anno di funzionamento, nello studio degli impianti sono stati considerati i rispettivi fattori di decremento di potenza.

3.8 CONSIDERAZIONI

In questo studio è stato assunto come anno di entrata in esercizio dell'impianto (già esistente) il 2012; per cui esso ricade nel sistema di incentivazione ai sensi del *D.M. 5 Maggio 2011 (IV Conto Energia)*. Come affermato nel capitolo precedente la tariffa incentivante sulla produzione presa in esame è pari a 163 €/MWh, e per praticità dei calcoli è stata considerata invariata fino al decorrere del periodo di analisi. Dato che il meccanismo di incentivazione e le tariffe vengono periodicamente aggiornate e ristabilite, è interessante porsi il problema relativo a quanto sarebbero cambiati i flussi di cassa se si fosse tenuto conto dell'effettiva variazione del valore degli incentivi. Per semplicità ci si porrà nella situazione in cui l'entrata in vigore degli incentivi siano riferiti all'anno 2013, per il resto, il criterio per determinare i flussi di cassa rimane invariata. Secondo il suddetto articolo, a decorrere dal 2013 l'incentivo è costituito da una tariffa detta onnicomprensiva, che è la "somma" tra la componente derivante dalla produzione di energia pulita e da quella riguardante l'immissione in rete e quindi la vendita di energia elettrica. Questo significa che al valore della tariffa non va aggiunto quello relativo all'indice PUN dell'energia elettrica.

Tabella 8: Tariffe incentivanti dell'anno 2013 ai sensi del D.L. 15 Maggio 2011 [24].

	Impianti sugli edifici		Altri impianti fotovoltaici	
	Tariffa onnicomprensiva	Tariffa autoconsumo	Tariffa onnicomprensiva	Tariffa autoconsumo
$1 \leq P \leq 3$	0,375	0,230	0,346	0,201
$3 < P \leq 20$	0,352	0,207	0,329	0,184
$20 < P \leq 200$	0,299	0,195	0,276	0,172
<u>$200 < P \leq 1000$</u>	0,281	0,183	0,239	0,141
$1000 < P \leq 5000$	0,227	0,149	0,205	0,127
$P > 5000$	0,218	0,140	0,199	0,121

Come si può notare dalla tabella qui sopra riportata, il valore de tariffa che ricade nella fascia di potenza dell'impianto preso in esame, nel 2013 era pari a 239 €/MWh. Inoltre, si ricorda che alla presente tariffa non viene aggiunta quella relativa all'autoconsumo in quanto l'impianto è direttamente

allacciato in rete. In più lo stesso articolo introduce delle riduzioni dell'incentivo con il decorrere degli anni secondo la seguente tabella:

Tabella 9: Riduzioni previste delle tariffe incentivanti a decorrere dal 2013 [24].

	1° semestre	2° semestre
2013		9%
2014	13%	13%
2015	15%	15%
2016	30%	30%

Per semplicità, verrà preso in considerazione il valore medio delle riduzioni semestrali riportate in tabella, dunque considerando una riduzione annua del 17% circa. A sensi del D.M. del *IV Conto Energia* le tariffe possono essere ulteriormente ridotte rispetto a quanto previsto dalla precedente tabella, ciò è determinato dal costo annuo imputabile agli impianti che entrano in esercizio nel periodo di osservazione. In ogni caso il GSE comunica entro tre giorni dalla fine di ciascun periodo di osservazione, le riduzioni per il semestre successivo.

Preso atto delle considerazioni fatte l'andamento dei flussi di cassa è il seguente:

Rientro del capitale investito

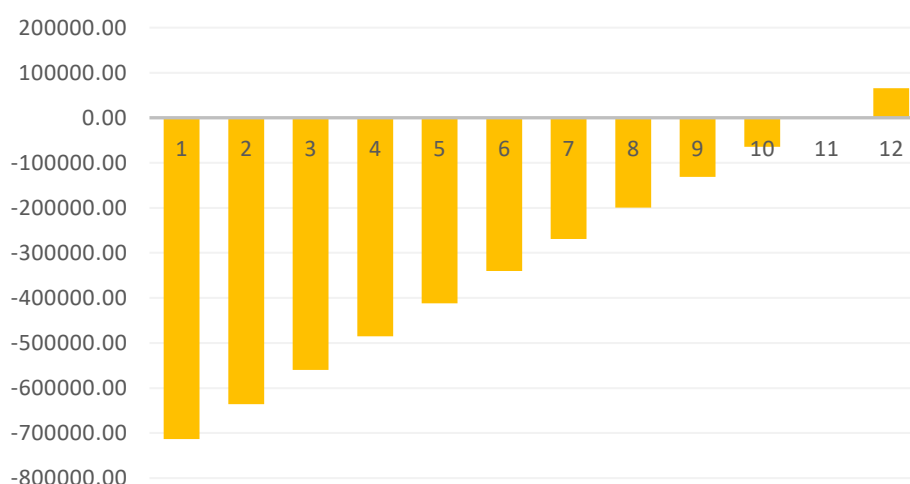


Figura 30: Andamento annuale dei flussi di cassa (periodo di 12 anni).

Il nuovo trend ha lo stesso andamento lineare dell'analisi fatta originariamente (d'altronde il criterio per determinare i flussi di cassa è lo stesso), con la differenza che in quest'ultima situazione il detentore dell'impianto comincia a percepire i primi guadagni una volta passati 10/11 anni; ben tre anni in ritardo rispetto al primo studio. Questo ovviamente è dato dal fatto che con il passare degli anni il meccanismo di incentivazione ha visto una riduzione sensibile della remunerazione per la produzione di energia elettrica da fonte solare e limitando di conseguenza la cerchia di investitori nel settore del fotovoltaico.

CAPITOLO 4. CONCLUSIONI

Dall'analisi portata a termine si evince che l'investimento iniziale dedicato all'intervento di Revamping, seppur considerevole, risulta essere redditizio e capace di recuperare tutto il capitale poco prima dell'intervallo di tempo preso in studio. Uno dei fattori di rilievo sta nella fase di scelta dei nuovi componenti principali, in cui si punta ad un grado di tecnologia e prestazioni più avanzato, si pensi difatti all'impiego di moduli con un'alta densità di potenza, più prestanti e soprattutto alle strutture di sostegno mobili. Questa combinazione all'interno dell'impianto garantisce una produzione energetica nettamente maggiore rispetto a quella antecedente al Revamping, questo lo si può anche constatare dai grafici rappresentanti la produzione annua, riportati nella precedente analisi economica.

Per quanto riguarda la fase di acquisizione dei dati inerenti alla produzione annuale dell'impianto già esistente, in questa occasione ci si è serviti di un algoritmo che permetteva di simulare in maniera più o meno efficace l'assorbimento e quindi la produzione energetica nell'arco di un anno. Questo perché non erano reperibili i dati relativi alla produzione storica.

Un'alternativa per emulare il comportamento dell'impianto in maniera più fedele possibile, avrebbe potuto essere quella di utilizzare un software chiamato PVsyst. Questo programma è pensato per lo studio, il dimensionamento e l'analisi dei dati di un impianto fotovoltaico completo, che può trattare di impianti isolati o connessi a rete. L'utente ha la possibilità di eseguire simulazioni di impianti e di compararle tra loro ed è assistito nella progettazione di tutto il sistema, dalla scelta del piano orientato fino alla definizione del layout completo delle stringhe sul campo. Inoltre, l'utente può introdurre maggiori dettagli, dalle specifiche del modulo alle perdite nel ferro del trasformatore a valle dell'inverter. Infine, il software pone a disposizione dell'utente i risultati della simulazione con l'energia prodotta e i dettagli delle perdite [27].

Da quello che è emerso dalle osservazioni finali, è possibile concludere che da un lato gli investimenti nel fotovoltaico sono convenienti per quanto riguarda la componentistica. Questo perché seppur in origine veniva sostenuta una spesa iniziale rigorosa, oggi questo tipo di investimento si può considerare redditizio grazie alla rapida riduzione dei costi di investimento, a causa del fatto che si parla ormai di un settore che si è affermato nel mercato

sviluppendosi velocemente a livello globale. D'altra parte, dall'ultima considerazione (del capitolo 4) si evidenzia il problema della continua riduzione del valore delle tariffe incentivanti, e questo fa sì che gli investimenti nel fotovoltaico siano di volta in volta meno redditizi e più rischiosi. Ciò conferma che i quadri politici e normativi ostacolando lo sviluppo della produzione da fonte solare. Sarebbero dunque necessarie delle innovazioni in ambito politico e normativo, con adozione di opportuni schemi di incentivazione e prezzi di mercato favorevoli per stimolare gli investitori e contribuendo inoltre ad eliminare le barriere economiche verso il settore delle FER.

BIBLIOGRAFIA E SITOGRAFIA

- [1] IEA, «Panoramica,» 6 Dicembre 2022. Disponibile su: <https://www.iea.org>.
- [2] C. D'Alpaos e F. Andreolli, «The economics of Solar Home Systems: state of art and future challenges in local energy markets,» *Valori e valutazioni*, pp. 77-78, 2020.
- [3] IEA, «Energia,» 10 Luglio 2023. Disponibile su: <https://www.iea.org/>.
- [4] IEA, «Panoramica,» 10 Luglio 2023. Disponibile su: <https://www.iea.org>.
- [5] IEA, «Rinnovabili 2022,» Disponibile su: <https://www.iea.org/>.
- [6] IEA, «Data and statistics,» 24 Novembre 2022. Disponibile su: <https://www.iea.org>.
- [7] IEA, «Rinnovabili 2022,» 24 Novembre 2022. Disponibile su: <https://www.iea.org/>.
- [8] IEA, *analisi statistica del 10 Luglio 2023*. Disponibile su: <https://www.iea.org/>.
- [9] ANIE Rinnovabili, «Fonti rinnovabili» 18 Aprile 2023. Disponibile su: <https://rienergia.staffettaonline.com>
- [10] ANIE Rinnovabili, su «Elaborazioni ANIE Rinnovabili su dati Terna»
- [11] L. Barbini, «Attualità,» 31 Maggio 2023. Disponibile su: <https://eletttricomagazine.it>.
- [12] Gestore dei Servizi Energetici S.p.A, «dati EUMETSAT,» 4 Maggio 2023. Disponibile su: Gestore dei Servizi Energetici S.p.A.
- [13] GSE, «Rapporto statistico 2022,» 4 Maggio 2023. Disponibile su: <https://www.gse.it>.
- [14] GSE, «Rapporto statistico 2022,» 2023. Disponibile su: <https://www.gse.it>.
- [15] 4-Energy, «Servizi,» 10 Aprile 2020. Disponibile su: <https://www.4-energy.it>.
- [16] SMA, «Sistemi di monitoraggio,».
- [17] P. C. Cristian, «Performance of a Grid Connected Photovoltaic Plant,» 2009.
- [18] [Online]. Disponibile su: <https://it.made-in-china.com>.
- [19] [Online]. Disponibile su: <http://www.consulente-energia.com/>.
- [20] S.T.E. Pignotti, «Inseguitori solari,» Disponibile su: www.ste-pignotti.com.
- [21] [Online]. Disponibile su: <https://www.axialstructural.com/>.
- [22] «Inseguitori solari monoassiali,» Disponibile su: www.ideegreen.it.
- [23] MECASOLAR, 15 Dicembre 2011. Disponibile su: www.infobuildenergia.it.

[24] *Ministro dello sviluppo economico, «DECRETO 5 maggio 2011,». Disponibile su: <https://www.gazzettaufficiale.it>.*

[25] *GME, Giugno 2023. Disponibile su: <https://www.mercatoelettrico.org>.*

[26] *Ministro dello sviluppo economico, «Decreto 5 Luglio 2012,». Disponibile su: <https://www.gazzettaufficiale.it>.*

[27] *PVSystem, «Software,». Disponibile su: <https://www.pvsyst.com/>.*