



**Politecnico
di Torino**

Corso di Laurea Magistrale in Ingegneria Elettrica

Tesi di Laurea Magistrale

**Modelli di producibilità fotovoltaica e progetto elettrico di un
impianto di generazione con compensazione della riduzione
del fattore di potenza per uno stabilimento industriale**

Relatore

Prof. Filippo Spertino

Co-relatore

Prof. Alessandro Ciocia

Candidato

Alberto Casetta

Matr. s302212

Anno Accademico 2023/2024

Luglio 2024

Indice dei contenuti

Indice delle figure	6
Indice delle tabelle.....	10
Generalità.....	12
La mia attività lavorativa e formativa in Albasolar S.r.l.....	13
Capitolo I: Le fonti rinnovabili in Italia.....	14
Capitolo II: Aspetti teorici della radiazione solare e dei generatori fotovoltaici.....	18
II.1 L'energia solare	18
II.2.1 Approfondimento sull'albedo	19
II.3 La radiazione solare e lo spettro elettromagnetico	20
II.3 La posizione del Sole rispetto alla Terra	22
II.4 La posizione del Sole durante l'anno	24
II.5 L'ombreggiamento e distanza tra i ricettori solari	24
II.6 Mappa della distribuzione della radiazione solare in Italia	26
II.7 La misura dell'irradianza solare.....	27
II.8 L'effetto fotovoltaico	28
II.9 Limiti della conversione fotovoltaica	34
II.10 Le tecnologie delle celle fotovoltaiche: passato e presente	35
II.11 La cella fotovoltaica.....	37
II.12 Influenza delle grandezze meteorologiche sulla curva caratteristica I-V	40
II.13 Dalla cella al modulo fotovoltaico	43
II.14 Condizioni di guasto di un array fotovoltaico.....	44
II.15 Struttura e tecnologia del modulo fotovoltaico bifacciale	47
Capitolo III: Aspetti teorici dei convertitori elettronici.....	50
III.1 I convertitori DC/DC	51
III.2 I convertitori DC/AC	54

Capitolo IV: Modelli di producibilità fotovoltaica	56
IV.1 Sito di intervento e considerazioni sull’impatto ambientale dell’impianto	56
IV.2 Fabbisogno energetico dello stabilimento industriale e fonti di generazione interne esistenti	57
IV.3 Analisi della producibilità al variare delle condizioni ambiente e della tecnologia di inseguimento.....	60
IV.3.1 Il software PVSYST: impostazioni della modellizzazione	60
IV.3.2 Confronti di producibilità con l’ausilio del software PVSYST.....	71
IV.3.3 Ombre del parco fotovoltaico in giorni e orari caratteristici	84
IV.3.4 Analisi di producibilità al variare del parametro GCR.....	87
IV.4 Algoritmo Matlab per il calcolo della producibilità.....	88
Capitolo V: Progettazione elettrica dell’impianto	101
V.1 Le strutture di sostegno e la tecnologia ad inseguimento.	101
V.2 La disposizione delle vele	105
V.3 Scelta dei pannelli fotovoltaici.....	107
V.4 La scelta degli inverter	110
V.4.1 Lato DC.....	113
V.4.2 Lato AC.....	114
V.4.3 Protezioni interne al convertitore	115
V.4.4 I dati meccanici	116
V.5 Collegamento elettrico tra i moduli fotovoltaici: la “stringatura”.....	119
V.5.1 L’organizzazione della stringatura.....	120
V.6 La posa dei cavi: le canaline grigliate e i tubi corrugati.....	124
V.7 I cavi solari.....	128
V.8 Criteri di dimensionamento dei cavi DC.....	129
V.9 Dimensionamento dei cavi di potenza degli inverter	136
V.9.1 Calcolo della caduta di tensione.....	138

V.9.2 Tipologia di cavo AC	139
V.10 Dimensionamento degli interruttori	140
V.11 La protezione differenziale.....	147
V.12 Schema unifilare di potenza della cabina fotovoltaica.....	148
V.13 Il trasformatore.....	150
V.14 Dimensionamento della cella di media tensione.....	156
V.15 Dimensionamento dei cavi di media tensione.....	158
V.15.1 Scelta dei cavi in funzione delle tensioni.....	159
V.15.2 Calcolo delle correnti di cortocircuito	162
V.15.3 Calcolo della caduta di tensione:	163
V.16 Locale di consegna del distributore.....	163
V.17 Impianto di messa a terra	164
V.18 Dispositivi necessari per la connessione di un impianto di generazione alla rete (riferimenti alla norma CEI 0-16).....	165
Protezione di interfaccia (PI)	165
Dispositivo di interfaccia (DDI)	166
Dispositivo di ricalzo (DDR).....	166
Sistema di Protezione di Interfaccia (SPI).....	166
Approfondimento sul “Controllore Centrale di Impianto” (CCI).....	168
Schema di massima per l’allaccio alla rete elettrica nazionale MT un impianto di produzione fotovoltaica (CEI 0-16).....	171
Capitolo VI: Analisi della riduzione del fattore di potenza di uno stabilimento industriale	172
VI.1 Tipologie di rifasamento.....	173
VI.2 Effetti del fotovoltaico sul fattore di potenza.	177
VI.3 Fattore di potenza medio mensile prima e dopo l’installazione dell’impianto fotovoltaico.....	179

VI.4 Dimensionamento del rifasatore.....	182
VI.5 Dimensionamento del trasduttore di corrente (TA).....	185
VI.7. Impianti elettrici e armoniche.....	186
Conclusioni.....	190
APPENDICE.....	192
Diagrammi delle perdite	192
Diagramma delle perdite impianto con erba in presenza del backtracking	192
Diagramma delle perdite impianto con erba senza il backtracking	193
Diagramma delle perdite impianto con ghiaia in presenza del backtracking	194
Diagramma delle perdite impianto con erba in presenza del backtracking e senza limitazione dell'immissione.....	195
Planimetria e stringatura	199
Schema unifilare dell'impianto	200
Tabella fattori k per il dimensionamento del rifasatore	201
Riferimenti normativi	202
Software utilizzati.....	202
Bibliografia e sitografia	203
Ringraziamenti	207

Indice delle figure

Figura 1: Ripartizione delle fonti energetiche rinnovabili in Italia	16
Figura 2: Proporzione delle fonti di generazione rinnovabili e non in Italia	16
Figura 3: Componenti della radiazione solare.....	19
Figura 4: Intensità globale del fattore di albedo.....	20
Figura 5: Spettro elettromagnetico	21
Figura 6: Nomenclatura angoli del Sole.....	22
Figura 7: Rappresentazione AM.....	23
Figura 8: Posizione del Sole durante l'anno	24
Figura 9: Distribuzione della radiazione solare in Italia	26
Figura 10: Solarimetro	27
Figura 11: Rappresentazione dell'energy gap su tipologie diverse di materiali	28
Figura 12: Legame tra atomi di silicio	29
Figura 13: Drogaggio di tipo N (a sx) e di tipo P (a dx)	30
Figura 14: Andamento dei parametri elettrici della giunzione	32
Figura 15: Passato, presente e futuro della tecnologia fotovoltaica.....	36
Figura 16: Circuito equivalente della cella solare a 5 parametri.....	38
Figura 17: Curve caratteristiche della cella fotovoltaica.....	39
Figura 18: Dipendenza della tensione e della corrente dai fattori ambientali	41
Figura 19: Dipendenza dei parametri elettrici della cella dell'irradianza	42
Figura 20: Dipendenza dei parametri elettrici della cella dalla temperatura.....	42
Figura 21: Effetti del collegamento delle celle sulla tensione e corrente.....	43
Figura 22: Diodi di bypass e di blocco.....	45
Figura 23: Sporcizia	46
Figura 24: Pannello difettoso	46
Figura 25: Diodo di bypass surriscaldato	46
Figura 26; Faccia anteriore e posteriore di un modulo bifacciale	47
Figura 27: Le componenti di riflessione sulla faccia posteriore del modulo fotovoltaico	48
Figura 28: Connettore pannello fotovoltaico	49
Figura 29: Sistema perturba e osserva.....	51
Figura 30: Schema di principio di un inverter multi-stringa	53
Figura 31: Immagine satellitare del terreno su cui sorge l'impianto	56

Figura 32: Grafico andamento mensile del fabbisogno energetico	59
Figura 33: Orientamento e tipologia degli inseguitori	61
Figura 34: Variazione della caratteristica I-V del modulo al variare dell'irradianza.....	61
Figura 35: Variazione della caratteristica I-V del modulo al variare della temperatura.....	62
Figura 36: Variazione della caratteristica P-V del modulo al variare dell'irradianza	62
Figura 37: Variazione della caratteristica P-V del modulo al variare della temperatura.....	63
Figura 38: Curva di rendimento del modulo al variare della temperatura	63
Figura 39: Sistema ad inseguimento monoassiale.....	64
Figura 40: Componenti di irradianza in W/m^2 durante le ore della giornata e dei mesi	64
Figura 41: Energia riflessa sul retro con ghiaia bianca sul terreno	65
Figura 42: Energia riflessa sul retro con il terreno ricoperto da erba verde.....	65
Figura 43: Valori di albedo mensili con erba verde al suolo	65
Figura 44: Valori di albedo mensili con ghiaia bianca al suolo.....	66
Figura 45: Perdite elettriche tra inverter e quadro BT	67
Figura 46: Perdite elettriche del trasformatore.....	67
Figura 47: Perdite elettriche della rete MT	67
Figura 48: Perdite mensili per sporcizia.....	68
Figura 49: Perdite per invecchiamento dei moduli	68
Figura 50: Grafico del decadimento delle prestazioni dei moduli negli anni	69
Figura 51: Indisponibilità del sistema	69
Figura 52: Istogramma del fabbisogno importato su PVSYST.....	70
Figura 53: Layout d'impianto progettato su PVSYST	70
Figura 54: Senza backtracking: grigio ombreggiamento + giallo zona non ombreggiata ma sottesa al diodo di bypass con celle ombreggiate.....	72
Figura 55: Suddivisione delle celle sui 3 diodi di bypass	72
Figura 56: Erba con backtracking	74
Figura 57: Ghiaia bianca con backtracking.....	74
Figura 58: Erba con backtracking	78
Figura 59: Erba senza backtracking	79
Figura 60: Erba con backtracking senza limitazione di potenza immessa in rete.....	82
Figura 61: Diagramma fattore d'ombra senza il backtracking	85
Figura 62: Diagramma del fattore d'ombra con il backtracking.....	86
Figura 63: Disposizione delle vele e rapporto di riempimento del suolo.....	87

Figura 64: Differenze di produzione al variare del parametro GCR per un impianto generico	88
Figura 65: Impostazione PVGIS per il download dei dati	89
Figura 66: Ore di luce.....	94
Figura 67: Grafici intersezione curve fabbisogno ed energia prodotta	99
Figura 68: Grafici mensili di produzione.	100
Figura 69: Altezza del Sole durante i mesi.....	101
Figura 70: Rappresentazione degli angoli di inclinazione	102
Figura 71: Strutture delle vele	103
Figura 72: Disposizione delle vele	106
Figura 73: Moduli fotovoltaici	107
Figura 74: Caratteristiche dei moduli scelti	109
Figura 75: Inverter Huawei	110
Figura 76: Schema elettrico interno all'inverter	111
Figura 77: Curva di efficienza.....	112
Figura 78: Connettori MC4.....	119
Figura 79: Esempio tipico di collegamento serie dei moduli.....	120
Figura 80: Canalina grigliata.....	124
Figura 81: Riempimento del tubo corrugato	125
Figura 82: Tubo corrugato.....	125
Figura 83: Posa a trifoglio dei cavi	126
Figura 84: Tipologie dei tubi corrugati	126
Figura 85: Nastro di avvertimento cavidotti interrati.....	127
Figura 86: Pozzetto in cemento prefabbricato.....	127
Figura 87: Cavi solari.....	128
Figura 88: Cavo ARG16R16	139
Figura 89: Interruttore magnetotermico ABB	143
Figura 90: Pannello per le regolazioni dell'interruttore magnetotermico.....	143
Figura 91: Interruttore generale con funzione di dispositivo di interfaccia (DDI)	145
Figura 92: Regolazioni DDI.....	145
Figura 93: Schema elettrico unifilare di potenza cabina elettrica	148
Figura 94: Fronte quadro fotovoltaico	149
Figura 95: Il trasformatore	152
Figura 96: Schema cella MT	157

Figura 97: Fronte quadro cella MT	158
Figura 98: Posa cavi MT	160
Figura 99: Cavo unipolare MT	160
Figura 100: Schema doppio montante (CEI 0-16)	164
Figura 101: Schema logico della protezione di interfaccia (CEI 0-16).....	168
Figura 102: Schema logico CCI (CEI 0-16).....	170
Figura 103: Schema di connessione alla rete elettrica nazionale (CEI 0-16).....	171
Figura 104: Zone di distacco ammesso e non ammesso (CEI 0-16).....	171
Figura 105: Rifasamento distribuito.....	174
Figura 106: Rifasamento per gruppi.....	174
Figura 107: Rifasamento centralizzato.....	175
Figura 108: Schema a blocchi controllo del rifasamento	176
Figura 109: Triangolo delle potenze.....	177
Figura 110: Triangolo delle potenze con impianto di generazione	178
Figura 111: Triangolo delle potenze con il rifasamento (catalogo condensatori ICAR).....	182
Figura 112: Caratteristiche elettriche rifasatore (catalogo condensatori ICAR).....	184
Figura 113: Sistema elettrico semplificato per lo studio delle armoniche (rifasamento ICAR)	188
Figura 114: Schema elettrico semplificato con aggiunta di un'induttanza (rifasamento ICAR)	189

Indice delle tabelle

Tabella 1: Valori tipici di albedo in funzione della superficie.....	20
Tabella 2: Energy gap per diverse molecole	35
Tabella 3: Fabbisogno energetico mensile	59
Tabella 4: Risultati erba con backtracking	76
Tabella 5: Risultati ghiaia bianca con backtracking	76
Tabella 6: Risultati a confronto	77
Tabella 7: Risultati erba con backtracking	79
Tabella 8: Risultati erba senza backtracking	80
Tabella 9: Risultati erba con backtracking senza limitazione di potenza immessa in rete.....	82
Tabella 10: Confronto dei risultati con e senza limitazione della potenza immessa.....	83
Tabella 11: Riepilogo risultati ottenuti dall'algorithm Matlab	93
Tabella 12: Ore di luce mensili	95
Tabella 13: Dati elettrici moduli fotovoltaici	107
Tabella 14: Altri dati elettrici.....	108
Tabella 15: Dati meccanici	108
Tabella 16: Dati elettrici inverter.....	111
Tabella 17: Protezioni interne al convertitore	115
Tabella 18: Dati meccanici inverter.....	116
Tabella 19: Legenda codici IPxx	117
Tabella 20: Datasheet Huawei SUN2000-215KTL-H0	118
Tabella 21: Tabelle della suddivisione dei moduli agli inverter.....	121
Tabella 22: Caratteristiche cavi solari	129
Tabella 23: Dimensionamento cavi DC.....	132
Tabella 24: Calcolo cadute di tensione sulle stringhe	134
Tabella 25: Dimensionamento cavi AC.....	137
Tabella 26: Cadute di tensione cavi AC	138
Tabella 27: Tarature interruttori magnetotermici (DDG).....	144
Tabella 28: Dati di rete	154
Tabella 29: Calcolo impedenze di rete	154
Tabella 30: Parametri elettrici del trasformatore.....	155
Tabella 31: Corrente di cortocircuito a valle del trasformatore fotovoltaico	156

Tabella 32: Tabella regolazioni del sistema di protezione di interfaccia (CEI 0-16)	167
Tabella 33: Fattori di potenza medi mensili senza il contributo dell'impianto fotovoltaico ..	179
Tabella 34: Fasce orarie energia elettrica	180
Tabella 35: Fattori di potenza medi mensili con il contributo dell'impianto fotovoltaico	181
Tabella 36: Perdita sui cavi dei TA.....	186
Tabella 37: catalogo rifasatori ICAR.....	201

Generalità

Il lavoro di tesi è stato effettuato in collaborazione con l'azienda Albasolar S.r.l. di Alba (CN).

Lo studio, dopo una prima parte teorica, confronta alcuni modelli di producibilità al variare delle condizioni al contorno, la progettazione di un impianto fotovoltaico allacciato ad un'utenza industriale con l'analisi dell'influenza dello stesso sul fattore di potenza dello stabilimento.

Il parco fotovoltaico è situato su un terreno accanto allo stabilimento dolciario della Maina Panettoni a Fossano (CN). L'impianto presenta una potenza installata pari a 902,59kW_p su pensiline ad inseguimento monoassiale utilizzando moduli con tecnologia bifacciale da 655kW_p al silicio monocristallino, inverter di stringa e la connessione tramite trasformatore alla rete MT aziendale. Lo stabilimento possiede inoltre, un sistema di cogenerazione a metano per la produzione di energia elettrica e di acqua calda progettato e gestito sempre dall'azienda Albasolar S.r.l. di Alba (CN).

Albasolar è una delle storiche realtà italiane di progettazione e installazione di impianti fotovoltaici per abitazioni civili e per utenti industriali.

Dal 2005 ha progettato e installato più di 300MW_p e ne gestisce con contratti di manutenzione oltre 150.

Dal 2012 al 2023 l'azienda ha investito in ricerca e sviluppo per fornire al cliente un sistema intelligente di gestione dell'energia combinando la produzione fotovoltaica e la cogenerazione diventando proprietaria di alcuni brevetti internazionali.

Questi, si possono trovare sul mercato con il nome di Aspecindustry e Aspechome.

Il primo riguarda la gestione dell'energia nell'ambito industriale con l'obiettivo di controllare la produzione di energia elettrica e termica proveniente dal cogeneratore con quella elettrica dal fotovoltaico secondo logiche tali da ottimizzarne il rendimento e riducendo al minimo i costi.

Aspechome invece, viene installata prevalentemente nelle abitazioni per ottimizzare l'autoconsumo qualora sia presente un impianto di generazione fotovoltaica.

La mia attività lavorativa e formativa in Albasolar S.r.l.

Il mio percorso in Albasolar inizia a fine settembre 2023 con un periodo di 6 mesi di tirocinio extracurricolare. Al termine dello stesso, il mio contratto si è convertito in apprendistato per un periodo di tre anni.

Fin da subito mi sono approcciato al dimensionamento e alla progettazione elettrica degli impianti fotovoltaici aventi una potenza di picco maggiore di 100kW. La mia posizione lavorativa è molto versatile, infatti, oltre al lavoro in ufficio, effettuo sopralluoghi in cantieri e spesso sono chiamato a gestire le operazioni sul campo.

Ultimamente mi sto concentrando anche nella produzione di pratiche necessarie all'allaccio alla rete elettrica degli impianti. Infatti, mi interfaccio con e-distribuzione, con il portale Gaudi di Terna, con l'AdM (Agenzia delle Dogane e Monopoli) per il rilascio della licenza di officina elettrica e infine con il GSE (Gestore dei Servizi Energetici).

Questo lavoro mi affascina molto perché mi permette di imparare moltissime nozioni nuove del mondo del lavoro e allo stesso tempo applicare ciò che nella mia carriera studentesca ho studiato.



Capitolo I: Le fonti rinnovabili in Italia

In Italia, più di un terzo dell'energia elettrica prodotta deriva da fonti rinnovabili.

La maggior parte dell'energia rinnovabile presente sul territorio nazionale è l'idroelettrico, a seguire c'è il fotovoltaico, successivamente si trovano le bioenergie, l'eolico e infine il geotermico.

Nella classifica europea dei produttori di energia rinnovabile, l'Italia si posiziona al terzo posto. Questo grazie alla massiccia presenza di montagne che permettono lo sfruttamento dei salti per l'alimentazione delle turbine idroelettriche. Vista la posizione strategica nell'Europa meridionale, l'Italia è un buon produttore di energia elettrica fotovoltaica. Infatti, questa tecnologia è molto diffusa nelle zone meridionali del Paese grazie alla minore latitudine e alla maggiore insolazione.

L'energia eolica è diffusa soprattutto nelle grandi isole, come in Sicilia e in Sardegna, a cui si aggiunge sulla dorsale appenninica la Puglia, la Campania e Basilicata.

L'energia geotermica, per caratteristiche geologiche, è molto sviluppata in Toscana.

Quasi un dodicesimo dell'energia totale prodotta in Italia, rinnovabile e non, deriva da impianti fotovoltaici.

Nell'ultimo decennio si è assistito ad una crescita importante dello stesso, grazie al crollo del costo dell'energia che è sceso più dell'80%.

Oltre ai classici moduli fotovoltaici, sono molto diffusi anche i pannelli solari termici, i quali sfruttano l'energia dei raggi del Sole per riscaldare un fluido come l'acqua. Questi, sono installati sia sui tetti delle abitazioni che in ambienti industriali per riscaldare l'acqua sanitaria e per le lavorazioni.

Ad oggi, il fabbisogno elettrico italiano è di 320TWh/anno (in continuo aumento), di cui più di un terzo arriva da fonti rinnovabili.

All'inizio del secolo, l'idroelettrico aveva il primato assoluto nel campo della produzione da energia rinnovabile.

Invece, con il passare degli anni, il numero di impianti idroelettrici è rimasta pressoché costante a causa dei vincoli paesaggistici e dalla paura di catastrofi umanitarie a seguito della tragedia avvenuta nel Vajont nell'ottobre del 1963.

Gli impianti fotovoltaici invece, negli ultimi 15 anni, hanno avuto una crescita molto importante grazie agli importanti incentivi statali ed europei come i Conti Energia e lo scambio sul posto.

Successivamente alla pandemia, il fotovoltaico ha avuto nuovamente una ripresa importante grazie ai bonus edilizi del 110% per quanto riguarda le abitazioni, l'Agrisolare per le aziende agricole e le politiche green richieste dall'Europa con il cosiddetto "Green Deal" ponendo come obiettivo la neutralità energetica entro il 2050.

Nel futuro immediato, dal 2024, le nuove forme incentivanti per l'installazione di impianti fotovoltaici con lo scopo di massimizzare l'autoconsumo sono:

- le Comunità Energetiche Rinnovabili (CER);
- l'Industria 5.0;
- l'Agrivoltaico.

Secondo le tendenze, sembra che prossimamente, l'energia eolica possa superare la quota di energia prodotta dagli impianti fotovoltaici.

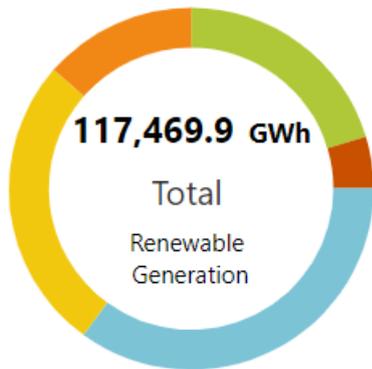
Più timido invece è l'incremento di energia derivante da impianti a biogas.

Per quanto riguarda l'energia geotermica, fatica ancora tutt'ora a decollare.

Actual Renewable Generation

From: **04/02/2023** To: **04/02/2024**

Last update: 04/02/2024 21:00



Actual Renewable Generation per energy source [GWh]

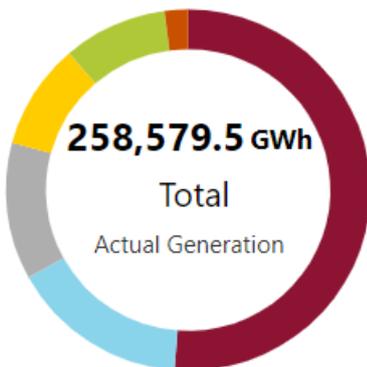
Hydro	41,278.7	
Photovoltaic	30,945.2	
Wind	23,931.5	
Biomass	15,952.5	
Geothermal	5,362.0	

Figura 1: Ripartizione delle fonti energetiche rinnovabili in Italia

Actual Generation

From: **04/02/2023** To: **04/02/2024**

Last update: 04/02/2024 21:00



Actual Generation per primary source [GWh]

Thermal	132,368.0	
Hydro	40,813.9	
Self-consumption	31,643.9	
Photovoltaic	24,460.4	
Wind	23,931.3	
Geothermal	5,362.0	

Figura 2: Proporzione delle fonti di generazione rinnovabili e non in Italia

Negli ultimi anni, la rendita economica di un impianto di produzione di energia a fonte rinnovabile non è più l'aspetto principale. La società è sempre più attenta alle tematiche ambientali, perciò, è disposta ad investire sugli impianti di produzione senza pretendere elevate rendite dallo stesso.

Infatti, oggi, a livello industriale, accade che, il cliente richieda al proprio fornitore che una quota parte dell'energia utilizzata nella fabbricazione del prodotto derivi da fonte rinnovabile: pena la revoca del contratto di fornitura.

Dunque, lo sviluppo delle fonti rinnovabili è una partita aperta.

Si sta lavorando su molti fronti:

- il primo è il miglioramento dell'efficienza degli impianti sfruttando nuove soluzioni e tecnologie. Basti pensare ad esempio come negli ultimi anni siano aumentati i rendimenti dei moduli fotovoltaici: i primi si aggiravano intorno al 7% per le tecnologie al silicio amorfo arrivando oggi a valori attorno al 50% in laboratorio. Le ultime tecnologie commerciali all'avanguardia sfruttano la bifaccialità dei pannelli per convertire la riflessione del terreno sottostante al modulo.
- Il secondo è lo studio di soluzioni efficienti ma meno costose, come nuovi metodi di installazione dove si può ottimizzare al massimo la conversione fotovoltaica: si pensi per esempio ad eventuali impianti sui satelliti in orbita.

Capitolo II: Aspetti teorici della radiazione solare e dei generatori fotovoltaici

II.1 L'energia solare

L'energia solare è inesauribile, pulita e disponibile per tutti.

L'energia solare può essere utilizzata per la produzione di energia elettrica sfruttando l'effetto fotovoltaico oppure per la produzione di energia termica.

La quantità di energia radiante, che incide su una superficie perpendicolare al Sole fuori dall'atmosfera della Terra, è quasi costante. Il suo valore per unità di tempo e superficie è pari a $1,4\text{kW/m}^2$.

La quantità di energia che arriva invece a colpire il terreno è inferiore a causa delle nubi e alle particelle inquinanti che causano perdite dell'energia solare lungo il percorso. Si considera dunque che il valore di irradianza sulla superficie terrestre sia pari a 1000W/m^2 .

Definizioni:

Radiazione solare: è l'energia che arriva dal Sole sulla Terra sottoforma di onde elettromagnetiche;

Irradianza: è la potenza derivante da una radiazione elettromagnetica incidente su una superficie. L'unità di misura è W/m^2 ;

Irraggiamento: è l'energia derivante da una radiazione elettromagnetica incidente su una superficie. La sua unità di misura è kWh/m^2 .

La radiazione solare incidente sulla superficie terrestre è composta da 3 contributi:

- **Radiazione diretta:** è la quota parte di radiazione che colpisce direttamente la superficie;
- **Radiazione diffusa:** non ha una direzione vera e propria. Essa è formata dai raggi del Sole che vengono deviati dalle particelle presenti nell'atmosfera come le goccioline d'acqua delle nuvole oppure le particelle inquinanti che causano un ambiente luminoso e diffuso;

- **Radiazione riflessa (o albedo):** si ha quando il raggio colpisce il terreno e gli oggetti circostanti permettono la riflessione verso un'altra superficie. Questo fenomeno può essere incrementato aumentando il fattore di riflessione con precisi accorgimenti. Per esempio, l'albedo massimo si ha con superfici molto chiare come la neve e la ghiaia bianca oppure con superfici riflettenti come gli specchi.

Questa componente di radiazione è sfruttata dalla bifaccialità dei moduli ponendosi l'obiettivo quindi di aumentare il più possibile il fattore di albedo all'interno dell'impianto fotovoltaico.

Sommando le tre tipologie appena rappresentate, si ricava la radiazione globale. Una giornata soleggiata e limpida si raggiungono i $1000\text{W}/\text{m}^2$. Questo valore viene anche superato qualora ci siano le cosiddette nuvole brillanti che ne aumentano la quantità diffusa.

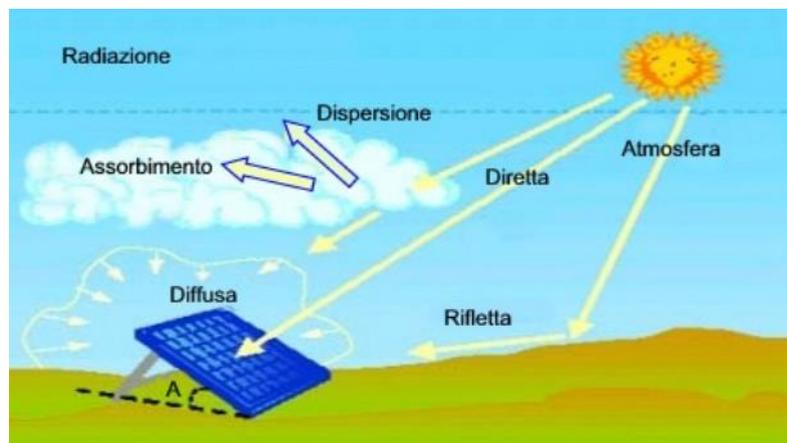


Figura 3: Componenti della radiazione solare

II.2.1 Approfondimento sull'albedo

Nella Figura 4 viene rappresentata l'intensità dell'albedo a livello terrestre.

L'albedo risulta massimo nelle aree polari dove si ha la massiccia presenza di una copertura nevosa ben distribuita su tutto il territorio e dove l'angolo zenitale è grande. Altre aree in cui è presente un buon albedo sono le regioni tropicali e sub-tropicali dove prevalgono nubi convettive spesse e le aree desertiche.

Il valore di albedo è basso invece nelle aree oceaniche tropicali, dove sono presenti poche nubi e la superficie oceanica è poco riflettente.

Maggiore è il numero indicato nella Figura 4 e maggiore sarà il valore di albedo medio nell'area geografica di riferimento.



Figura 4: Intensità globale del fattore di albedo

I valori tipici di albedo sono rappresentati in Tabella 1:

Tabella 1: Valori tipici di albedo in funzione della superficie

Superficie	Albedo tipico
Asfalto fresco	0,04
Oceano aperto	0,06
Asfalto consunto	0,12
Foresta di conifere (in estate)	da 0,08 a 0,15
Latifoglie	0,15-0,18
Suolo libero	0,17
Erba verde	0,25
Sabbia del deserto	0,4
Cemento fresco	0,55
Ghiaccio oceanico	0,5-0,7
Neve fresca	0,8-0,9

II.3 La radiazione solare e lo spettro elettromagnetico

La radiazione solare all'interno dello spettro elettromagnetico ricade nella zona dell'ultravioletto (sigla "UV"), nella zona del visibile e nell'infrarosso (sigla "IR").

Il 99% dell'energia solare che raggiunge la Terra ha una lunghezza d'onda compresa tra gli $0,15\mu\text{m}$ e i $4\mu\text{m}$.

In particolare, la radiazione è ripartita nel seguente modo:

- 9% nell'ultravioletto $\lambda < 0.4 \mu\text{m}$;
- 49% nel visibile $0.4 < \lambda < 0.8 \mu\text{m}$;
- 42% nell'infrarosso $\lambda > 0.8 \mu\text{m}$.

Nella Figura 5 viene raffigurato lo spettro della radiazione solare rispetto alla lunghezza d'onda. Si noti come la potenza irradiata diminuisca oltrepassando l'atmosfera. In effetti, la radiazione a livello del mare è inferiore rispetto alla zona oltre l'atmosfera. Questo a conferma che, le particelle presenti nell'aria ostacolano il passaggio della radiazione diminuendo quindi la produzione fotovoltaica.

Tuttavia, questo è un bene per la nostra salute siccome la radiazione diretta del Sole senza essere filtrata dall'atmosfera causerebbe danni enormi alla flora e alla fauna presente sul pianeta.

La curva nera nella Figura 5 rappresenta invece lo spettro di un corpo nero.

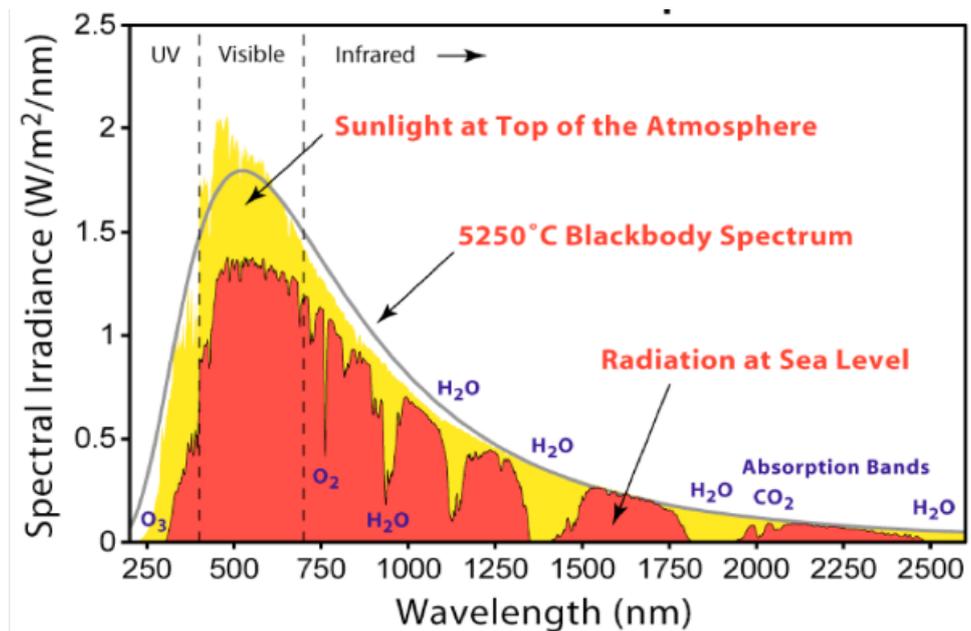


Figura 5: Spettro elettromagnetico

II.3 La posizione del Sole rispetto alla Terra

Per poter stimare con buona precisione la producibilità di un impianto fotovoltaico e le perdite dovute all'ombreggiamento, è indispensabile la conoscenza in ogni momento dell'anno della posizione del Sole rispetto alla Terra.

Vengono così impiegati due angoli:

- l'altezza solare α : corrisponde all'angolo compreso tra l'orizzontale e i raggi solari;
- l'azimut solare ψ : rappresenta l'angolo formato dalla proiezione dei raggi solari su un piano e la direzione sud (Figura 6).

Si fa presente che, in letteratura, questo angolo potrebbe venire anche definito rispetto al Nord.

Lo zenith invece è definito come:

$$\varphi = 90^\circ - \alpha$$

(1)

Lo zenith indica quindi l'ampiezza dell'angolo tra il Sole e la verticale alla superficie terrestre.

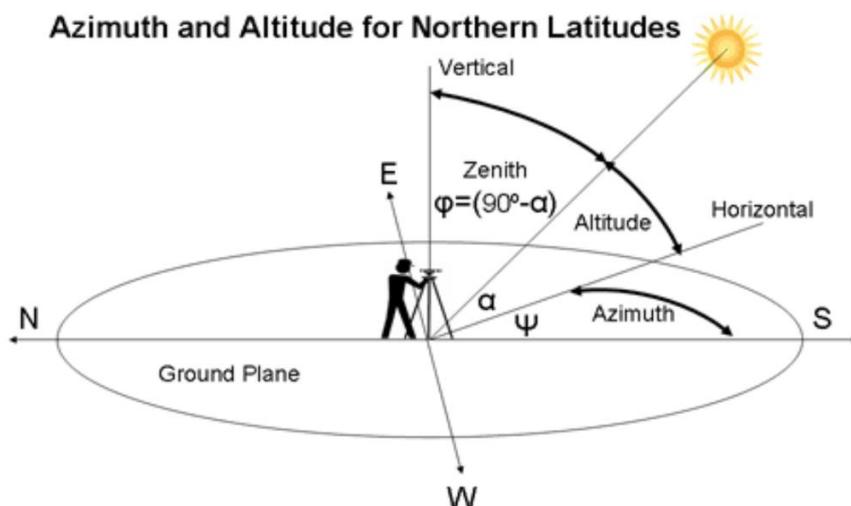


Figura 6: Nomenclatura angoli del Sole

La radiazione solare, prima di raggiungere il terreno, deve attraversare l'atmosfera in cui i gas presenti come l'ossigeno, l'ozono e l'azoto assorbono una parte della radiazione. Questo

fenomeno è accentuato tanto più la porzione di atmosfera da attraversare è maggiore. Per tenere conto di questo effetto si utilizza l'indice di Air Mass (AM).

Lo strato d'aria è minimo quando il Sole è allo zenit (ovvero a 90° rispetto all'orizzonte) e aumenta via via che si abbassa.

Si indica con:

- AM0 la densità di radiazione solare extra-atmosferica;
- AM1 la densità di radiazione solare allo zenit in una giornata soleggiata.

$$AM = \frac{1}{\sin(\alpha)}$$

(2)

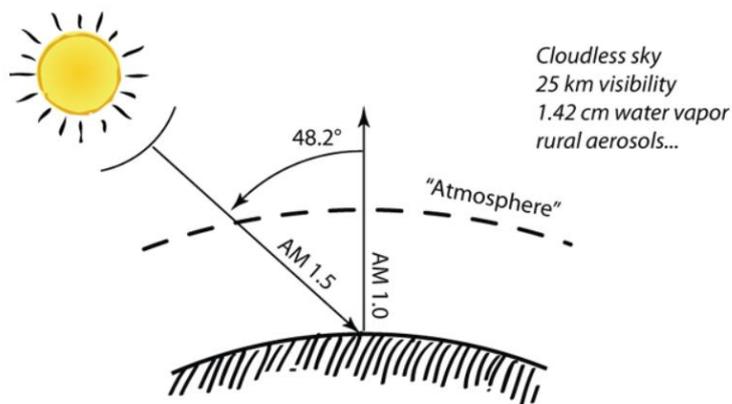


Figura 7: Rappresentazione AM

II.4 La posizione del Sole durante l'anno

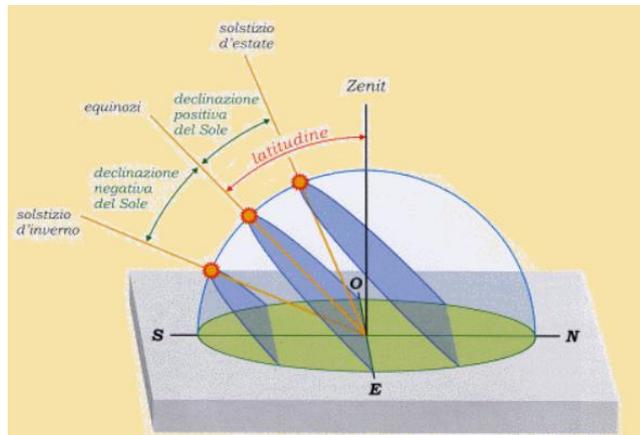


Figura 8: Posizione del Sole durante l'anno

Il valore della declinazione del Sole è lo stesso per tutti i luoghi della Terra. Varia da un massimo positivo $d=+23^{\circ}27'$ durante il solstizio d'estate a un minimo di $d=-23^{\circ}27'$ al solstizio d'inverno. Durante l'equinozio invece, $d=0^{\circ}$.

La posizione del Sole a mezzogiorno dipende dalla latitudine secondo le seguenti relazioni:

- Equinozio di primavera e autunno: Altezza del Sole = $90^{\circ} - \text{latitudine}$;
- Al solstizio d'estate: Altezza del Sole = $90^{\circ} - \text{latitudine} + 23^{\circ}27'$;
- Al solstizio d'inverno: Altezza del Sole = $90^{\circ} - \text{latitudine} - 23^{\circ}27'$.

II.5 L'ombreggiamento e distanza tra i ricettori solari

Quando si progetta un impianto fotovoltaico, è importante valutare gli ombreggiamenti per prendere eventuali precauzioni o effettuare scelte progettuali onde evitare di perdere eccessiva produzione fotovoltaica.

Le ombre possono essere generate da alberi, edifici vicini, antenne, parafulmini, camini...

L'analisi delle ombre viene svolta disegnando dei diagrammi del percorso solare in base al sito di installazione dell'impianto.

Quando sono presenti file parallele di moduli (vele o ricettori), è necessario prestare attenzione alla distanza tra una vela e l'altra per evitare che una fila venga ombreggiata da quella successiva.

Per calcolare la distanza minima tra le file, si può fare riferimento all'altezza minima del Sole analizzando quindi le condizioni peggiori.

Come spiegato nel paragrafo precedente, l'altezza minima del Sole α_{min} si ottiene durante il solstizio d'inverno.

$$L_{min} = \frac{H \cdot \sin(\beta)}{\tan(\alpha_{min})} \quad (3)$$

$$\alpha_{min} = 90^\circ - \text{latitudine} - 23,5^\circ \quad (4)$$

Con:

- H: lunghezza ricevitore solare;
- β : angolo d'inclinazione della vela;
- α_{min} : angolo di altezza minima del Sole (alle ore 12 del 21 dicembre).

II.6 Mappa della distribuzione della radiazione solare in Italia

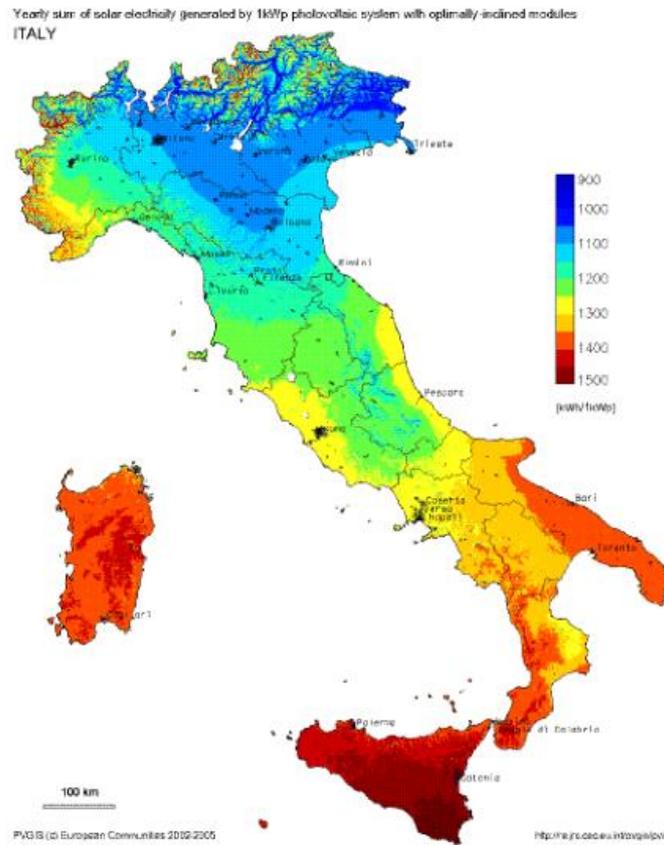


Figura 9: Distribuzione della radiazione solare in Italia

II.7 La misura dell'irradianza solare

Solitamente, per poter monitorare effettivamente il rendimento di un impianto fotovoltaico è necessaria la misura dell'irradianza solare. Questa permette innanzitutto di tenere sotto controllo se una fluttuazione di energia prodotta è effettivamente derivata da una variazione di radiazione solare e rende possibile il calcolo del rapporto di performance (PR) ovvero l'indice del rendimento dell'impianto. Questo rapporto viene spiegato nei successivi capitoli.

Il trasduttore per la misurazione dell'irradianza solare è il solarimetro.

Per una misura accurata e precisa, l'installazione è consigliata in una posizione baricentrica e rappresentativa della produzione dell'impianto. In impianti molto estesi, oppure con diverse inclinazioni dei moduli, ne vengono installati in numero maggiore di uno.

Il solarimetro sfrutta una cella fotovoltaica al silicio monocristallino collegata ad uno shunt. La cella è progettata per avere un funzionamento paragonabile a quello di uno standard modulo fotovoltaico per riprodurre al meglio il comportamento dell'intero impianto.

Lo shunt è composto da una resistenza di bassissimo valore permettendo alla cella di lavorare nel punto di cortocircuito. La corrente fornita dalla cella allo shunt è dunque proporzionale all'irradianza solare che la colpisce.

Per ridurre gli effetti della temperatura sulla misura, il sensore è equipaggiato di una compensazione attiva della temperatura utilizzando un sensore di temperatura laminato posizionato nel retro della cella solare.

È possibile aggiungere come accessorio il sensore di temperatura integrato posto sul retro della cella. Questa disposizione permette di quantificare con buonissima precisione la temperatura dei moduli presenti in campo.

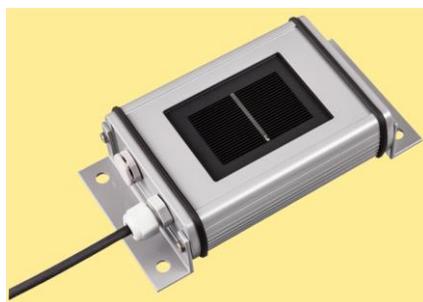


Figura 10: Solarimetro

II.8 L'effetto fotovoltaico

L'effetto fotovoltaico sfrutta i fotoni provenienti dalla luce solare per promuovere gli elettroni degli atomi di un materiale dalla banda di valenza a quella di conducibilità.

Gli elettroni, in presenza di una forza elettromotrice si muovono in modo organizzato formando una corrente elettrica.

Per promuovere gli elettroni dalla banda di valenza a quella di conducibilità, è necessario fornire dell'energia.

Minore è il salto energetico tra le due bande, a pari radiazione incidente, maggiore sarà la quantità di corrente elettrica prodotta.

La soglia energetica dipende dalla tipologia di materiale. In particolare:

- **Materiali isolanti:** possiedono la banda di conduzione e la banda di valenza separate da una soglia energetica, chiamata banda proibita o energy gap, molto ampia rendendo difficoltoso il salto degli elettroni tra le due bande. Infatti, la conduzione elettrica risulta improbabile;
- **Materiali semiconduttori:** l'energy gap è piccolo e può essere superato anche grazie l'aiuto della temperatura. La conducibilità elettrica è crescente con la temperatura. Rispetto agli isolanti quindi, la conducibilità elettrica è agevolata;
- **Materiali conduttori (metalli):** le bande di conduzione e di valenza sono sovrapposte. È presente una nube di elettroni liberi. A differenza dei materiali semiconduttori, la conducibilità elettrica è decrescente con la temperatura (fenomeno di scattering tra gli elettroni).

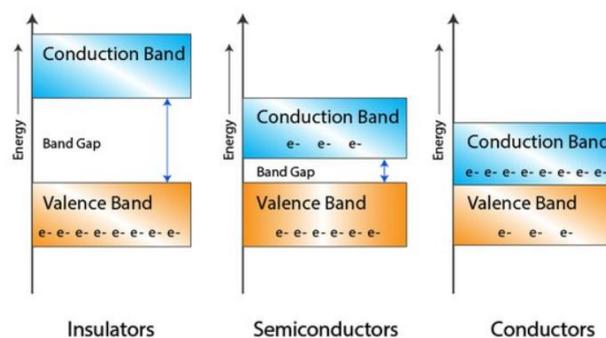


Figura 11: Rappresentazione dell'energy gap su tipologie diverse di materiali

Tra le 3 categorie di materiali sopra citate, quella utilizzata nelle celle fotovoltaiche è la seconda: i materiali semiconduttori.

Il materiale semiconduttore che solitamente viene utilizzato è il silicio. Esso possiede 14 elettroni, 4 dei quali si trovano nella banda di valenza utili alle interazioni con gli altri atomi.

L'atomo di silicio, all'interno di un cristallo puro, è legato con un legame covalente ad altri 4 atomi di silicio.

Di conseguenza, due atomi di silicio puri vicini, mettono in comune una coppia di elettroni (vedere Figura 12):

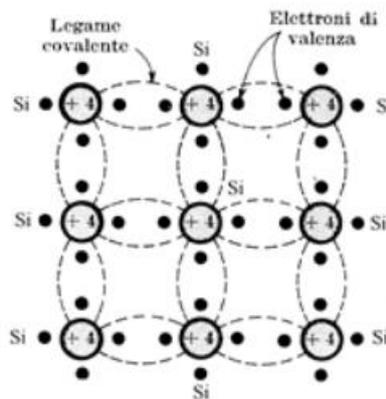


Figura 12: Legame tra atomi di silicio

Il legame covalente fra due atomi possiede un'elevata forza elettrostatica.

Per spezzare un legame di questo tipo è necessaria una quantità di energia tale da permettere all'elettrone di passare ad un livello energetico superiore ovvero dalla banda di valenza alla banda di conduzione, superando dunque la banda proibita.

Se l'elettrone riesce ad arrivare in banda di conduzione, è libero di muoversi, contribuendo al flusso di elettricità. Questo movimento però crea un "buco" chiamato lacuna.

La lacuna può essere eventualmente occupata da un altro elettrone posto nelle vicinanze.

Quando il flusso luminoso incide sul reticolo cristallino di silicio, si ha la liberazione di un certo numero di elettroni al quale corrisponde un uguale numero di lacune.

Durante il processo di ricombinazione, gli elettroni che si trovano in prossimità di una lacuna, uno di essi può occuparla, restituendo così una parte dell'energia cinetica da lui posseduta sotto forma di calore.

Un pezzo di materiale semiconduttore puro come ad esempio il silicio, l'arseniuro di gallio o il germanio possiedono la stessa concentrazione interna di elettroni e lacune. Di fatto il materiale è neutro.

Inoltre, questi possiedono una resistività troppo elevata per poter essere utilizzati in modo efficiente nei dispositivi elettronici. Per le loro caratteristiche, questi materiali vengono chiamati semiconduttori intrinseci.

Per poter sfruttare il flusso di corrente è necessario creare un moto nello stesso verso degli elettroni (e delle lacune) mediante un campo elettrico interno alla cella.

Il campo elettrico si realizza con particolari trattamenti chimici e fisici chiamati "drogaggi". Il drogaggio consiste nel creare un eccesso di atomi caricati positivamente in una zona del semiconduttore ed un eccesso di atomi caricati negativamente nell'altra.

In particolare, nel silicio (semiconduttore intrinseco) viene introdotta una piccola quantità di atomi (dell'ordine di una parte per milione), in modo tale da ottenere due tipologie differenti di strutture. Una, con un numero di elettroni eccessivo (caricata negativamente) ed una, con un numero di elettroni insufficiente, cioè con eccesso di lacune formando una struttura caricata positivamente.

Normalmente, si utilizza il fosforo (appartenente al quinto gruppo della tavola periodica) per ottenere una struttura di tipo N (eccesso di elettroni) e il boro (appartenente al terzo gruppo) che dà origine ad una struttura di tipo P con eccesso di lacune.

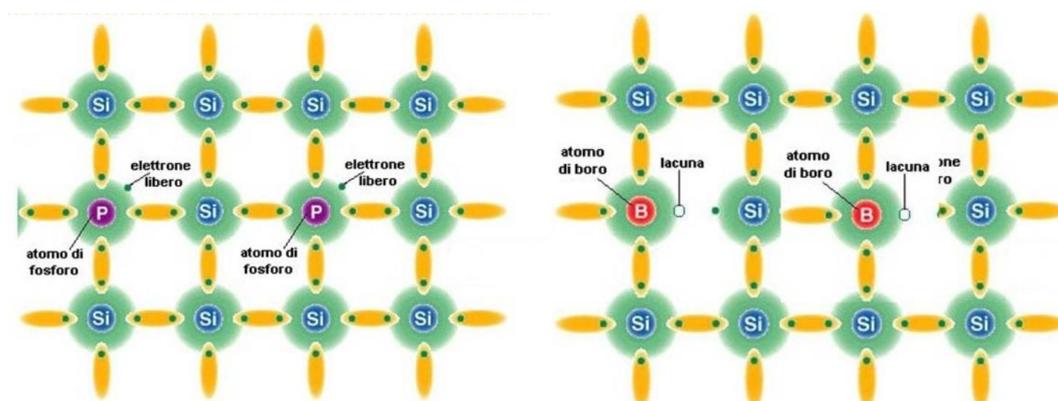


Figura 13: Drogaggio di tipo N (a sx) e di tipo P (a dx)

Il fosforo (simbolo chimico P) è un atomo pentavalente ovvero possiede 5 elettroni di valenza. In questo modo è in grado di formare cinque legami differenti.

Per costituzione del reticolo cristallino, l'atomo di fosforo è circondato da 4 atomi di silicio che possono legarsi ad esso. Il quinto legame non si può formare, dunque l'elettrone rimasto spaio richiede una piccola quantità di energia per essere libero. Per ogni atomo di fosforo si introduce quindi, un elettrone libero all'interno del reticolo.

Il boro (simbolo chimico B) è un atomo trivalente possedendo solamente 3 elettroni di valenza. Introducendolo all'interno del reticolo cristallino di silicio, il singolo atomo di boro viene circondato da 4 atomi di silicio lasciando un legame incompleto. Questo crea dunque una lacuna.

Sovrapponendo i due strati drogati, si forma la cosiddetta giunzione PN che è la base per la creazione della singola cella fotovoltaica.

Mettendo a contatto le due tipologie di strutture, tra i due strati si attiva un movimento di diffusione di elettroni dalla zona di tipo N alla zona di tipo P fino al raggiungimento di un punto di equilibrio elettrostatico.

All'equilibrio, si determina un eccesso di carica positiva nella zona N dovuto agli atomi di fosforo con un elettrone in meno, e un eccesso di carica negativa nella zona di tipo P dovuto agli elettroni migrati dalla zona di tipo N.

Questo fenomeno forma un campo elettrico (chiamato "campo elettrico di built-in"), di bassa intensità interno al dispositivo con un'ampiezza di pochi micrometri.

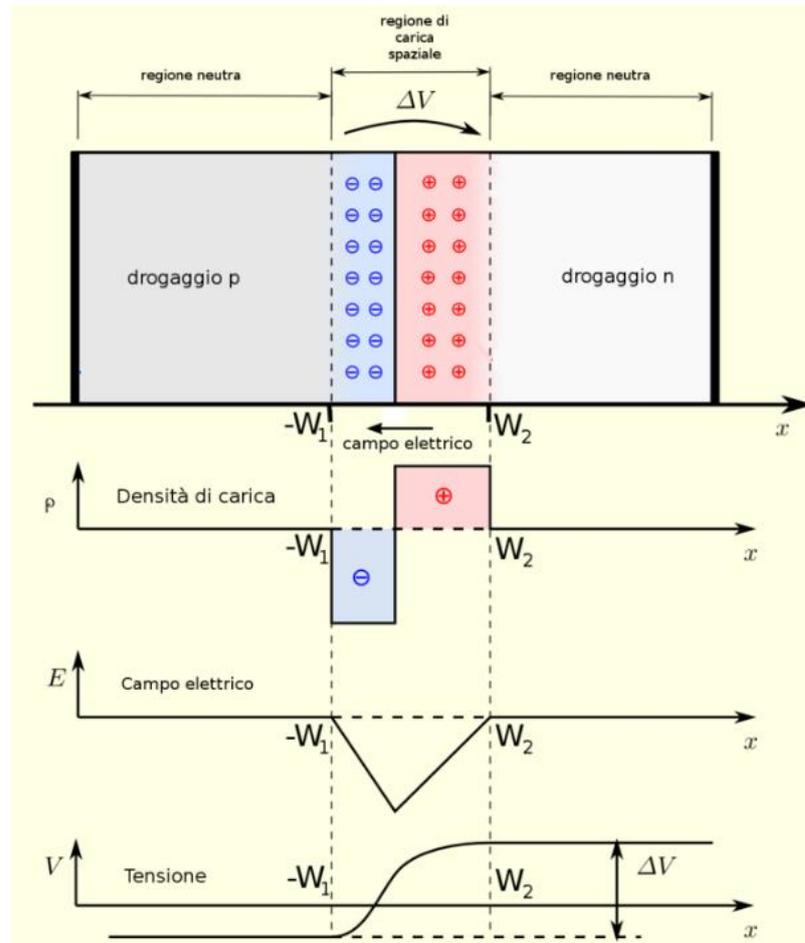


Figura 14: Andamento dei parametri elettrici della giunzione

Quando un fotone proveniente dal Sole raggiunge una giunzione PN (zona N rivolta verso il Sole), può essere riflesso, assorbito oppure può attraversare il materiale.

Ovviamente, l'effetto utile si ha quando il fotone viene assorbito dalla cella fotovoltaica.

Se il fotone possiede una quantità di energia sufficiente, è possibile la promozione di un elettrone dalla banda di valenza alla banda di conduzione.

Se il processo avviene vicino alla regione di carica spaziale, questa separa le cariche che, fluendo ai contatti esterni costituisce una corrente elettrica.

Se invece il processo avviene lontano dalla regione di carica spaziale, le coppie elettrone-lacuna vagano in modo casuale nella cella fino a ricomporsi con un'altra carica di segno opposto.

Collegando la giunzione PN ad un circuito esterno composto da conduttori e almeno un carico, si ottiene un flusso di elettroni che parte dallo strato N a potenziale maggiore, verso lo strato P a potenziale minore.

Lo spessore dello strato N deve essere tale da garantire il massimo assorbimento dei fotoni incidenti in prossimità della giunzione. Per il silicio, questo spessore deve essere di 0,5mm mentre lo spessore totale della cella non deve superare i 250mm.

La chiusura del circuito elettrico è costituita dai contatti metallici installati sul lato anteriore e posteriore della cella, i quali hanno la funzione di captare il flusso di elettroni.

Nella parte posteriore, i contatti sono estesi a tutta la cella (se monofacciali) mentre nella parte anteriore, poiché esposta alla radiazione solare i contatti si trovano sotto forma di griglia a filamenti, in modo tale di massimizzare la superficie esposta alla radiazione e minimizzare la resistenza elettrica.

Ovviamente, non tutti gli elettroni riescono a raggiungere i contatti poiché alcuni si ricombinano con le lacune. Questo fenomeno causa perdite di efficienza del modulo.

La probabilità che le cariche che circolano liberamente all'interno della banda di conduzione raggiungano i contatti metallici è determinata dalla **distanza di diffusione**. Maggiore è il suo valore, più elevata è la probabilità che le cariche riescano a contribuire all'effetto utile all'interno del circuito elettrico.

All'interno della giunzione PN la corrente passa solo in un verso. Nel verso opposto il flusso è interdetto analogamente al funzionamento dei diodi utilizzati nei circuiti elettronici.

La giunzione PN, grazie alle sue peculiarità viene utilizzata anche nei componenti elettronici quali diodi, tiristori e transistor.

II.9 Limiti della conversione fotovoltaica

L'energia di un fotone è rappresentata dalla formula di Planck:

$$E = \frac{h \cdot c}{\lambda} = h \cdot \nu \quad [J] \quad (5)$$

con:

- $h = 6,625 \cdot 10^{-34} J \cdot s$: costante di Planck;
- $\lambda [m]$: lunghezza d'onda del fotone;
- $\nu [Hz]$: frequenza della radiazione;
- $c = 3 \cdot 10^8 m/s$: velocità della luce.

Al crescere della frequenza della radiazione, dunque al diminuire della lunghezza d'onda, l'energia dei fotoni aumenta.

L'energia ceduta dai fotoni agli elettroni che vanno a colpire, deve essere superiore al valore limite che coincide con l'energy gap E_g .

Dalla relazione 5, è evidente che la radiazione solare superiore a $\lambda = 1,11 \cdot 10^{-6} m$ (banda dell'infrarosso) non può produrre l'effetto fotovoltaico per il silicio. Sostituendo i numeri alle lettere si ricava un valore di energia circa pari a 1,12eV che è proprio il valore di energy gap del silicio, infatti:

$$E = \frac{h \cdot c}{\lambda} = \frac{6,625 \cdot 10^{-34} \cdot 3 \cdot 10^8}{1,11 \cdot 10^{-6}} = 1,791 \cdot 10^{-19} J \quad (6)$$

$$1 J = 6,241509 \cdot 10^{18} eV \quad (7)$$

$$E = 1,791 \cdot 10^{-19} \cdot 6,241509 \cdot 10^{18} = 1,12 eV \quad (8)$$

Questa parte dello spettro solare corrisponde a circa il 25% del contributo energetico totale!

Per le radiazioni con lunghezze d'onda tali che riescono ad avere energia sufficiente a creare l'effetto fotovoltaico, cedono solamente la quota energia pari all'energy gap (E_g). La quota restante viene dissipata sotto forma di calore.

Tabella 2: Energy gap per diverse molecole

Materiali	E_g [eV]
Si	1,12
Ge	0,62
GaAs	1,42
CdTe	1,45
A-Si	1,76
CdS	2,4

II.10 Le tecnologie delle celle fotovoltaiche: passato e presente

Attualmente le tipologie di celle presenti sul mercato sono le seguenti:

- **Celle al silicio:** è la tecnologia più sviluppata e che a livello di mercato trova maggiori applicazioni visti i buoni rendimenti e i costi contenuti. Il silicio è presente in grandi quantità sul pianeta Terra anche se si trova prevalentemente sotto forma di silice. Per essere utilizzato a scopi energetici, deve essere costituito da un'adeguata struttura molecolare e un buon grado di purezza. Con la tecnologia al silicio è possibile costruire due differenti tipologie di celle: celle al silicio monocristallino e al silicio policristallino. Nelle prime gli atomi sono orientati nello stesso verso e legati gli uni e gli altri allo stesso modo. In quelle policristalline sono aggregati in piccoli grani monocristallini orientati in modo disordinato. Oggi, tra le due tipologie possibili, quella più utilizzata è quella al silicio monocristallino poiché offre prestazioni migliori in termini di rendimento (fino al 23%) rispetto al policristallino.
- **Celle a film sottile in silicio amorfo:** il film viene ottenuto tramite evaporazione su un supporto plastico o su un substrato polimerico. Vengono utilizzati composti di silicio che combinati con l'idrogeno formano il silano o il disilano. I principali vantaggi della tecnologia a film sottile consistono nella possibilità di sfruttare strutture

flessibili facilitando l'installazione su ogni tipologia di superficie come, ad esempio, le vetrate di edifici architettonici.

I valori di efficienza sono piuttosto bassi (ordine del 10%) a causa dell'orientamento completamente casuale degli atomi all'interno della struttura.

Le ultime novità per questa tecnologia utilizzano lo stesso concetto per la conversione fotovoltaica del silicio amorfo ma vengono realizzate con materiali innovativi che permettono di raggiungere efficienze maggiori come, ad esempio, la tecnologia CIS (CuInSe), CdTe.

- **Celle multigiunzione:** questa tipologia di celle, è costituita da diversi materiali semiconduttori con ciascuno un energy gap diverso. I vari strati sono sovrapposti e collegati in serie.

La multigiunzione permette di estendere il range utilizzabile dello spettro della radiazione solare aumentando l'efficienza totale di conversione e massimizzando la produzione energetica. I maggiori vantaggi si ottengono nelle installazioni in sistemi a concentrazione solare.

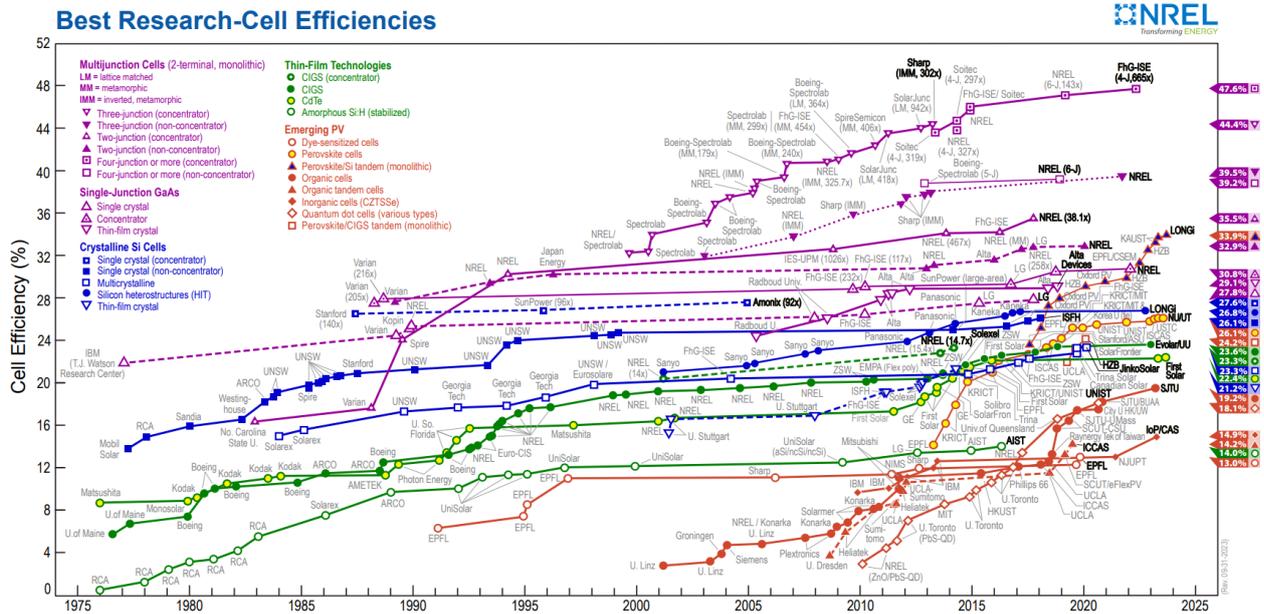


Figura 15: Passato, presente e futuro della tecnologia fotovoltaica

La Figura 15 raffigura l'andamento negli anni dell'efficienza delle celle di diverse tecnologie. I rendimenti indicati si sono ottenuti con specifiche prove in laboratorio.

Come detto nel paragrafo precedente, la tecnologia che offre maggiori prestazioni è quella multigiunzione poiché riesce ad estendere la banda utile nello spettro della radiazione solare.

Maggiori efficienze ovviamente vanno a discapito del prezzo. Le tecnologie più all'avanguardia e costose come le multi-giunzione vengono utilizzate nelle applicazioni aerospaziali e di ricerca.

La via di mezzo si ha con le tecnologie al silicio. Tutt'oggi, infatti, a livello commerciale sono quelle più vendute.

II.11 La cella fotovoltaica

Dal punto di vista elettrotecnico, la cella fotovoltaica è rappresentabile come un generatore ideale di corrente continua e un diodo. Quest'ultimo ha la funzione di far scorrere la corrente in una sola direzione.

L'effetto fotovoltaico è rappresentato dal generatore di corrente per la sua peculiarità di imporre la corrente elettrica all'interno del circuito.

L'intensità di corrente è proporzionale alla radiazione totale incidente, all'efficienza di conversione e dipende dalla temperatura:

$$I_{ph} = K(T) \cdot \eta \cdot I_{irr} \quad (9)$$

La giunzione PN invece è rappresentata da un diodo posizionato in parallelo al generatore ideale di corrente.

$$I_j = I_0 \left(e^{\frac{qV_d}{n \cdot k \cdot T}} - 1 \right) \quad (10)$$

Dove:

- I_0 è la corrente di saturazione inversa del diodo. In altre parole, equivale alla corrente che scorre all'interno del diodo se alimentato con polarità negativa;
- V_d è la tensione ai capi del diodo;
- T [K] è la temperatura;
- $k = 1,3806 \cdot 10^{-23} J/K$ è la costante di Boltzmann;
- $q = 1,6022 \cdot 10^{-19} C$ è la carica dell'elettrone;
- n è il fattore di idealità del diodo. Esso tiene conto dei fenomeni di ricombinazione elettrone-lacuna che si verificano nella giunzione. Il suo valore può variare tra 1 e 2.

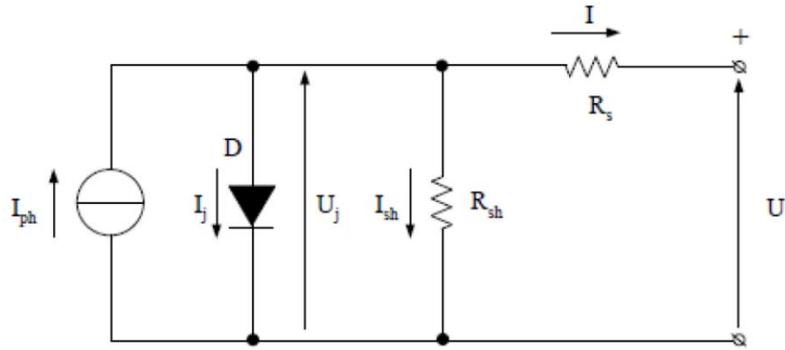


Figura 16: Circuito equivalente della cella solare a 5 parametri

Sono presenti anche elementi dissipativi che rappresentano le non idealità della cella fotovoltaica. In particolare, sono presenti due resistenze:

- R_{sh} : chiamata “resistenza di shunt”, che in posizione di parallelo rappresenta le perdite relative alla corrente generata che non riesce a raggiungere i cosiddetti busbar e finger sulla superficie e dunque non contribuisce all’effetto utile;
- R_s : è una resistenza posta in serie e rappresenta le perdite ohmiche all’interno della cella fotovoltaica.

Applicando l’equazione di Kirchhoff delle correnti al nodo superiore si ricava la seguente relazione:

$$I = I_{ph} - I_j - I_{sh} = I_{ph} - I_0 \left(e^{q \frac{v_d}{n \cdot k \cdot T}} - 1 \right) - \frac{U + R_s \cdot I}{R_{sh}} \quad (11)$$

Mettendo a sistema l’equazione appena scritta con l’equazione alla maglia:

$$U = U_j - R_s \cdot I \quad (12)$$

Si ricava per via numerica la caratteristica corrente-tensione (I-V) della cella.

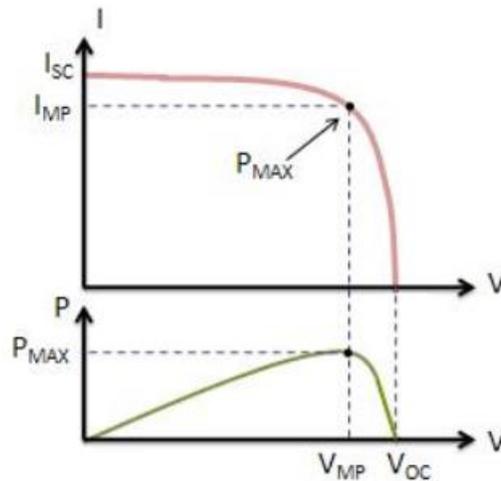


Figura 17: Curve caratteristiche della cella fotovoltaica

I due valori caratteristici della curva I-V, sono:

- I_{sc} : corrente di cortocircuito in assenza di carichi;
- V_{oc} : tensione a circuito aperto misurata tenendo la cella con i due poli aperti.

Moltiplicando punto-punto la tensione e la corrente della caratteristica, si ricava la curva rappresentata nel grafico P-V di Figura 17.

Per massimizzare la potenza prodotta, è necessario cercare di lavorare sempre nel punto di massima potenza. Questo compito è delegato a dispositivi elettronici chiamati ottimizzatori di potenza. La discussione su questi componenti viene rimandata al capitolo III riguardante i convertitori.

La resistenza serie R_s influisce sulla caduta di tensione, perciò i costruttori tendono a minimizzarla.

La resistenza in parallelo invece, R_{sh} , influisce sulle perdite di corrente, perciò, si cerca di fare in modo che abbia un valore più alto possibile.

Un altro parametro fondamentale per indicare le prestazioni di una cella fotovoltaica è il Fill Factor (FF) in italiano, fattore di riempimento.

Un valore di FF prossimo a 1 indica che la caratteristica I-V è tendente ad un rettangolo. In termini fisici significa che i parametri dissipativi della cella sono trascurabili durante il normale funzionamento, ovvero che il pannello è in grado di erogare una corrente costante al variare della tensione della cella. Il parametro è definito come:

$$FF = \frac{U_{mp}}{U_{oc}} \cdot \frac{I_{mp}}{I_{sc}} \quad (13)$$

I pannelli fotovoltaici di ultima generazione hanno un valore di $FF > 0,8$.

II.12 Influenza delle grandezze meteorologiche sulla curva caratteristica I-V

I due parametri esterni che influenzano la corrente e la tensione di una cella fotovoltaica sono l'irradianza e la temperatura.

$$I_{sc}(G, T_C) = I_{sc}(STC) \cdot \frac{G \left(\frac{W}{m^2} \right)}{1000} \cdot (1 + \alpha_{Isc} \cdot \Delta T_C) \quad (14)$$

$$U_{oc}(T_C) = U_{oc}(STC) \cdot (1 + \beta_{Uoc} \cdot \Delta T_C) \quad (15)$$

$$P_M(G, T_C) = P_M(STC) \cdot \frac{G \left(\frac{W}{m^2} \right)}{1000} \cdot (1 + \gamma_{Pm} \cdot \Delta T_C) \quad (16)$$

$$\eta(T_C) = \frac{P_M}{G \cdot A} = \frac{P_M(STC) \cdot (1 + \gamma_{Pm} \cdot \Delta T_C)}{1000 \cdot A} \quad (17)$$

con $\Delta T_C = T_C - 25^\circ C$

Condizioni STC: $G=1000W/m^2$, $T_{amb}=25^\circ C$, $AM=1,5$

È importante sottolineare che le condizioni standard sono raramente riscontrabili durante il funzionamento reale a causa del riscaldamento delle celle, la scarsa pulizia oppure effetti di mismatch dei moduli.

Con buona approssimazione si può considerare che l'irradianza influisca solamente sulla corrente fotovoltaica prodotta mentre la tensione dipenda soltanto dalla temperatura.

È importante sottolineare il fatto che le due grandezze esterne non sono indipendenti: nella realtà si ha una variazione simultanea dell'irradianza e della temperatura. La temperatura della cella dipende dalla temperatura ambiente e dall'irradianza.

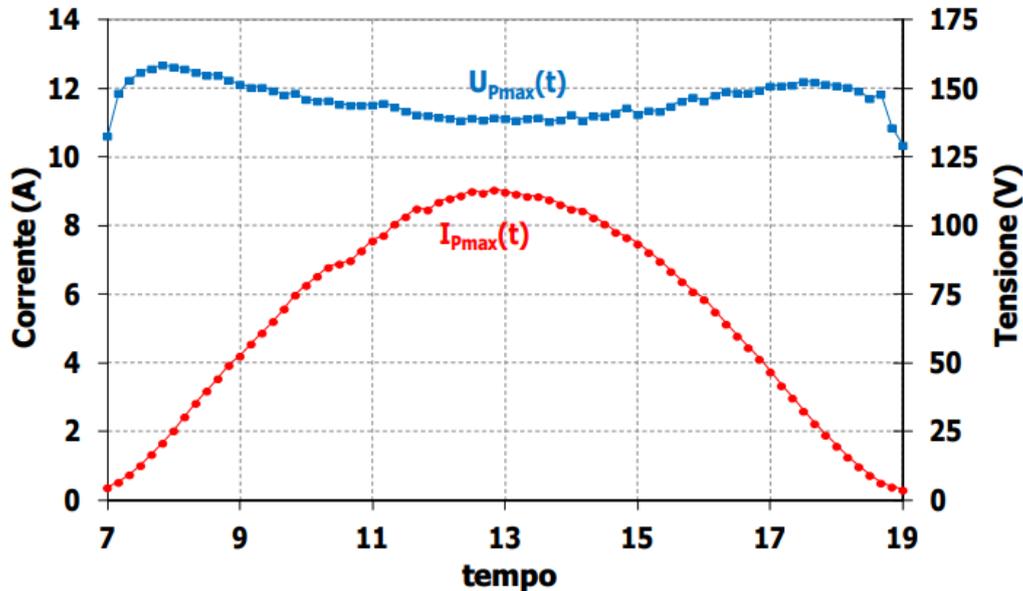


Figura 18: Dipendenza della tensione e della corrente dai fattori ambientali

Nel grafico di Figura 18, sono rappresentate le grandezze elettriche di un modulo al passare delle ore di una giornata serena. In particolare, si può notare che la corrente varia secondo l'irradianza con un picco nelle ore centrali della giornata. La tensione invece risulta pressoché costante a meno di una leggera flessione negativa nelle ore centrali a causa dell'aumento della temperatura della cella dovuta alla maggiore irradianza.

Nei grafici sotto raffigurati invece, sono rappresentate le caratteristiche statiche I-V al variare delle caratteristiche dell'ambiente esterno secondo le relazioni sopra descritte [14 – 15 – 16 – 17]:

- **Variazione della tensione e della corrente al variare dell'irradianza:** si noti che il valore di tensione a circuito aperto varia molto poco rispetto alla variazione di corrente.

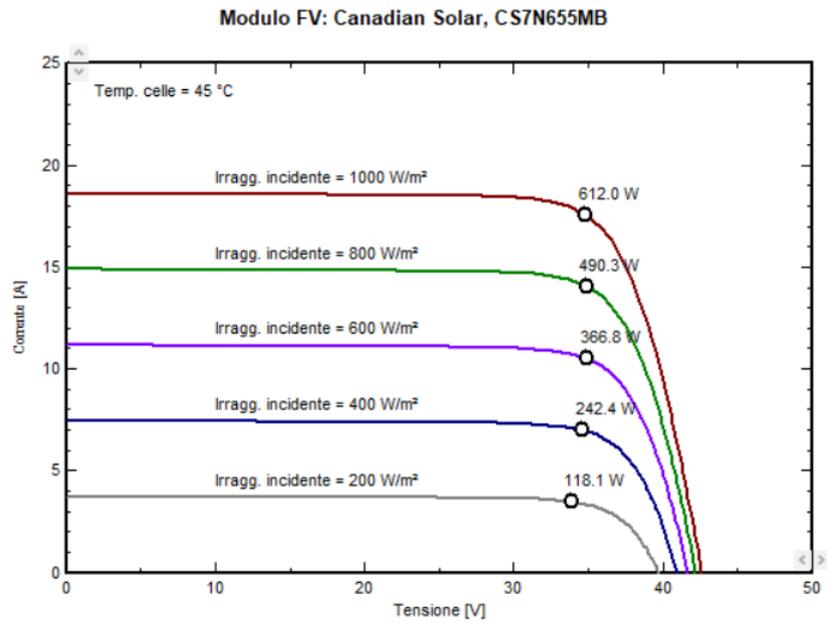


Figura 19: Dipendenza dei parametri elettrici della cella dell'irradianza

- **Variazione della tensione e della corrente al variare della temperatura della cella.**

La corrente di cortocircuito rimane pressoché uguale al variare della temperatura. Si vede una marcata variazione invece della tensione.

In particolare, maggiore è la temperatura, minore è la tensione a circuito aperto. Infatti, nelle caratteristiche tecniche dei moduli fotovoltaici, il coefficiente di dipendenza della tensione con la temperatura β_{Uoc} è negativo.

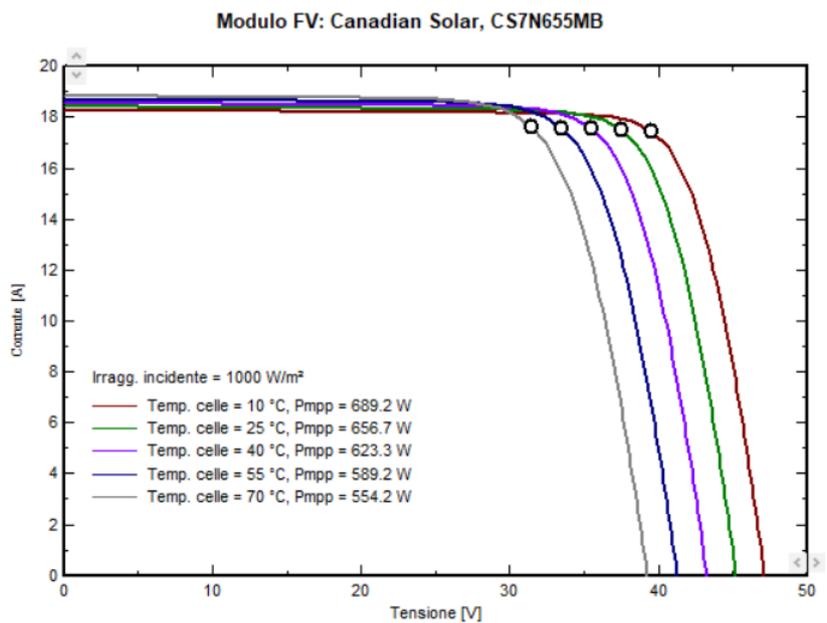


Figura 20: Dipendenza dei parametri elettrici della cella dalla temperatura

II.13 Dalla cella al modulo fotovoltaico

La singola cella fotovoltaica può produrre una potenza dell'ordine di qualche watt (circa 5W) quindi non è sufficiente a generare un flusso di corrente di entità tale da poter essere convertito dagli inverter.

Per risolvere questo problema si collegano in serie e in parallelo le celle formando quindi il modulo fotovoltaico.

Quando vengono messe in serie, la corrente che le attraversa è la stessa per tutte le celle collegate. Per quanto riguarda la tensione invece, il suo valore sarà pari alla somma delle tensioni delle singole celle (somma delle caratteristiche della singola cella in orizzontale: Figura 21).

Il collegamento in parallelo invece, impone le tensioni delle celle coinvolte ad un valore fisso uguale per tutte, mentre la corrente risultante al nodo di parallelo è pari alla somma delle correnti delle singole celle (somma delle caratteristiche delle celle in verticale: Figura 21).

Aggregando dunque celle in serie e in parallelo secondo le regole dell'elettrotecnica, si forma il modulo fotovoltaico che possiede una potenza fino ad oltre i 600W (caratteristica I-V tratteggiata di Figura 21).

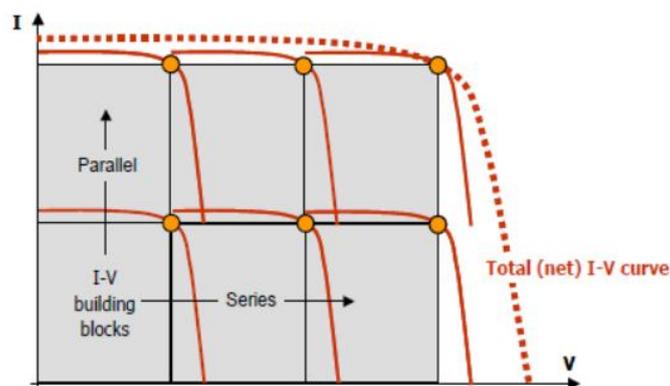


Figura 21: Effetti del collegamento delle celle sulla tensione e corrente

Per incrementare maggiormente la caratteristica I-V, i pannelli fotovoltaici durante l'installazione a loro volta, vengono collegati in serie (formando la stringa) per aumentare la tensione, e in parallelo (formando l'array) per aumentarne la corrente al nodo.

Per far funzionare in modo ideale l'insieme di celle oppure l'insieme di moduli in un impianto, le singole celle dovrebbero presentare le stesse caratteristiche elettriche. Purtroppo,

a causa delle imperfezioni o delle condizioni esterne, non tutti i componenti presenti nel sistema assumono lo stesso comportamento.

Questo causa le cosiddette perdite per mismatch.

Quando si è in presenza di mismatch, alcune celle generano potenza ed altre eventualmente la assorbono dissipandola sottoforma di calore. A lungo andare questo surriscaldamento porta al danneggiamento della parte difettosa. Il fenomeno dissipativo è chiamato in inglese “hotspot”.

Altre cause di mismatch possono essere riconducibili a fattori esterni come la sporcizia concentrata ad esempio le foglie di alberi precipitate sui moduli, gli escrementi dei piccioni, oppure le ombre.

Il caso peggiore si ha quando su un set di celle solo una è in hotspot siccome quest’ultima deve dissipare la potenza generata da tutte le altre celle sane collegate ad essa.

Per risolvere questo problema è sufficiente introdurre un diodo in antiparallelo alla cella, chiamato diodo di bypass, in modo tale che, se questa fosse affetta da qualche problema, il diodo devia la corrente dalla cella guasta verso di sé, preservandola.

Purtroppo, inserire ad ogni cella un bypass, è troppo costoso, per cui vengono collegate allo stesso diodo di bypass un gruppo di celle.

In condizioni normali, il diodo in antiparallelo non conduce perché è interdettato. Solo quando si presenta un mismatch sulle celle a cui fa riferimento, entra in conduzione (polarizzazione diretta).

II.14 Condizioni di guasto di un array fotovoltaico

Collegando più celle o più moduli in parallelo, qualora una stringa fosse soggetta a guasto come, ad esempio un pannello in cortocircuito oppure un guasto del doppio isolamento, si determina una tensione V_{oc} inferiore rispetto a quella a circuito aperto delle altre stringhe integre collegate in parallelo. La sezione con problemi viene attraversata da una corrente inversa generata dalle altre stringhe sane.

In questo caso, il problema viene risolto inserendo dei diodi di blocco in serie alle stringhe. Come dice il nome, questo diodo va in interdizione (blocco) quando la stringa di appartenenza a causa del malfunzionamento inizia ad essere percorsa dalla corrente inversa.

I diodi di bypass sono contenuti nella junction box del pannello fotovoltaico.

I moduli di ultima generazione vengono solitamente corredati di 3 diodi di bypass.

I diodi di blocco invece, sono aggiunti dall'installatore in appositi supporti qualora lo ritenesse necessario in base alla struttura degli arrays.

Nel circuito sotto, sono raffigurati i diodi di bypass e di blocco di un array fotovoltaico:

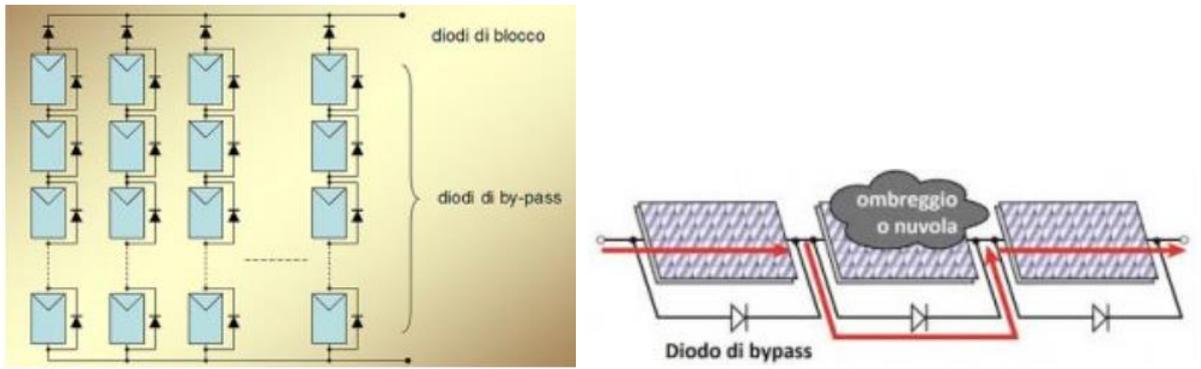


Figura 22: Diodi di bypass e di blocco

I diodi di bypass sono sempre necessari per le motivazioni spiegate nelle righe precedenti, per questo il produttore dei moduli dota il prodotto di uno o più bypass.

I diodi di blocco invece, non sempre sono necessari: infatti qualora non si collegassero le stringhe in parallelo, non potrebbe crearsi la corrente inversa; dunque, il loro utilizzo sarebbe solo una fonte di perdita energetica e di riduzione dell'affidabilità.

Sotto, vengono riportate tre fotografie scattate con termocamera installate a bordo del drone in cui si possono notare bene i fenomeni di hotspot (fonte Albasolar):

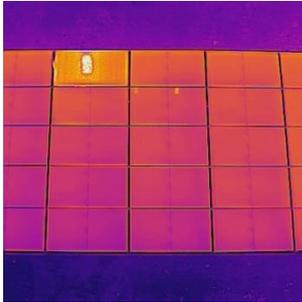


Figura 23: Sporcizia

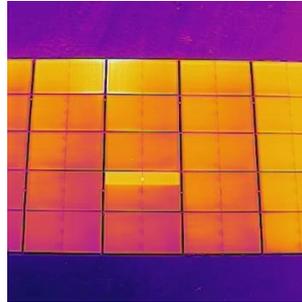


Figura 24: Pannello difettoso

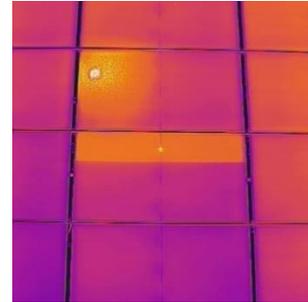


Figura 25: Diode di bypass surriscaldato

Figura 23:

In questa foto, si nota un fenomeno concentrato nella zona centrale di un pannello. Questo è dovuto ad una iniziale sporcizia depositatasi nel punto più caldo, che poi successivamente ha creato un danneggiamento permanente della cella. Da notare che tutto il modulo risulta più caldo degli altri sia perché il calore generato dall'hotspot si trasmette su tutto il pannello, sia perché tutte le celle ne sono compromesse.

Figura 25:

Questa immagine è uno zoom della Figura 24. Si nota un hotspot concentrato dovuto ad un escremento di volatile depositatosi sopra, e un hotspot distribuito su tutta una fascia orizzontale del modulo. In particolare, questi moduli possiedono tre diodi di bypass, contenuti nella junction box posta nella parte centrale del pannello. Infatti, in corrispondenza della stessa, si vede un hotspot concentrato dovuto al surriscaldamento del diodo di bypass di riferimento alla parte di modulo più calda. Evidentemente, in questo caso è presente un difetto sul pannello e sul diodo di bypass surriscaldato a causa di una probabile perdita di isolamento verso terra. Questo produce così una corrente pressoché di corto circuito (più alta di quella di massima potenza) risultando surriscaldato.

II.15 Struttura e tecnologia del modulo fotovoltaico bifacciale

Le ultime tecnologie dei moduli fotovoltaici, sfruttano la bifaccialità per aumentare la densità di potenza producibile da un impianto. Questa, permette di sfruttare la riflessione dal terreno sottostante all'impianto aumentando di qualche punto percentuale (fino al 30% in più della taglia) la potenza nominale del modulo. Ovviamente questa, dipende dalle caratteristiche del terreno in particolare dal coefficiente di albedo. Ad esempio, su un terreno bianco (come la neve) l'albedo è molto più elevato rispetto ad un terreno erboso (rif. II.2.1 Approfondimento sull'albedo).

Ne consegue che nel primo caso, l'effetto utile dovuto alla bifaccialità del modulo sarà più elevato.



Figura 26; Faccia anteriore e posteriore di un modulo bifacciale

Particolare attenzione richiede l'installazione di questa tecnologia. Le strutture di fissaggio su cui poggiano i pannelli e i cablaggi dei cavi di stringa, devono essere progettate al fine di non ombreggiare la parte posteriore del pannello e limitare il più possibile l'effetto del mismatch posteriore.

Ne consegue che, per un impianto integrato su un tetto, la bifaccialità non porta a particolari benefici poiché la breve distanza tra i moduli e la superficie del tetto non permette di creare nella parte posteriore un'ambiente sufficientemente "luminoso" necessario ad incrementare la potenza grazie alla bifaccialità.

La tecnologia bifacciale, dunque, è adatta per le installazioni su strutture sollevate dal terreno: maggiore è l'altezza dal suolo, maggiore sarà l'effetto utile.

Le componenti della radiazione solare che influiscono sulla produzione del retro del pannello sono 3:

- La componente diffusa proveniente dal cielo e che colpisce il retro del pannello direttamente;
- La componente diretta dei raggi del Sole riflessa dal terreno;
- La componente diffusa riflessa dal terreno.

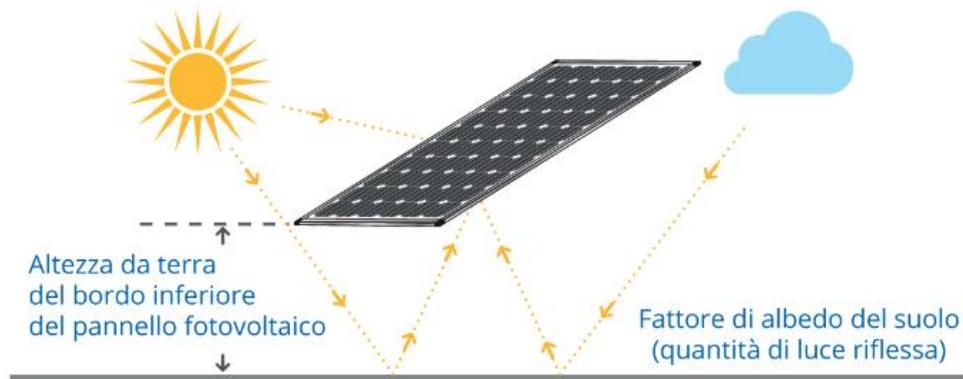


Figura 27: Le componenti di riflessione sulla faccia posteriore del modulo fotovoltaico

La percentuale di guadagno bifacciale aumenta nelle giornate nuvolose dovuta alla radiazione riflessa.

Ad oggi, i comitati tecnici stanno ancora studiando un modo per normare la classificazione in termini di prestazioni di un modulo bifacciale. Infatti, i dati di targa di queste tipologie di pannelli tengono conto solamente delle prestazioni della faccia anteriore, ma i produttori mettono a disposizione documenti che forniscono indicazioni sul contributo della resa aggiuntiva della faccia posteriore in funzione dell'albedo, altezza dal suolo e inclinazione ottimale.

Di seguito vengono indicati i materiali che compongono gli strati di un pannello fotovoltaico bifacciale ordinati dalla faccia anteriore a quella posteriore:

- Una cornice in alluminio;
- Un vetro temprato resistente agli impatti con lo scopo di lasciar passare la maggior quantità possibile di radiazione solare;
- Strato di materiale incapsulante al silicone (EVA) che ha lo scopo di incapsulare le celle e i contatti;
- La cella fotovoltaica;

- Strato di materiale incapsulante;
- Vetro per permettere l'aggiunta del contributo bifacciale;
- Junction box in cui all'interno sono presenti i diodi di bypass e dalle quali fuoriescono i cavetti (polo + e polo -) per i cablaggi esterni con le altre stringhe.

I cavetti possiedono appositi connettori ai loro estremi che permettono l'immediata connessione agli altri componenti dell'impianto senza particolari attrezzi. Questi, visti gli ambienti in cui dovranno essere installati, hanno un grado di protezione IP68. (a tenuta dalla polvere e protetti da immersione permanente).



Figura 28: Connettore pannello fotovoltaico

Capitolo III: Aspetti teorici dei convertitori elettronici

Generalmente, un sistema di produzione di energia elettrica eroga la propria potenza adattandosi al carico elettrico a cui è collegato. La produzione fotovoltaica invece, a differenza di tutte le altre generazioni, eroga potenza in funzione di quanto i pannelli sono in grado di produrre andando a massimizzare la potenza erogabile.

Per questo, servono dei convertitori elettronici in grado di ricercare continuamente il punto di massima potenza e convertirla in corrente alternata da poterla immettere in rete. In sostanza viene fatto variare il carico in modo tale che i moduli lavorino sempre nel punto ottimale.

I convertitori presenti in un impianto fotovoltaico sono dunque di due tipi:

- **Convertitori DC/DC** (ottimizzatori di potenza): hanno l'obiettivo di ricercare il punto di massima potenza (sulla caratteristica I-V) in ogni istante di funzionamento;
- **Convertitori DC/AC** (inverter): hanno l'obiettivo di convertire la corrente DC ottimizzata, in corrente alternata in modo tale da poterla immettere sulla rete nazionale.

I convertitori sono dispositivi elettronici che hanno come elemento base i transistor ad effetto campo (MOSFET). I transistor sono switch con l'attitudine di commutare ad alta frequenza secondo un preciso comando generato da un controllore opportunamente programmato. Le nuove frontiere di questi dispositivi tendono ad utilizzare tecnologie a semiconduttore che commutino a frequenze sempre maggiori riducendo quindi gli ingombri dei filtri. Per questo grandi investimenti vengono fatti su transistor basati sul SiC e il GaN.

III.1 I convertitori DC/DC

Sono dispositivi che convertono un segnale in ingresso in un altro di uscita nel modo più efficiente possibile.

Questi, vanno a ricercare il punto di massima potenza dei moduli a cui sono collegati per ottimizzare la potenza erogabile dal sistema.

L'abilità di questo convertitore viene denominata in inglese "maximum power point tracking". Per cui il convertitore viene anche chiamato "maximum power point tracker" (MPPT).

L'algoritmo di ricerca più comune per la determinazione del punto di massima potenza è il cosiddetto "metodo perturba e osserva".

Il metodo in esame effettua continue variazioni di tensione del pannello fotovoltaico e moltiplica la tensione in quell'istante per la corrente. Ottenuta così la potenza all'istante k -esimo, viene confrontata con quella ottenuta nell'istante $(k-1)$ -esimo. Se la potenza tra i due istanti subisce un incremento, la perturbazione successiva avverrà nello stesso verso, altrimenti la variazione successiva avverrà nel verso opposto. Raggiunto il punto di massima potenza, l'algoritmo continua a far oscillare il valore di tensione intorno a quest'ultimo misurato. Queste oscillazioni causano perciò perdite del sistema poiché il punto preciso di massima potenza difficilmente viene trovato.

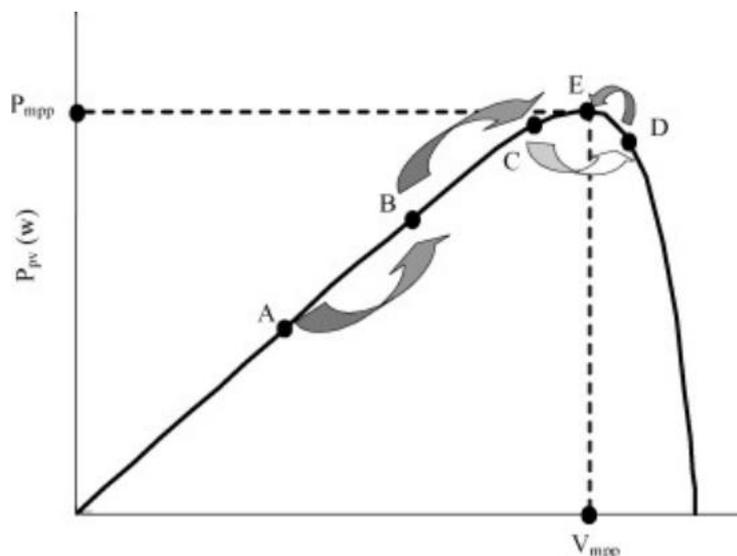


Figura 29: Sistema perturba e osserva

Per questo, il parametro più importante è il passo della perturbazione: se fosse ampio, l'algoritmo di ricerca del MPP sarebbe veloce durante le perturbazioni meteorologiche però

causa una perdita maggiore durante la fase di tempo stazionario poiché oscilla lontano dal vero punto di massima potenza. Questo metodo, quindi, può incorrere in zone di massimo locale creando una produzione di energia non ottimizzata (fallimento del concetto di ottimizzatore di potenza).

Un altro metodo utilizzato è chiamato “**metodo della conduttanza incrementale**”.

Questo calcola la derivata prima della potenza rispetto alla tensione. Quando diventa pari a zero, significa che si è sul massimo della caratteristica P-V del pannello fotovoltaico e dunque si è raggiunto il punto di massima potenza. A differenza dell’algoritmo perturba e osserva, una volta determinato il punto di massima potenza, la tensione rimane costante.

Questo algoritmo permette di avere efficienze maggiori rispetto al “perturba e osserva” perché evita le oscillazioni intorno al punto di massima potenza. Inoltre, è molto rapido nella reazione alle variazioni delle condizioni atmosferiche.

I convertitori DC/DC (ottimizzatori) hanno un rendimento molto alto (98%-99%).

I dati di targa di un ottimizzatore di potenza sono:

- Rendimento;
- Tensione nominale in ingresso;
- Corrente massima in ingresso;
- Tensione nominale in uscita;
- Potenza nominale in uscita.

Sul mercato esistono diverse filosofie di pensiero: alcune case costruttrici di convertitori progettano sistemi volti ad ottimizzare il singolo pannello fotovoltaico sulla stringa dunque dotando ogni modulo di un proprio ottimizzatore di massima potenza e convertitori AC/DC centralizzati per l’immissione in rete.

Un’altra filosofia invece presenta all’interno di un unico dispositivo centralizzato molti ingressi in cui è presente sia l’ottimizzatore che il convertitore DC/AC (inverter).

In particolare, si predilige la prima soluzione in quei casi in cui siano presenti ostacoli sparsi per cui è importante avere un’ottimizzazione puntuale addirittura sul singolo pannello della stringa evitando quindi di ridurre le performance di tutta la serie di moduli. Questa tecnologia offre inoltre molte informazioni sulla produzione.

L'utilizzo degli ottimizzatori distribuiti permette la riduzione della tensione di stringa a pochi volt in condizioni di guasto mettendo in sicurezza gli operatori e riducendo notevolmente il rischio incendio per arco elettrico.

La seconda soluzione è utilizzata in impianti di grandi dimensioni in cui non sono presenti molti ostacoli, per cui l'ottimizzazione sul singolo modulo non è necessaria. In questo caso, gli inverter sono dotati di molti ingressi a cui corrisponde un ottimizzatore. Ogni ingresso può avere più di un canale. Ad ogni canale viene collegata una stringa. Con questa tecnologia è necessario "stringare" il campo fotovoltaico in modo tale che i moduli che si trovano in una posizione con caratteristiche ambientali simili siano appartenenti alla stessa stringa. Ad esempio, se una zona del campo fotovoltaico è ombreggiato, è opportuno stringare in modo tale che i moduli ombreggiati nello stesso istante facciano parte della stessa stringa.

Queste tipologie di inverter appena citate vengono chiamate anche "inverter multi stringa".

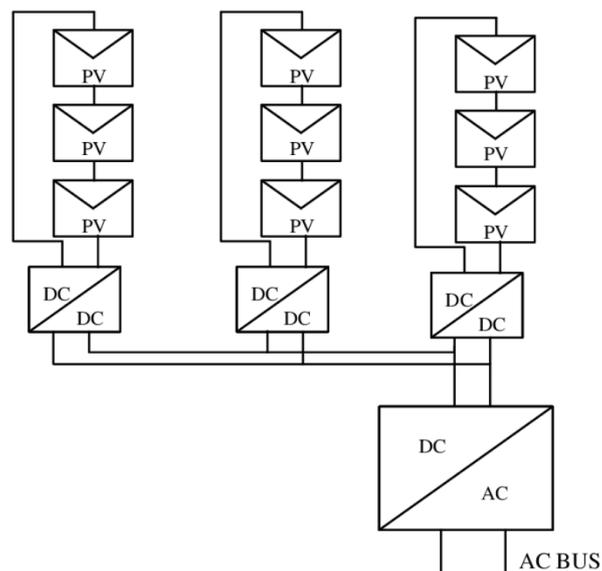


Figura 30: Schema di principio di un inverter multi-stringa

Esistono anche altri tipi di inverter come quelli centralizzati per impianti molto grandi, oppure tecnologie con inverter integrati direttamente nei moduli fotovoltaici.

III.2 I convertitori DC/AC

Gli inverter sono dispositivi elettronici basati su tecnologia a semiconduttore.

I componenti fondamentali sono i transistor di potenza in grado di commutare elevate correnti ad alta frequenza. Maggiore è la frequenza di commutazione, minori saranno i disturbi e le dimensioni dei filtri, quindi gli ingombri e il peso. Inoltre, una frequenza di commutazione elevata permette di ricostruire con una migliore approssimazione la forma d'onda sinusoidale ideale.

La commutazione viene fatta utilizzando la tecnica PWM (Pulse Width Modulation) comparando una portante a forma di triangolo isoscele con una modulante ad onda sinusoidale. Esistono anche altre tecniche di modulazione con modulanti discontinue che permettono di ottimizzare e sfruttare al meglio le caratteristiche tecniche del convertitore.

Gli inverter cosiddetti grid-connected lavorano a frequenza fissa 50Hz poiché per poter immettere in rete la potenza prodotta devono essere sincronizzati con il sistema elettrico nazionale. Il controllo del sincronismo viene fatto dal controllore interno al dispositivo, il quale prima di immettere energia in rete ricerca il sincronismo.

I moderni convertitori hanno una serie di sensori che permettono di effettuare controlli interni sul corretto funzionamento del dispositivo. Tra questi, ad esempio, il controllo d'isolamento delle stringhe, il controllo della resistenza d'isolamento lato rete e la segnalazione di eventuali guasti verso terra.

Se gli inverter rilevano un'anomalia, vanno in blocco finché il problema non viene risolto.

Le efficienze di questi dispositivi sono molto alte ($> 95\%$) ma inferiori rispetto ai ottimizzatori di potenza (99%).

I dati di targa di un inverter sono:

- La potenza attiva nominale;
- La frequenza di rete nominale;
- La tensione AC di uscita nominale;
- La tensione DC di ingresso nominale;
- La corrente DC massima in ingresso.

All'interno dell'inverter sono presenti anche delle protezioni come:

- Protezione da sovracorrente AC;
- Protezione contro la polarizzazione inversa DC;
- Monitoraggio degli errori sulle array fotovoltaiche;
- Scaricatori di sovratensione lato continua di tipo II;
- Scaricatori di sovratensione lato alternata di tipo II;
- Controllo della resistenza di isolamento lato continua;
- Protezione contro l'isola non intenzionale.

In passato, in presenza di impianti fotovoltaici di grandi dimensioni collegati alla rete, il distributore di energia elettrica richiedeva un trasformatore di isolamento per evitare che le componenti continue generate dagli inverter venissero immesse nella rete nazionale.

La componente continua all'interno dei trasformatori causa la saturazione dei ferri, richiedendo quindi correnti elevate a parità di flusso nel ferro.

Oggi, con gli inverter di ultima generazione, le componenti continue non vengono più generate dunque il trasformatore non è più indispensabile.

Per quanto riguarda la protezione dalle sovratensioni, vicino alle apparecchiature vengono inseriti gli scaricatori di tipo II poiché progettati per proteggere dalle sovratensioni indotte dai fulmini oppure da quelle risultanti dalle manovre elettriche. Di solito sono a varistori, ovvero delle resistenze che diminuiscono il loro valore all'aumentare della tensione permettendo la scarica verso terra della sovratensione. In genere sono quindi auto-ripristinanti al cessare della tensione anomala.

Gli scaricatori di tipo I invece vengono installati all'origine dell'impianto per proteggere dalle correnti impulsive dei fulmini che colpiscono direttamente l'impianto: per esempio dalle linee aeree.

Risulta di notevole importanza dotare i dispositivi delicati come gli inverter di protezioni da sovratensione visto che spesso si trovano all'aperto e le strutture metalliche di sostegno dei moduli fotovoltaici sono buoni captatori di fulmini.

Capitolo IV: Modelli di producibilità fotovoltaica

IV.1 Sito di intervento e considerazioni sull'impatto ambientale dell'impianto

L'impianto in esame è situato nel comune di Fossano in provincia di Cuneo (coordinate 44.604350, 7.765828).

Lo scopo dell'impianto è di coprire parte del fabbisogno energetico diurno dello stabilimento industriale dolciario Maina Panettoni situato dal lato opposto della strada rispetto al campo fotovoltaico. Purtroppo, la copertura dello stabilimento non permette di installare impianti fotovoltaici integrati, per cui è stato indicato l'appezzamento di terreno nella Figura 31



Figura 31: Immagine satellitare del terreno su cui sorge l'impianto

L'appezzamento ha una superficie di 1,36ha e si trova ad un'altitudine pari a 325m s.l.m.

Il terreno è un terreno agricolo, infatti, vengono effettuate scelte progettuali tali da non depauperare il terreno. Così facendo, a fine vita dell'impianto, il terreno potrà essere facilmente ripulito ed essere pronto per le eventuali coltivazioni.

Per questo, le strutture di sostegno dei pannelli sono formate da pali piantati nel terreno da un sistema georeferenziato senza l'utilizzo di calcestruzzo.

L'unica zona in cui viene fatto un battuto in cemento armato è la platea per il basamento della cabina elettrica fotovoltaica.

I cavi elettrici vengono posati in tubi corrugati interrati interrotti in punti strategici da pozzetti prefabbricati ispezionabili.

Per mitigare l'impatto estetico e paesaggistico, l'impianto verrà circondato nel perimetro da siepi sempreverdi e il terreno verrà mantenuto a prato.

Inoltre, è presente una recinzione di protezione contro i furti (internamente alla siepe) tale da lasciar entrare e uscire dall'impianto la fauna selvatica di grande e piccola taglia.

Questi elencati sono particolari accorgimenti per evitare di compromettere l'equilibrio naturale degli animali selvatici: è sempre bene riuscire a coniugare gli interessi economici ed energetici mantenendo come primo obiettivo il rispetto della natura.

L'area d'impianto, inoltre, è dotata di un sistema di illuminazione perimetrale per emergenze notturne e di un sistema di antifurto di ultima generazione.

In particolare, il sistema di allarme utilizza l'intelligenza artificiale per riconoscere gli eventuali corpi che entrano all'interno della zona protetta. Grazie all'utilizzo di radar, combinati a telecamere PTZ (a 360°) e termocamere, è possibile il riconoscimento di un corpo e l'inseguimento della sua posizione in tempo reale. In base al corpo riconosciuto, viene lanciato l'allarme a seconda delle impostazioni del sistema di protezione.

IV.2 Fabbisogno energetico dello stabilimento industriale e fonti di generazione interne esistenti

Lo stabilimento industriale ha una potenza in prelievo contrattuale pari a 800kW.

Il distributore, senza effettuare lavori di adeguamento della rete, ha concesso all'utente attivo di immettere sulla rete elettrica nazionale al massimo 500kW.

Inoltre, lo stabilimento ha in funzione un cogeneratore a metano, sempre progettato e gestito da Albasolar, con taglia 530kW elettrici e 601kW termici.

Il motore primo dell'impianto di cogenerazione è composto da un motore a combustione interna con ciclo Otto ad alta efficienza elettrica alimentato a gas naturale. Esso è accoppiato

ad un alternatore sincrono raffreddato ad aria con tensione nominale di 400V, 50Hz. L'erogazione della potenza elettrica è modulabile dal 50% al 100% della potenza di targa.

Inoltre, mediante uno scambiatore termico il calore derivante dall'olio di lubrificazione e dalla camicia del motore viene ceduto alle utenze termiche sotto forma di acqua calda.

L'energia meccanica prodotta dal motore primo viene convertita in energia elettrica. Qualora l'energia elettrica prodotta sia superiore al fabbisogno dello stabilimento, il surplus viene immesso in rete attraverso la connessione alla rete di distribuzione MT. Viceversa, se il fabbisogno fosse maggiore dell'energia prodotta dal cogeneratore, verrebbe prelevata energia elettrica dalla rete.

Anche i fumi di scarico del motore vengono recuperati in un generatore di vapore a recupero per produrre vapore saturo.

Alla cogenerazione, dunque, viene aggiunta la produzione fotovoltaica.

L'organizzazione della produzione dello stabilimento non è costante durante l'arco dell'anno. Nei periodi dell'anno in cui lo stabilimento è a pieno regime, l'attività lavorativa è suddivisa su tre turni, dunque, la richiesta di energia elettrica è elevata durante tutto l'arco della giornata.

Il portale del distributore mette a disposizione i consumi di energia attiva e reattiva misurati ogni quarto d'ora dal contatore di energia elettrica. Dunque, scaricandoli, è possibile effettuare dettagliati studi sui consumi.

In particolare, la produzione dello stabilimento è suddivisa durante i mesi nel seguente modo:

- Gennaio, febbraio, marzo: il fabbisogno di energia elettrica è molto elevato per la produzione dolciaria delle festività pasquali;
- Aprile, maggio, fino alla metà di giugno: il fabbisogno elettrico è molto basso poiché la produzione è ferma;
- Dalla metà di giugno fino alla fine dell'anno: la produzione è a pieno regime su tre turni per la produzione delle festività natalizie, di conseguenza anche il fabbisogno energetico è molto elevato.

Grazie alla produzione industriale distribuita su tutto l'arco della giornata, l'installazione di un impianto fotovoltaico permette di diminuire notevolmente nelle ore diurne l'energia prelevata da rete.

Dati riassuntivi del fabbisogno energetico mensile dello stabilimento:

Tabella 3: Fabbisogno energetico mensile

	MWh
Gennaio	124,55
Febbraio	150,67
Marzo	186,23
Aprile	21,91
Maggio	28,11
Giugno	178,04
Luglio	299,44
Agosto	306,82
Settembre	402,68
Ottobre	377,81
Novembre	264,98
Dicembre	196,60

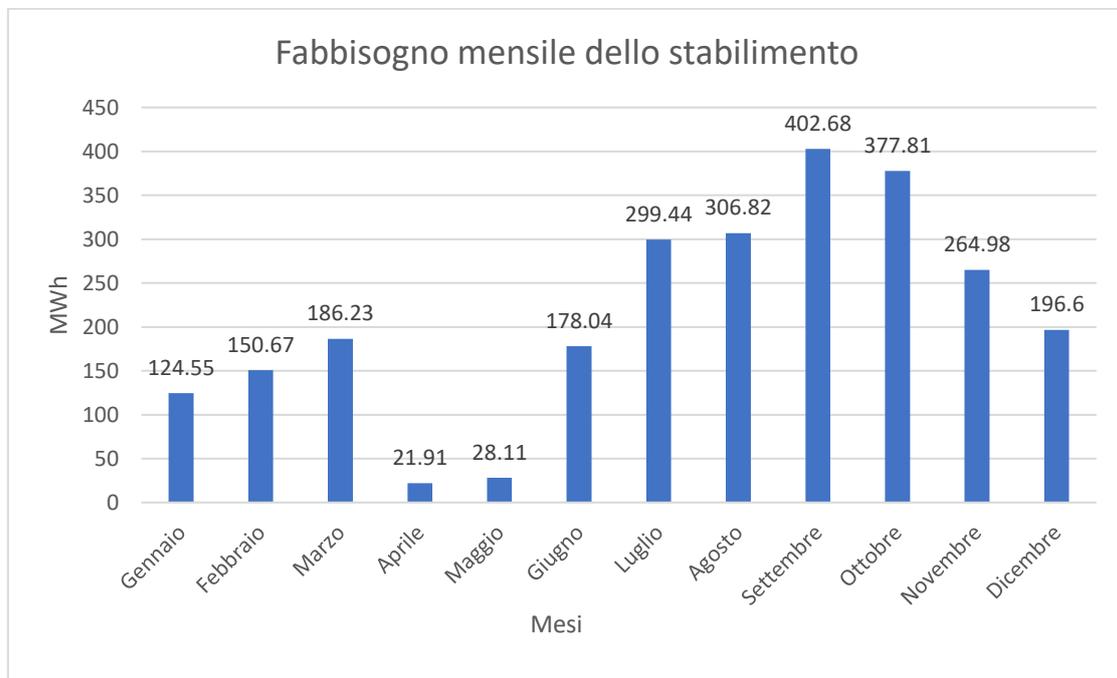


Figura 32: Grafico andamento mensile del fabbisogno energetico

IV.3 Analisi della producibilità al variare delle condizioni ambiente e della tecnologia di inseguimento

Vista la particolare forma del terreno, per ottimizzare gli spazi e dunque la potenza installata si sceglie la tecnologia ad inseguimento monoassiale Est-Ovest.

Questa, permette al mattino di avere la faccia frontale dei pannelli rivolti verso Est (dove sorge il Sole) mentre alla sera rivolti verso Ovest (dove tramonta). Durante le ore notturne, il sistema di tracking ritorna nella posizione di partenza aspettando nuovamente il sorgere del Sole.

Questo accorgimento permette di avere la classica curva a campana della produzione giornaliera più “quadrata” simile ad un trapezio isoscele grazie all’aumento di produzione nelle ore a più bassa irradianza come al mattino e alla sera.

Inoltre, la tecnologia bifacciale accoppiata all’inseguimento come spiegato successivamente permette di ottimizzare al massimo la potenza prodotta per unità di superficie.

Da osservazioni empiriche effettuate sui campi fotovoltaici progettati dall’azienda Albasolar, si nota che durante le prime ore mattutine e quelle serali, quando gli inseguitori si trovano con un’elevata inclinazione, il riflesso di una determinata vela, seppur ridotto per il particolare trattamento antiriflesso dei moduli, riflette i raggi del Sole su quella di fronte aumentando in questo modo l’albedo dell’ambiente. Questa è una valutazione qualitativa siccome è un fenomeno di difficile modellizzazione matematica. Ciò è difficile da quantificare basti pensare che nemmeno le case costruttrici dei pannelli forniscono informazioni dettagliate in merito alle varie situazioni di riflessione.

IV.3.1 Il software PVSYST: impostazioni della modellizzazione

Con l’ausilio del software PVSYST viene impostato il parco fotovoltaico composto da 1378 moduli bifacciali da 655kWp e 5 inverter multi-stringa per una potenza complessiva di 955kW. Successivamente viene calcolata la produzione dell’intero impianto tenendo conto delle perdite partendo dai pannelli fotovoltaici arrivando alla cabina elettrica del cliente collegata alla media tensione.

N.B.: Le impostazioni elettriche utilizzate per la modellizzazione fanno riferimento alle scelte progettuali descritte in modo approfondito nel capitolo V.

Dunque, si inizia impostando l'orientamento e la tipologia degli inseguitori solari:

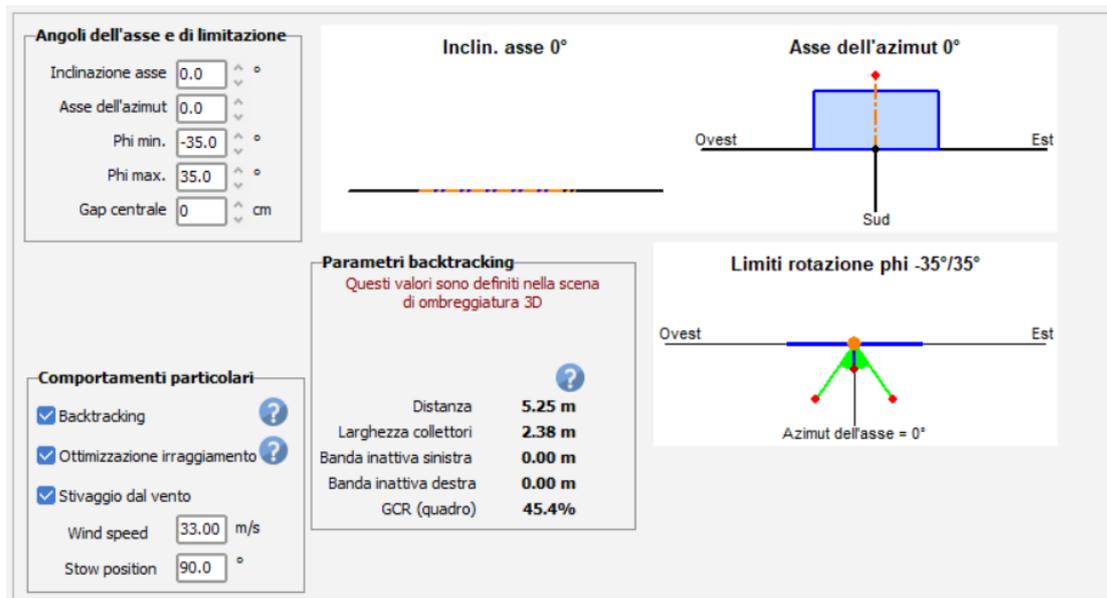


Figura 33: Orientamento e tipologia degli inseguitori

Successivamente viene rappresentato il sistema fotovoltaico inserendo:

- **Le caratteristiche dei pannelli.** In base ai dati forniti sul datasheet, il software disegna i grafici rappresentanti le caratteristiche elettriche al variare dell'irradianza e della temperatura.

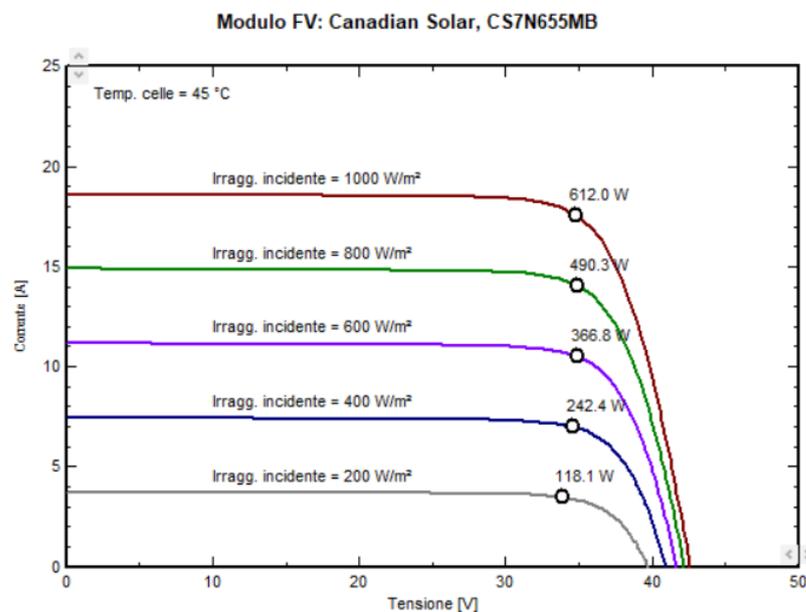


Figura 34: Variazione della caratteristica I-V del modulo al variare dell'irradianza

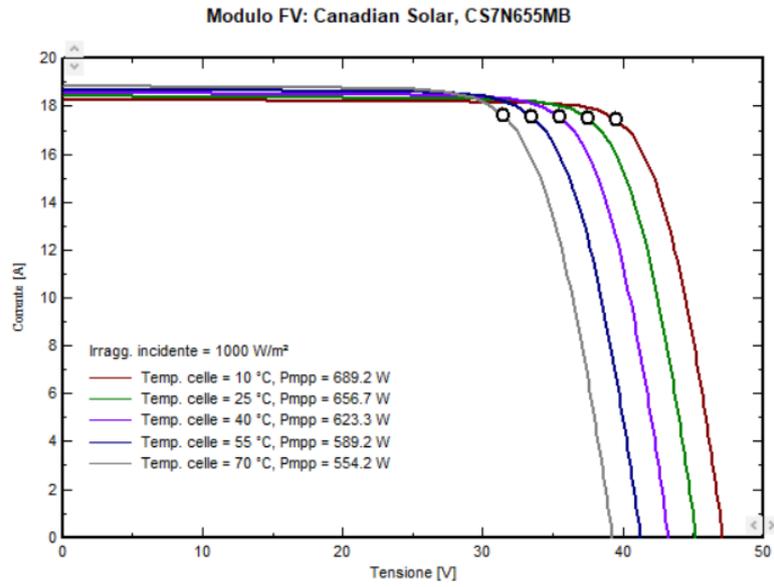


Figura 35: Variazione della caratteristica I-V del modulo al variare della temperatura

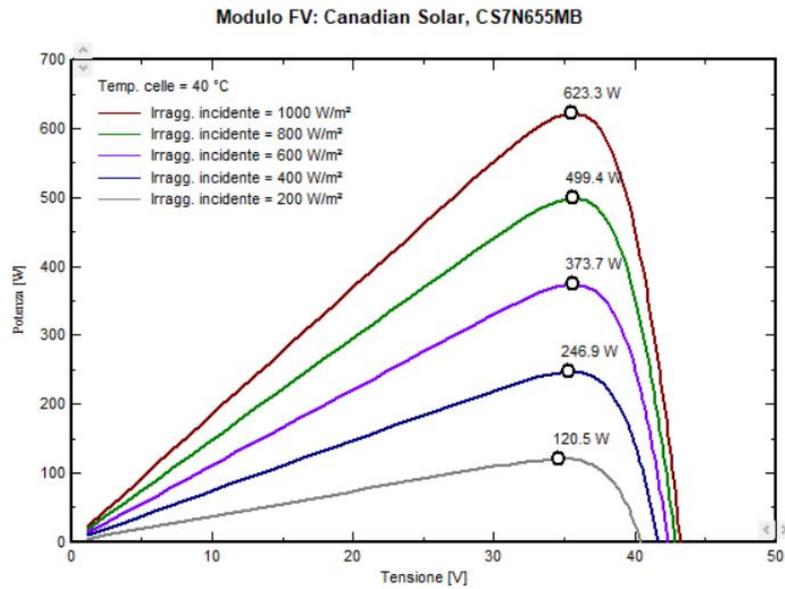


Figura 36: Variazione della caratteristica P-V del modulo al variare dell'irradianza

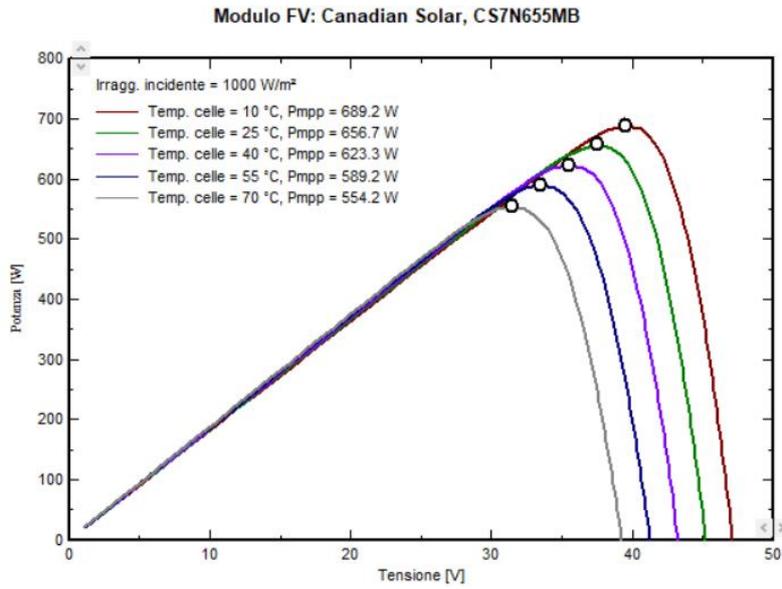


Figura 37: Variazione della caratteristica P-V del modulo al variare della temperatura

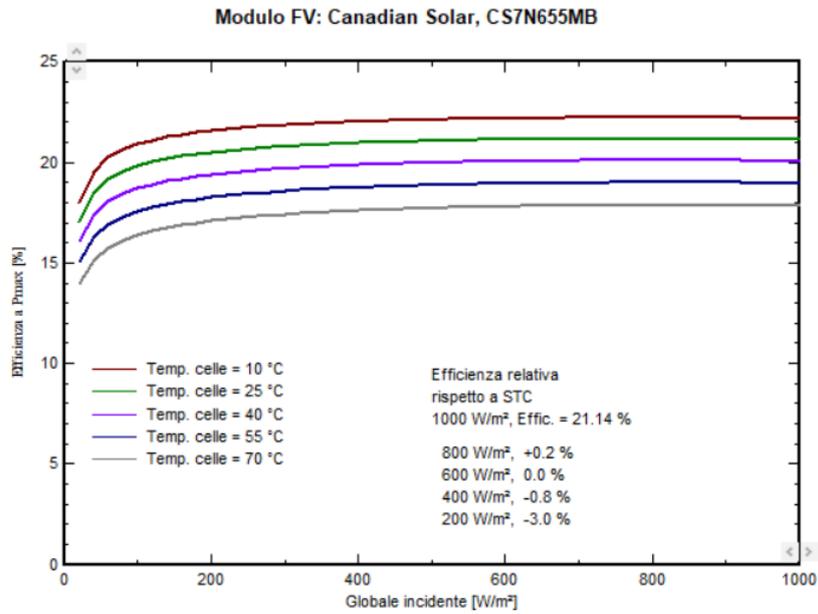


Figura 38: Curva di rendimento del modulo al variare della temperatura

- **La definizione del sistema bifacciale:**

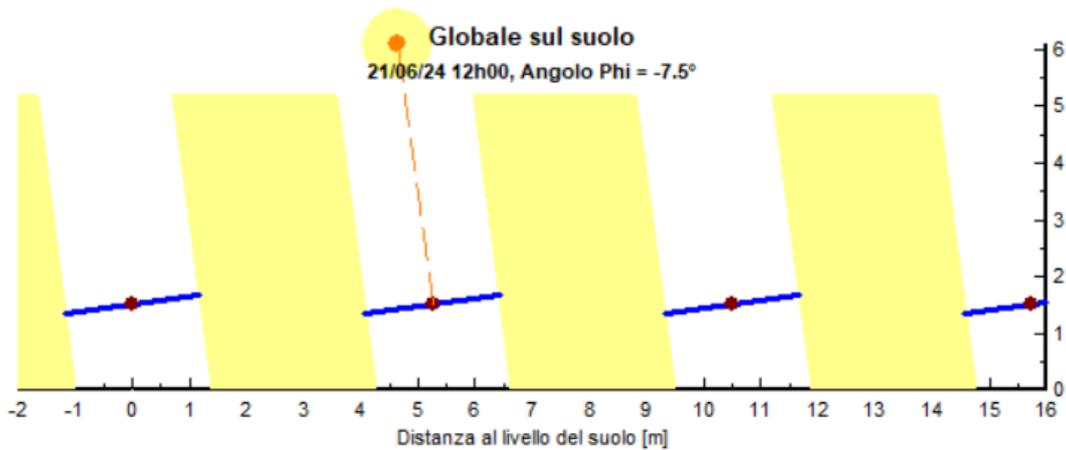


Figura 39: Sistema ad inseguimento monoassiale

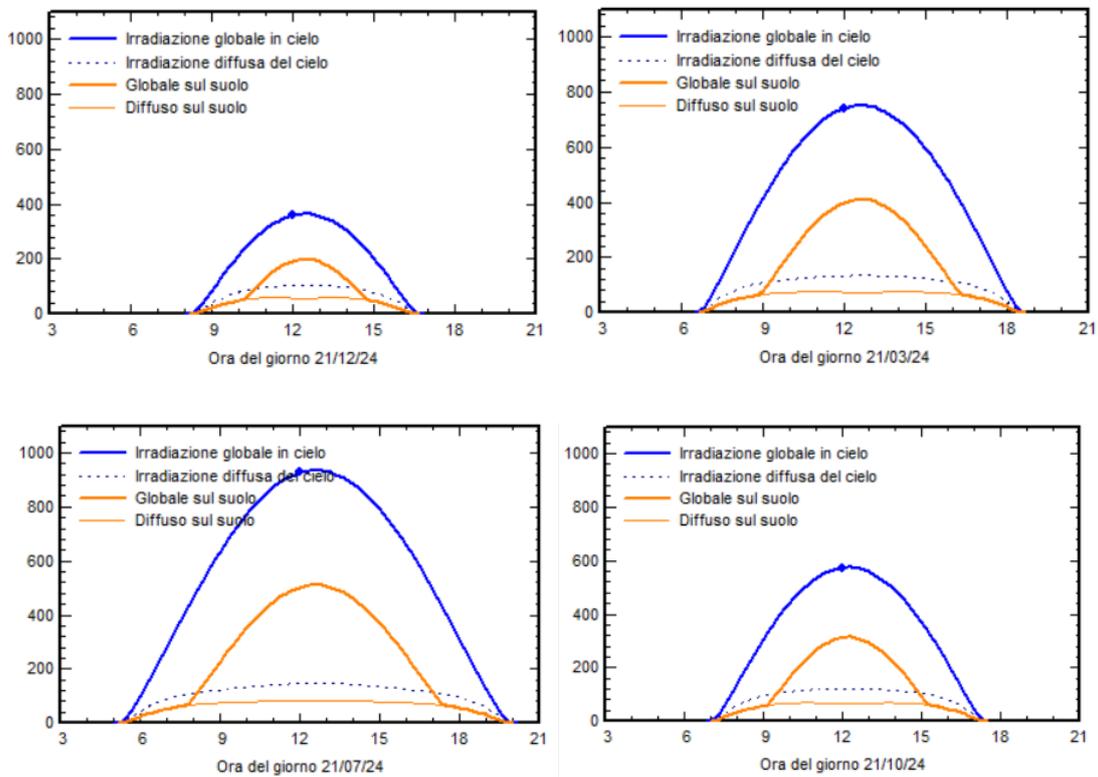


Figura 40: Componenti di irradianza in W/m^2 durante le ore della giornata e dei mesi

In assenza o in presenza della tecnologia del backtracking, dalle simulazioni risulta che le componenti di irradianza sono le stesse e vengono rappresentate in Figura 40.

Sotto, vengono rappresentati due grafici che indicano la riflessione sul retro in presenza di ghiaia bianca ed erba. Come si nota, con il primo grafico (Figura 41), grazie all'aumento del coefficiente di albedo, la riflessione del terreno sulla faccia posteriore dei moduli risulta

maggiore rispetto al caso con erba verde (Figura 42). Questo permette di creare un aumento di produzione con la bifaccialità dei moduli.

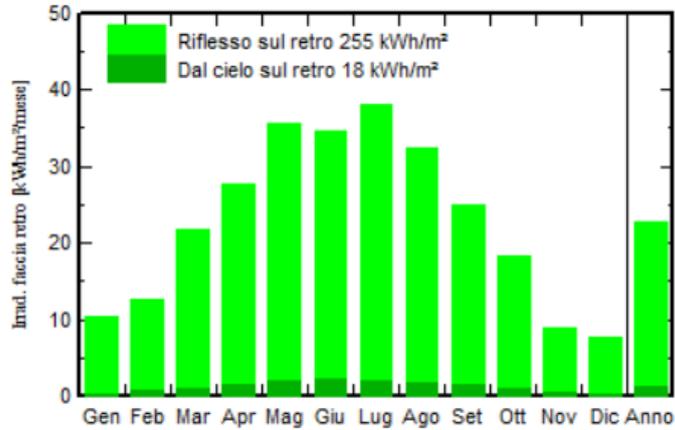


Figura 41: Energia riflessa sul retro con ghiaia bianca sul terreno

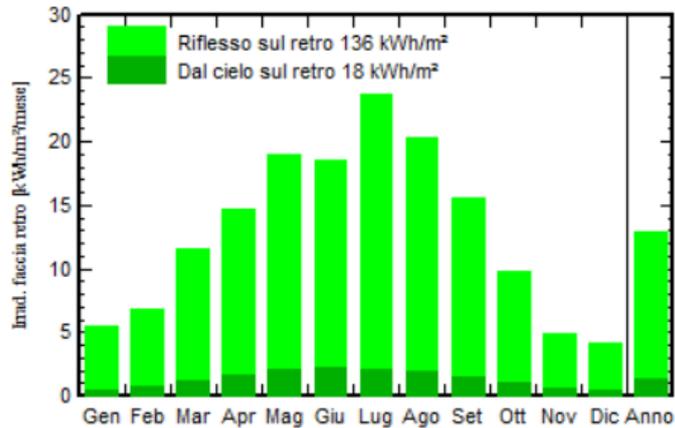


Figura 42: Energia riflessa sul retro con il terreno ricoperto da erba verde

Valori di albedo impostati per i due casi:

a) Erba verde:

Valori mensili di Albedo al suolo

Gen.	0.250	Mag.	0.250	Sett.	0.300
Feb.	0.250	Giu.	0.250	Ott.	0.250
Mar.	0.250	Lug.	0.300	Nov.	0.250
Apr.	0.250	Ago.	0.300	Dic.	0.250

Fissa tutti come gennaio

Figura 43: Valori di albedo mensili con erba verde al suolo

In Figura 43 i valori impostati sono presi da valori medi trovati nella letteratura. Nei mesi estivi il valore di albedo è stato aumentato considerando che l'erba seccando e scoprendo il terreno aumenta il coefficiente di albedo.

b) Ghiaia bianca:

Valori mensili di Albedo al suolo

Gen.	<input type="text" value="0.500"/>	Mag.	<input type="text" value="0.500"/>	Sett.	<input type="text" value="0.500"/>
Feb.	<input type="text" value="0.500"/>	Giu.	<input type="text" value="0.500"/>	Ott.	<input type="text" value="0.500"/>
Mar.	<input type="text" value="0.500"/>	Lug.	<input type="text" value="0.500"/>	Nov.	<input type="text" value="0.500"/>
Apr.	<input type="text" value="0.500"/>	Ago.	<input type="text" value="0.500"/>	Dic.	<input type="text" value="0.500"/>

Fissa tutti come gennaio

Figura 44: Valori di albedo mensili con ghiaia bianca al suolo

In Figura 44 i valori indicati risultano maggiori rispetto a quelli di Figura 43 siccome la ghiaia bianca riflette maggiormente la radiazione solare. Come si nota, i coefficienti sono mantenuti costanti dal momento che, coprendo il terreno di pietrisco, l'erba non riesce più a nascere. Non ci sarebbe il motivo di modificare i valori di albedo durante i mesi dell'anno. Il caso ancora più ideale di albedo si avrebbe in presenza della neve che possiede valori pari a 0,8-0,9. Un sistema di specchi invece ha valori di albedo prossimi ad 1.

Successivamente si sono impostate le voci di perdita:

- **Le perdite elettriche:**

Sotto, è raffigurato un esempio di come sono state impostate le perdite elettriche per quanto riguardano i cavi di collegamento inverter-trasformatore, il trasformatore e la linea MT in partenza verso la cabina di consegna utente. Successivamente verrà approfondito in modo dettagliato il tema del dimensionamento dei cavi e delle protezioni in cabina.

Perdite AC del cavo dall'inverter al trasfo. (per inverter)

Utilizza la perdita ohmica del circuito AC. per inverter Sistema completo

Lunghezza dall'inverter al trasformatore Mt. m Sezione cavi

Fraz. perdite a STC % Rame All

STC: Pac = 207 kW, Vac = 800 V Tri, I = 149.3 A

Caduta di tensione a STC 3.2 V (0.40%)

Impiega uno o diversi trasf. MV Questo sotto-campo

Impiega un trasformatore HV Sistema completo

Figura 45: Perdite elettriche tra inverter e quadro BT

Trasformatore esterno di medio voltaggio

Trasformatore(i) MV per l'intero sistema

Numero dei trasfor MV Scollegato di notte

Valori generici

Pac(STC) di riferimento **889 kW**

Perdita a vuoto (val. costante) % kW

Perdite a carico (resistive) % a STC

Resistenza equivalente Trasfo 3 x 4.10 mΩ

Trasformatore da schede tecniche

Utilizza le specifiche del trasfo

Potenza nominale kVA

Perdite a vuoto (non perdita a carico) kVA 0.08%

Perdita a carico (resistiva) a PNom kVA 0.80%

Perdita globale al PNom kVA 0.88%

Efficienza globale al PNom %

Figura 46: Perdite elettriche del trasformatore

Linea di medio voltaggio

Voltaggio linea MV kV

Lunghezza media linea MT m Sezione cavi

Fraz. perdite a STC % Rame All

STC: Pac = 889 kW, Vac = 15.0 kV Tri, I = 34.2 A

Caduta di tensione a STC 2.9 V (0.02%)

Figura 47: Perdite elettriche della rete MT

- **Le perdite per sporcizia accumulata sui moduli:**

Val. di sporco mensili

Gen.	<input type="text" value="0.2"/>	%	Lug.	<input type="text" value="0.3"/>	%
Feb.	<input type="text" value="0.2"/>	%	Ago.	<input type="text" value="0.3"/>	%
Mar.	<input type="text" value="0.2"/>	%	Sett.	<input type="text" value="0.2"/>	%
Apr.	<input type="text" value="0.2"/>	%	Ott.	<input type="text" value="0.2"/>	%
Mag.	<input type="text" value="0.2"/>	%	Nov.	<input type="text" value="0.2"/>	%
Giu.	<input type="text" value="0.3"/>	%	Dic.	<input type="text" value="0.2"/>	%

Fissa tutti come gennaio

Figura 48: Perdite mensili per sporcizia

I valori in Figura 48 rappresentano la percentuale di perdita per sporcizia sui pannelli. Nei mesi estivi i valori aumentano per tenere conto del maggior accumulo di sporco causato dalla scarsità di pioggia e dalla maggiore quantità di polvere dovuta alla manutenzione del verde del campo fotovoltaico. Le percentuali di perdita dovute allo sporco sono molto basse perché tengono comunque in considerazione lavaggi multipli durante l'arco dell'anno secondo le condizioni meteo.

- **Il decadimento delle prestazioni dei moduli:**

Garanzia del modulo FV

Anno	<input type="text" value="0"/>	Garanzia	<input type="text" value="98.0"/>	% Pnom	<input type="checkbox"/>
Anno	<input type="text" value="10"/>	Garanzia	<input type="text" value="93.5"/>	%	<input checked="" type="checkbox"/> Interp. Lineare
Anno	<input type="text" value="20"/>	Garanzia	<input type="text" value="89.0"/>	%	<input checked="" type="checkbox"/> Interp. Lineare
Anno	<input type="text" value="25"/>	Garanzia	<input type="text" value="86.8"/>	% Pnom	<input type="checkbox"/>

Media **-0.45%/anno**

Disegnare
 Curva
 Passo

Il valore di declassamento iniziale (Normal. Intorno 3%) può corrispondere al LID o alla tolleranza iniziale.

Figura 49: Perdite per invecchiamento dei moduli

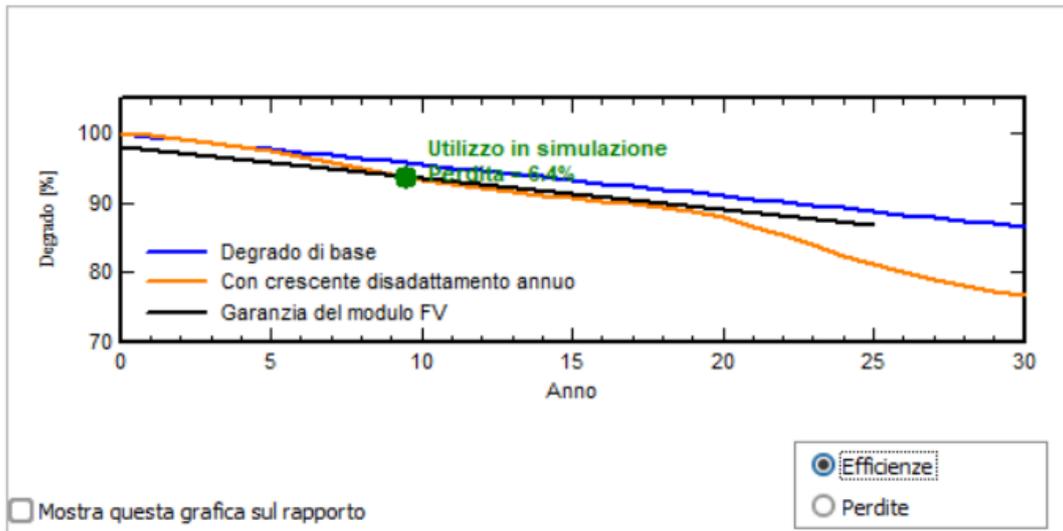


Figura 50: Grafico del decadimento delle prestazioni dei moduli negli anni

La Figura 50 mostra l'andamento del decadimento delle prestazioni dei moduli fotovoltaici. Il produttore fornisce un tasso di decadimento delle prestazioni annuo. Il software, dunque, interpola i dati creando la retta di colore blu nel grafico di Figura 50.

- **L'indisponibilità del sistema:**

Figura 51: Indisponibilità del sistema

Per una simulazione accurata, viene presa in considerazione anche l'influenza di un'eventuale indisponibilità del sistema dovuto alla manutenzione ordinaria oppure all'eventuale mancanza di rete elettrica dal momento che l'impianto non è predisposto per il funzionamento in isola.

- **Il fabbisogno energetico:** per poter effettuare valutazioni riguardanti l'autoconsumo e l'energia venduta, è stato caricato il fabbisogno elettrico dello stabilimento industriale (lo stesso utilizzato per la simulazione Matlab) scaricato dal portale del distributore.

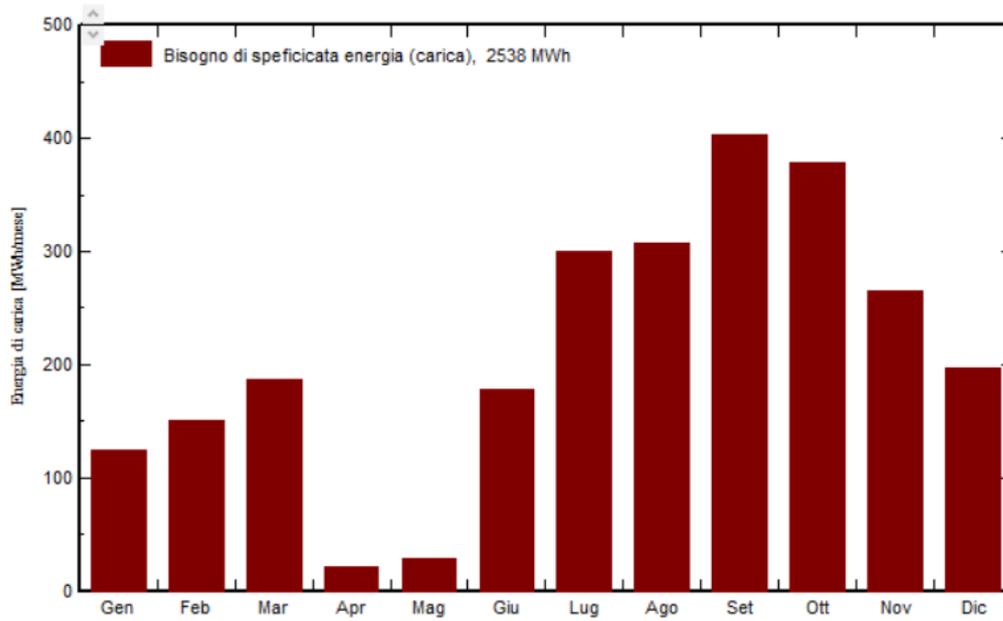


Figura 52: Istogramma del fabbisogno importato su PVSYST

- **La disposizione 3D dei moduli:** il disegno del layout della posizione dei moduli con gli oggetti circostanti sono fondamentali per lo studio delle ombre. Questo permette al software di calcolare per ogni ora e in ogni giorno dell'anno la posizione del Sole nel cielo calcolando dunque le perdite per ombreggiamento.

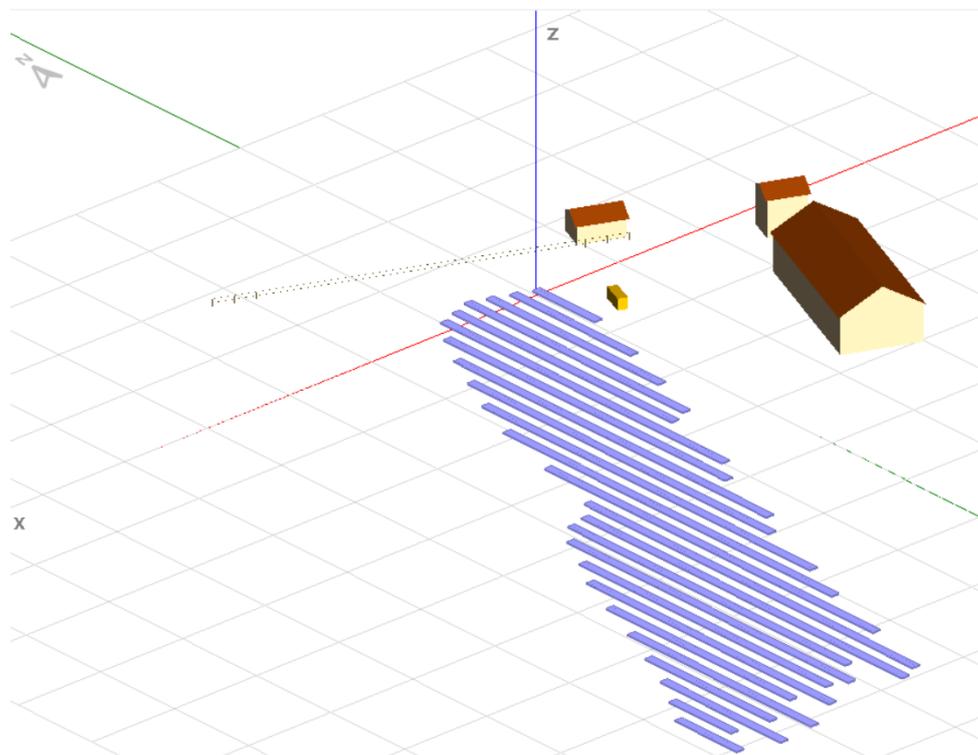


Figura 53: Layout d'impianto progettato su PVSYST

- **Limitazione della potenza immessa in rete:** l'ulteriore parametro di impostazione si riferisce alla massima potenza immettibile in rete che per questo produttore attivo è limitata per richiesta del distributore a 500kW.

IV.3.2 Confronti di producibilità con l'ausilio del software PVSYST

I confronti che si effettuano in questo capitolo, si pongono l'obiettivo di analizzare come, due differenti tipologie di terreno sottostante al parco fotovoltaico, influenzino la producibilità dell'impianto in presenza di moduli fotovoltaici bifacciali.

In particolare, in base a come sarà l'impianto, si studia il caso in cui il campo sia un prato; quindi, si fa riferimento all'albedo dell'erba verde, e al caso in cui eventualmente si decida di posizionare della ghiaia bianca per aumentare l'albedo.

Questo permette di aumentare l'albedo e massimizzare l'energia riflessa sulla faccia posteriore dei moduli.

Successivamente, a pari condizioni del terreno, si analizza la differenza di producibilità in presenza del controllo delle vele in modalità "backtracking" oppure in assenza del controllo.

Il backtracking è una tecnologia di controllo che permette di ridurre o addirittura azzerare l'ombreggiamento tra le vele adiacenti.

In particolare, l'inseguimento con backtracking durante l'arco della giornata si svolge nel seguente modo:

1. Prima che sorga il Sole, i pannelli si trovano in una posizione orizzontale circa parallela al terreno;
2. Quando il Sole sorge all'orizzonte, i pannelli ruotano fino a quando la loro superficie frontale non sia perpendicolare ai raggi del Sole. L'angolo raggiunto dai pannelli è tale per cui non si abbia ombreggiamento tra le vele. Questa fase viene chiamata in gergo "aggancio";
3. Inizia dunque la fase di inseguimento: i pannelli seguono il tragitto del Sole durante tutto l'arco della giornata finché non raggiungono l'inclinazione limite speculare a quella di partenza;
4. Quando l'inclinazione diventa troppo ampia e dunque si crea ombreggiamento con la vela posteriore, il controllo regola nuovamente la diminuzione dell'angolo di inclinazione dei moduli per evitare ombreggiamenti indesiderati.

Con questo metodo però, l'angolo di incidenza tra i raggi del Sole e i pannelli in alcune fasi della giornata non è ottimale. Questo causa una diminuzione della produzione rispetto ad avere un angolo di inclinazione tra i raggi solari diretti e la normale ai moduli maggiormente vicino allo zero.

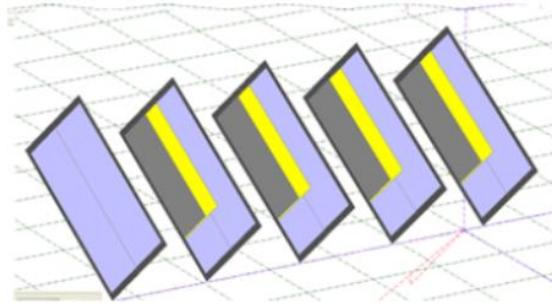


Figura 54: Senza backtracking: grigio ombreggiamento + giallo zona non ombreggiata ma sottesa al diodo di bypass con celle ombreggiate.

Nel caso in cui non fosse presente il controllo del backtracking, le perdite dei pannelli non sono limitate solamente alla zona ombreggiata ma a tutta la superficie del modulo sottesa al diodo di bypass in cui sia presente almeno una cella ombreggiata. Senza un corretto controllo degli ombreggiamenti, le perdite elettriche dovute all'ombreggiamento peserebbero in modo importante.

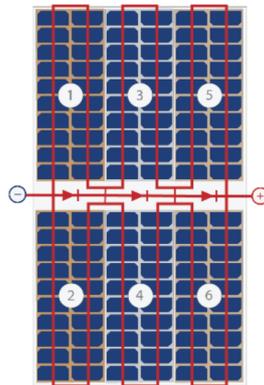


Figura 55: Suddivisione delle celle sui 3 diodi di bypass

I moduli utilizzati, possiedono tre diodi di bypass come nella configurazione della Figura 55

Questo permette in una disposizione a portrait, di dividere il pannello in 6 parti uguali in modo tale che, se una zona fosse ombreggiata, le restanti possono produrre in modo ottimale. Qualora la metà inferiore del pannello fosse ombreggiata, i diodi permettono comunque la produzione di tutta la parte superiore.

- **ERBA VERDE vs GHIAIA BIANCA con backtracking:**

Per valutare l'efficienza di un impianto è utile definire l'indice di rendimento dell'impianto fotovoltaico in inglese performance ratio (PR):

$$PR = \frac{E_{prod.}[Wh]}{P_{inst.}[W_p]} \cdot \frac{G_{src}[\frac{W}{m^2}]}{Irraggiamento [\frac{Wh}{m^2}]}$$

(18)

Questa relazione definisce il rapporto tra il rendimento effettivo e il rendimento teorico dell'impianto. Più il rapporto si avvicina al 100% e maggiore è la qualità dell'impianto. In inverno, il parametro tende ad assumere valori più elevati grazie alle basse temperature che permettono un'efficienza maggiore della conversione fotovoltaica. Di conseguenza in estate risulterà più basso. Un buon valore medio di PR si attesta tra il 60% e l'80%. Il PR solitamente diminuisce nell'arco di vita dell'impianto a causa del deterioramento delle prestazioni dei componenti.

L'analisi del parametro su brevi periodi permette di individuare eventuali malfunzionamenti dovuti al degrado delle prestazioni dei componenti.

In altre parole, il primo rapporto indica il numero di ore in cui l'impianto lavora alla sua potenza nominale per produrre l'energia misurata. Il secondo invece dimensionalmente è l'inverso del numero di ore necessarie a fare in modo che sull'impianto incida la radiazione misurata se l'irradianza solare fosse di 1000W/m².

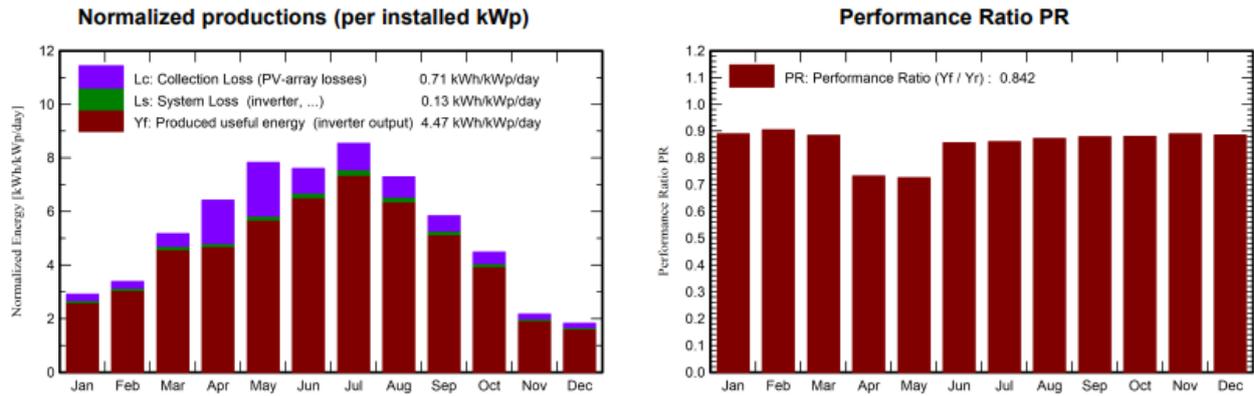


Figura 56: Erba con backtracking

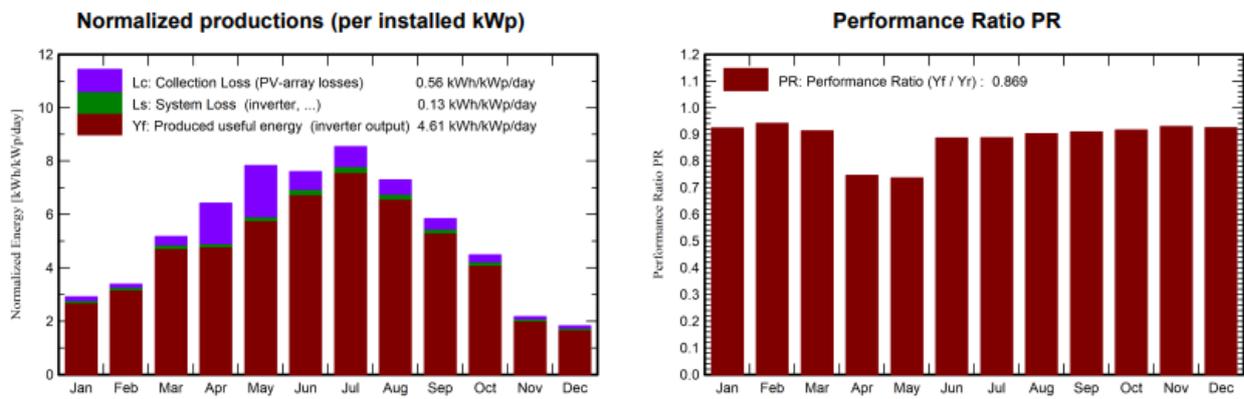


Figura 57: Ghiaia bianca con backtracking

I grafici di sinistra della Figura 56 e della Figura 57, indicano la produzione normalizzata alla potenza di picco installata. Si nota ovviamente il caratteristico andamento a campana durante i mesi dell'anno della produzione fotovoltaica. Da notare però che le perdite dell'array fotovoltaico sono maggiori nei mesi estivi rispetto ai mesi invernali dovuto all'effetto delle temperature elevate delle celle. La stessa considerazione vale per le perdite di sistema in cui rientrano le perdite degli inverter. Qualora le temperature ambiente fossero molto elevate, gli inverter andrebbero in "derating". Ciò significa che, per preservare i componenti interni dalle sovratemperature, il controllo del dispositivo riduce la potenza prodotta diminuendo di conseguenza l'energia fotovoltaica utile. È importante dunque posizionare gli inverter in luoghi freschi e al riparo dal Sole. Il derating accade con maggior frequenza anche quando la potenza di pannelli DC sia molto sovradimensionata rispetto alla potenza nominale dell'inverter. Questo perché in alcune condizioni si avrebbe un'eccessiva produzione di potenza, la quale creerebbe surriscaldamenti del convertitore che per autoprotettersi, inizierà a limitare la potenza prodotta.

Dai due istogrammi sopra rappresentativi del PR (Figura 56 e Figura 57), seguono gli andamenti spiegati. Ovvero che, durante i periodi con temperature superiori il rapporto diminuisce rispetto ai periodi con temperature inferiori. Si nota che, nel caso di impianto su erba, il PR risulta inferiore (media 0,842) rispetto ad un impianto con un terreno ricoperto da ghiaia (media 0,869). Questo è dovuto al fatto che l'energia prodotta da un impianto su ghiaia è maggiore di un impianto su terreno lasciato incolto con erba. La motivazione risiede nel fatto che è presente una maggior riflessione sulla faccia posteriore dei pannelli. Un impianto con maggiore albedo risulta quindi più performante rispetto ad un equivalente impianto con albedo inferiore.

Sotto, vengono riportate le tabelle con i risultati complessivi ottenuti dalle simulazioni:

Tabella 4: Risultati erba con backtracking

Balances and main results

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray kWh	E_User kWh	E_Solar kWh	E_Grid kWh	EFrGrid kWh
January	65.0	18.24	1.77	90.4	83.1	75027	124550	31566	41080	92983
February	71.4	28.18	3.33	94.7	89.0	79678	150668	43059	34231	107608
March	122.3	43.20	7.16	160.5	153.2	131911	186226	64846	63325	121381
April	151.6	56.70	10.21	192.6	185.8	130575	21906	10884	116438	11022
May	194.8	71.51	15.77	242.9	234.9	163290	28108	16746	142450	11362
June	183.9	77.31	18.63	228.3	220.5	181554	178038	91687	84775	86351
July	209.4	68.76	23.14	264.9	256.6	211769	299438	136086	69746	163351
August	178.2	66.28	20.08	226.1	218.4	183307	306820	126959	51196	179861
September	136.1	52.94	18.57	175.3	168.1	143121	402682	121103	17992	281579
October	104.7	38.74	14.31	139.0	131.7	113689	377813	98688	11781	279126
November	49.4	23.24	5.59	65.1	60.3	54168	264984	47951	4344	217033
December	42.5	19.63	-0.36	56.6	51.3	46960	196597	29158	16088	167439
Year	1509.3	564.74	11.57	1936.4	1852.9	1515048	2537829	818731	653447	1719097

Legends

GlobHor	Global horizontal irradiation	EArray	Effective energy at the output of the array
DiffHor	Horizontal diffuse irradiation	E_User	Energy supplied to the user
T_Amb	Ambient Temperature	E_Solar	Energy from the sun
GlobInc	Global incident in coll. plane	E_Grid	Energy injected into grid
GlobEff	Effective Global, corr. for IAM and shadings	EFrGrid	Energy from the grid

Tabella 5: Risultati ghiaia bianca con backtracking

Balances and main results

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray kWh	E_User kWh	E_Solar kWh	E_Grid kWh	EFrGrid kWh
January	65.0	18.24	1.77	90.4	83.2	77900	124550	31862	43589	92687
February	71.4	28.18	3.33	94.7	89.1	82899	150668	43673	36762	106995
March	122.3	43.20	7.16	160.5	153.5	136166	186226	65574	66734	120652
April	151.6	56.70	10.21	192.6	186.1	133064	21906	11004	118757	10902
May	194.8	71.51	15.77	242.9	235.4	165750	28108	16814	144798	11294
June	183.9	77.31	18.63	228.3	220.9	188038	178038	92499	90249	85539
July	209.4	68.76	23.14	264.9	257.0	218382	299438	137239	74976	162198
August	178.2	66.28	20.08	226.1	218.7	189470	306820	128252	55863	178568
September	136.1	52.94	18.57	175.3	168.3	147953	402682	123380	20402	279302
October	104.7	38.74	14.31	139.0	132.0	118398	377813	101251	13801	276562
November	49.4	23.24	5.59	65.1	60.4	56574	264984	49238	5414	215746
December	42.5	19.63	-0.36	56.6	51.4	49039	196597	30237	17049	166360
Year	1509.3	564.74	11.57	1936.4	1856.1	1563633	2537829	831024	688394	1706805

Legends

GlobHor	Global horizontal irradiation	EArray	Effective energy at the output of the array
DiffHor	Horizontal diffuse irradiation	E_User	Energy supplied to the user
T_Amb	Ambient Temperature	E_Solar	Energy from the sun
GlobInc	Global incident in coll. plane	E_Grid	Energy injected into grid
GlobEff	Effective Global, corr. for IAM and shadings	EFrGrid	Energy from the grid

Dalla Tabella 4 e Tabella 5 è possibile estrapolare alcuni rapporti fondamentali riportati di seguito per comprendere quanta energia è utilizzata direttamente (autoconsumata) o venduta.

$$h_{eq} = \frac{Energia_{prod.}[kWh]}{Potenza_{install.}[kWp]} \quad (19)$$

$$\%_{autocons.} = \frac{Energia_{autocons.}[kWh]}{Energia_{prod.}[kWh]} \cdot 100 \quad (20)$$

$$\%_{vend.} = \frac{Energia_{vend.}[kWh]}{Energia_{prod.}[kWh]} \cdot 100 \quad (21)$$

$$\%_{acq.} = \frac{Energia_{acq.res.}[kWh]}{Energia_{fabb.}[kWh]} \cdot 100 \quad (22)$$

Per facilità di confronto, i risultati vengono inseriti nella seguente tabella:

Tabella 6: Risultati a confronto

	PR [%]	h_{eq} [h]	%autoconsumo	%venduta	%acquistata
Erba con backtracking	84,2%	1631,00	55,6%	44,3%	67,7%
Ghiaia con backtracking	86,9%	1683,00	54,7%	45,3%	67,3%

La differenza di energia prodotta tra il caso con erba e il caso con ghiaia è pari a 47,24MWh annui. Apparentemente sembrano pochi, ma nell'arco di vita trentennale di un impianto fotovoltaico, si arriva a produrre circa 1417MWh in più nel secondo caso. Ovviamente, questi risultati sono tanto più rilevanti quanto più si riesce ad aumentare il valore dell'energia riflessa sul retro.

Questo aumento di energia prodotta è figlio dell'irraggiamento effettivo globale. Infatti, nel caso con ghiaia, i valori dell'irraggiamento effettivo globale aumentano grazie a valori di albedo al suolo superiori rispetto al caso con erba verde.

In percentuale i valori non cambiano molto da una tipologia all'altra. Si ha comunque una riduzione della percentuale di energia acquistata di 0,45% nel caso in cui si depositi la ghiaia sul terreno.

$$\%_{incr} = \left(1 - \frac{Prod_{erba}[MWh]}{Prod_{ghiaia}[MWh]}\right) \cdot 100 = \left(1 - \frac{1472,18}{1519,42}\right) \cdot 100 = 3,1\%$$

(23)

Dalla relazione precedente, si ottiene che l'incremento di produzione passando da un terreno con erba ad uno con ghiaia è pari al 3,1%.

Da rilevamenti sperimentali, su impianti già in funzione da un paio di anni progettati da Albasolar S.r.l., confermano la differenza calcolata dalla simulazione tra un impianto bifacciale su terreno con ghiaia e un impianto con erba.

- **CONFRONTO TERRENO ERBOSO CON E SENZA BACKTRACKING:**

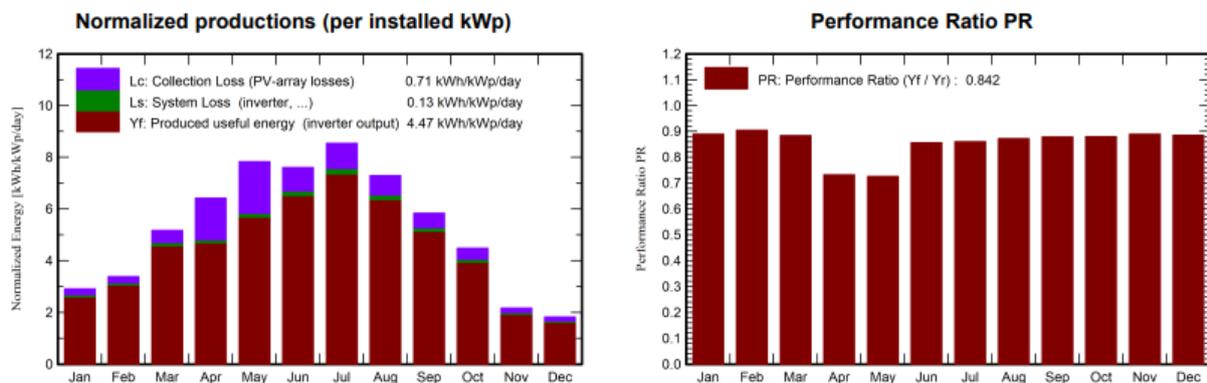


Figura 58: Erba con backtracking

Tabella 7: Risultati erba con backtracking

Balances and main results

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray kWh	E_User kWh	E_Solar kWh	E_Grid kWh	EFrGrid kWh
January	65.0	18.24	1.77	90.4	83.1	75027	124550	31566	41080	92983
February	71.4	28.18	3.33	94.7	89.0	79678	150668	43059	34231	107608
March	122.3	43.20	7.16	160.5	153.2	131911	186226	64846	63325	121381
April	151.6	56.70	10.21	192.6	185.8	130575	21906	10884	116438	11022
May	194.8	71.51	15.77	242.9	234.9	163290	28108	16746	142450	11362
June	183.9	77.31	18.63	228.3	220.5	181554	178038	91687	84775	86351
July	209.4	68.76	23.14	264.9	256.6	211769	299438	136086	69746	163351
August	178.2	66.28	20.08	226.1	218.4	183307	306820	126959	51196	179861
September	136.1	52.94	18.57	175.3	168.1	143121	402682	121103	17992	281579
October	104.7	38.74	14.31	139.0	131.7	113689	377813	98688	11781	279126
November	49.4	23.24	5.59	65.1	60.3	54168	264984	47951	4344	217033
December	42.5	19.63	-0.36	56.6	51.3	46960	196597	29158	16088	167439
Year	1509.3	564.74	11.57	1936.4	1852.9	1515048	2537829	818731	653447	1719097

Legends

GlobHor Global horizontal irradiation
 DiffHor Horizontal diffuse irradiation
 T_Amb Ambient Temperature
 GlobInc Global incident in coll. plane
 GlobEff Effective Global, corr. for IAM and shadings

EArray Effective energy at the output of the array
 E_User Energy supplied to the user
 E_Solar Energy from the sun
 E_Grid Energy injected into grid
 EFrGrid Energy from the grid

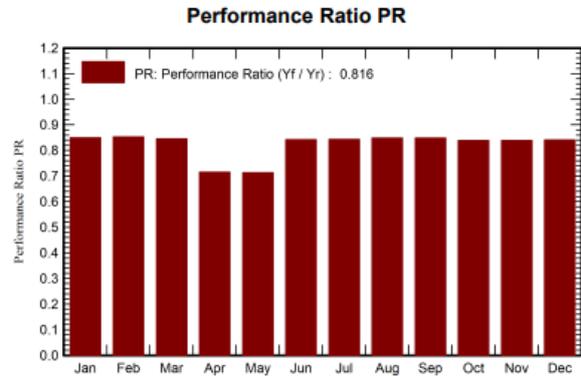
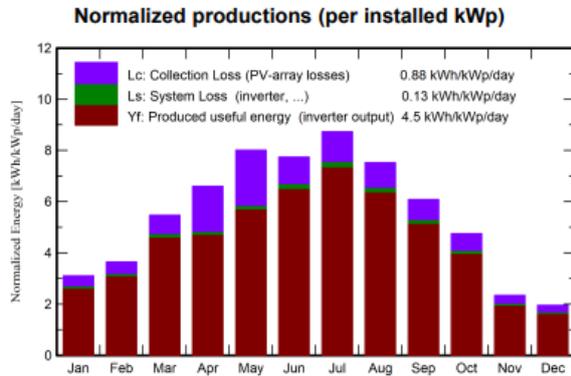


Figura 59: Erba senza backtracking

Tabella 8: Risultati erba senza backtracking

Balances and main results

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray kWh	E_User kWh	E_Solar kWh	E_Grid kWh	EFrGrid kWh
January	65.0	18.24	1.77	96.2	84.6	76184	124550	32098	41662	92451
February	71.4	28.18	3.33	101.9	90.7	80939	150668	43984	34550	106684
March	122.3	43.20	7.16	169.6	155.1	133187	186226	65861	63567	120365
April	151.6	56.70	10.21	198.2	186.8	131289	21906	10936	117101	10970
May	194.8	71.51	15.77	248.4	236.1	164079	28108	16907	143067	11201
June	183.9	77.31	18.63	232.4	221.2	181674	178038	92122	84471	85916
July	209.4	68.76	23.14	270.9	257.9	212149	299438	136873	69342	162565
August	178.2	66.28	20.08	233.3	219.9	183936	306820	128001	50783	178819
September	136.1	52.94	18.57	182.5	169.6	143894	402682	122080	17778	280601
October	104.7	38.74	14.31	147.4	133.6	114899	377813	99978	11683	277835
November	49.4	23.24	5.59	70.4	61.6	55180	264984	48963	4328	216021
December	42.5	19.63	-0.36	60.7	52.3	47801	196597	29725	16351	166872
Year	1509.3	564.74	11.57	2011.9	1869.2	1525210	2537829	827528	654685	1710300

Legends

GlobHor Global horizontal irradiation

DiffHor Horizontal diffuse irradiation

T_Amb Ambient Temperature

GlobInc Global incident in coll. plane

GlobEff Effective Global, corr. for IAM and shadings

EArray Effective energy at the output of the array

E_User Energy supplied to the user

E_Solar Energy from the sun

E_Grid Energy injected into grid

EFrGrid Energy from the grid

$$PR_{backtracking} > PR_{senza\ backtracking} \rightarrow 84,2\% > 81,6\%$$

(24)

$$E_{prodotta_{backtracking}} < E_{prodotta_{senza\ backtracking}} \rightarrow 1472,18\text{MWh} < 1482,21\text{Wh}$$

(25)

$$\%_{autocons_{backtrack}} = 55,6\% \cong \%_{autocons_{senza\ backtrack}} = 55,8\%$$

(26)

$$\%_{vend_{backtrack}} = 44,3\% \cong \%_{vend_{senza\ backtrack}} = 44,2\%$$

(27)

$$\%_{acq_{backtrack}} = 67,7\% > \%_{acq_{senza\ backtrack}} = 67,4\%$$

(28)

Al termine del documento, vengono inseriti i diagrammi delle perdite delle 4 tipologie di impianto.

Facendo un confronto tra le due simulazioni il PR è maggiore nel caso con backtracking perché si riesce ad ottimizzare meglio l'irraggiamento. Per contro, in base alle tabelle riassuntive dei valori, il sistema senza backtracking risulta più produttivo perché, nonostante le ombre che i moduli disposti sulla vela anteriore provocano sulla vela posteriore, durante le

fasi in cui il Sole è basso, si trovano in una posizione maggiormente perpendicolare alla radiazione diretta. Complessivamente secondo questo algoritmo di backtracking, si riesce ad ottenere una produzione maggiore di energia elettrica rispetto al caso con backtracking.

L'algoritmo che gestisce il backtracking, durante le ore in cui il Sole è più basso (al mattino e alla sera), posiziona i pannelli in modo piuttosto parallelo al terreno per evitare gli ombreggiamenti tra le vele. Questo riduce la quantità di radiazione solare diretta sulla superficie dei moduli aumentando in percentuale l'effetto della quantità diffusa.

La radiazione diffusa fornisce un'energia inferiore rispetto a quella diretta creando dunque complessivamente una diminuzione di energia prodotta dall'impianto.

• **SIMULAZIONE SENZA LIMITI DI IMMISSIONE IN RETE.**

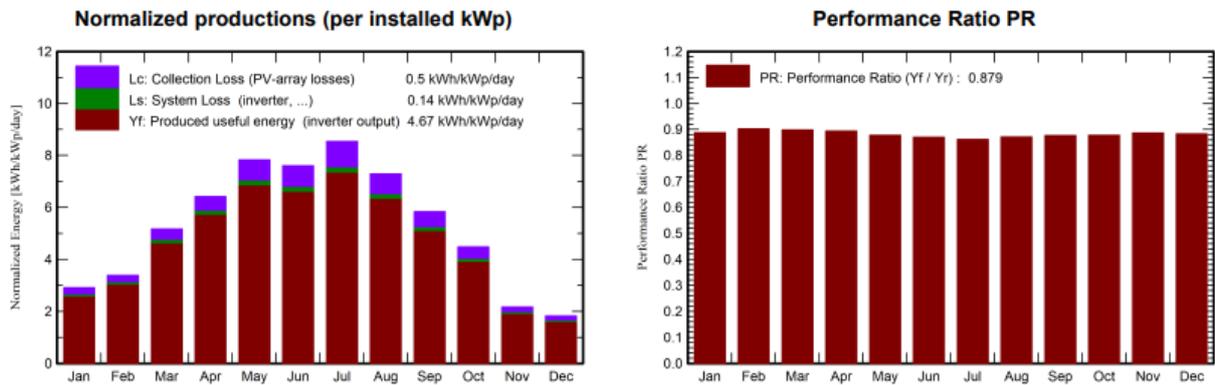


Figura 60: Erba con backtracking senza limitazione di potenza immessa in rete

Tabella 9: Risultati erba con backtracking senza limitazione di potenza immessa in rete

Balances and main results

	GlobHor	DiffHor	T_Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_User	E_Solar	E_Grid	EFrGrid
	kWh/m ²	kWh/m ²	°C	kWh/m ²	kWh/m ²	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh
January	65.0	18.24	1.77	90.4	83.1	74829	124550	31544	40906	93005
February	71.4	28.18	3.33	94.7	89.0	79504	150667	43014	34105	107653
March	122.3	43.20	7.16	160.5	153.2	133935	186226	64796	65313	121430
April	151.6	56.70	10.21	192.6	185.8	159824	21906	10877	144614	11030
May	194.8	71.51	15.77	242.9	234.9	197868	28108	16741	175732	11367
June	183.9	77.31	18.63	228.3	220.5	184562	178037	91634	87704	86403
July	209.4	68.76	23.14	264.9	256.6	212013	299438	135979	70080	163459
August	178.2	66.28	20.08	226.1	218.4	183041	306820	126848	51045	179972
September	136.1	52.94	18.57	175.3	168.1	142735	402682	120914	17806	281768
October	104.7	38.74	14.31	139.0	131.7	113381	377813	98514	11654	279299
November	49.4	23.24	5.59	65.1	60.3	54011	264984	47866	4274	217118
December	42.5	19.63	-0.36	56.6	51.3	46828	196597	29095	16020	167502
Year	1509.3	564.74	11.57	1936.4	1852.8	1582530	2537828	817822	719254	1720006

Legends

GlobHor	Global horizontal irradiation	EArray	Effective energy at the output of the array
DiffHor	Horizontal diffuse irradiation	E_User	Energy supplied to the user
T_Amb	Ambient Temperature	E_Solar	Energy from the sun
GlobInc	Global incident in coll. plane	E_Grid	Energy injected into grid
GlobEff	Effective Global, corr. for IAM and shadings	EFrGrid	Energy from the grid

In questo caso il PR medio annuo risulta di valore superiore rispetto a tutti gli altri casi precedentemente analizzati. Questo è dovuto al fatto che, nei mesi di aprile e maggio, l'impianto può produrre alla massima potenza quindi, il rapporto di performance risulta elevato: in altre parole per ogni valore di radiazione esiste un valore proporzionale di energia prodotta. Inoltre, aprile e maggio sono due mesi in cui la produzione fotovoltaica risulta abbondante visto l'aumentare delle ore diurne e il buon irraggiamento a basse temperature.

In questo caso, come illustrato nella Tabella 10 la quota autoconsumata e venduta subiscono in modo speculare una variazione di circa il 2%.

Tabella 10: Confronto dei risultati con e senza limitazione della potenza immessa

	PR [%]	h_{eq} [h]	%autoconsumo	%venduta	%acquistata
Erba con backtracking con limitazione	84,2%	1631,00	55,6%	44,3%	67,7%
Erba con backtracking senza limitazione	87,9%	1703,00	53,2%	46,8%	67,8%

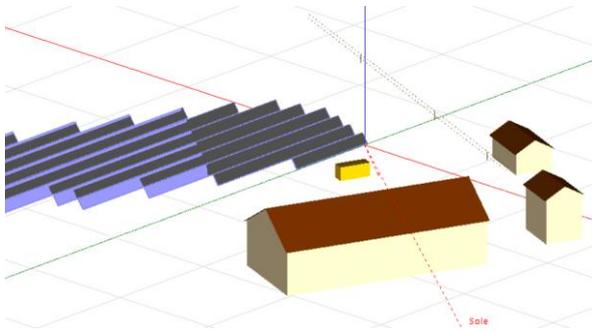
La differenza di energia prodotta tra il caso con la limitazione di potenza in immissione di 500kW e il caso senza limitazione è pari a:

$$E_{prod.senza\ lim.} - E_{prod.lim.} = 1537,08 - 1472,18 = 64,9MWh/anno$$

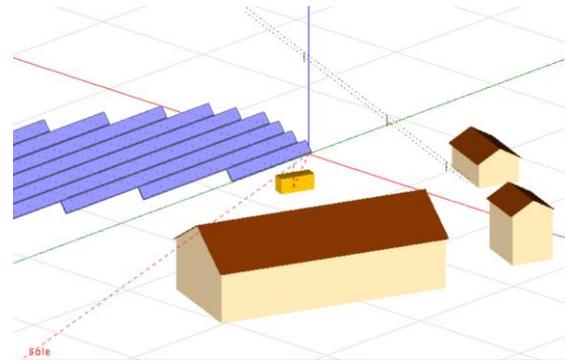
(29)

IV.3.3 Ombre del parco fotovoltaico in giorni e orari caratteristici

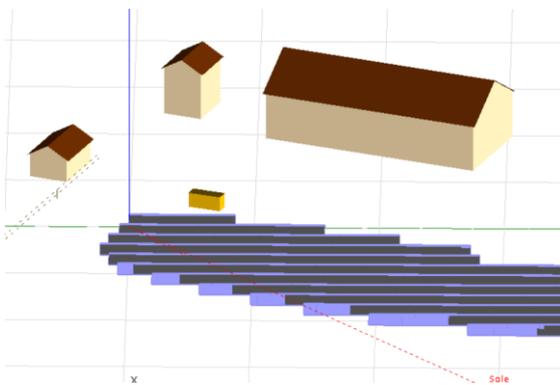
Caso senza backtracking:



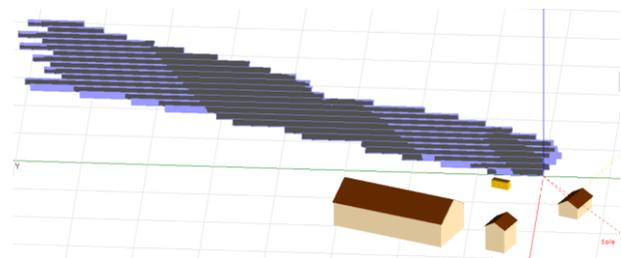
21/12/2023 alle 8:30



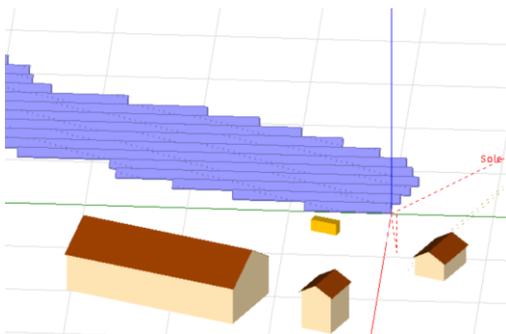
21/12/2023 alle 10:00



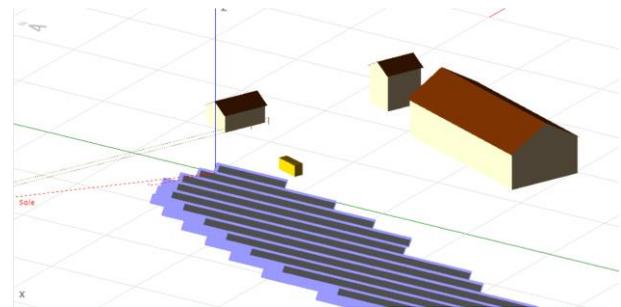
21/12/2023 alle 16:30



21/06/2024 alle 5.15 del mattino (notare il fascio d'ombra delle abitazioni sul parco fotovoltaico)



21/06/2024 ore 8:00 del mattino il parco è completamente privo di ombre.



21/06/2024 ore 19:45

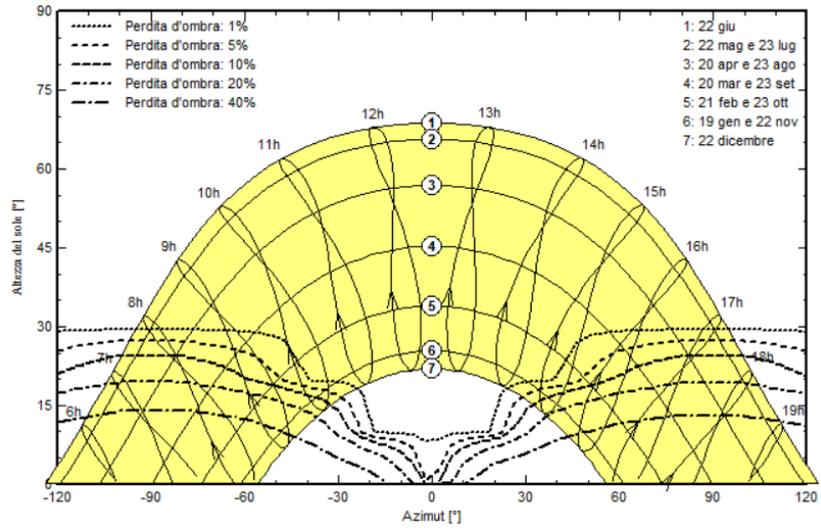
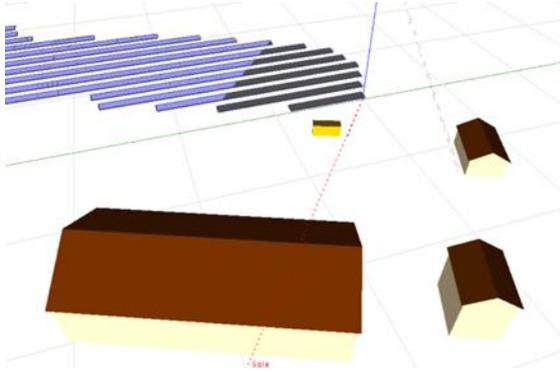
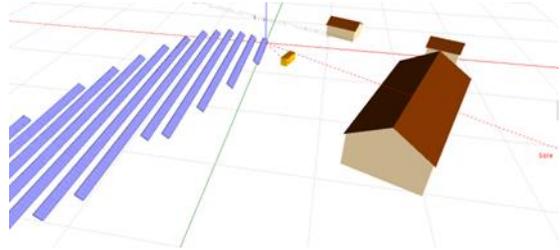


Figura 61: Diagramma fattore d'ombra senza il backtracking

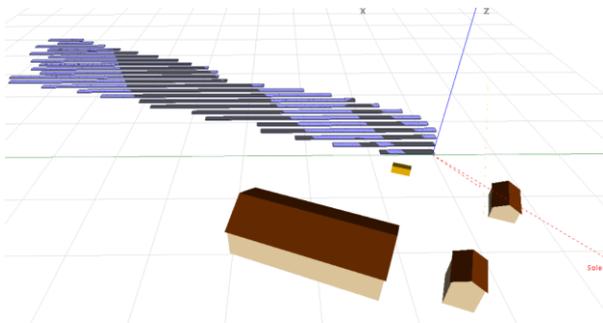
Caso con backtracking:



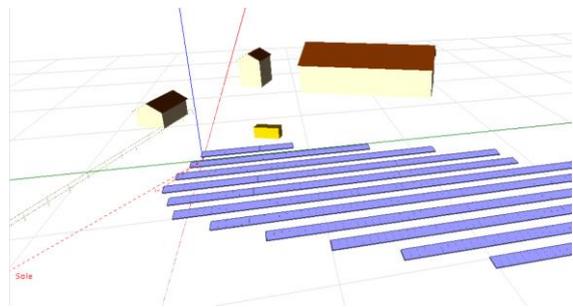
21/12/2023 alle 8:30



21/12/2023 alle 10:00



21/06/2024 alle 5.15 del mattino (notare il fascio d'ombra delle abitazioni sul parco fotovoltaico)



21/06/2024 ore 19:45

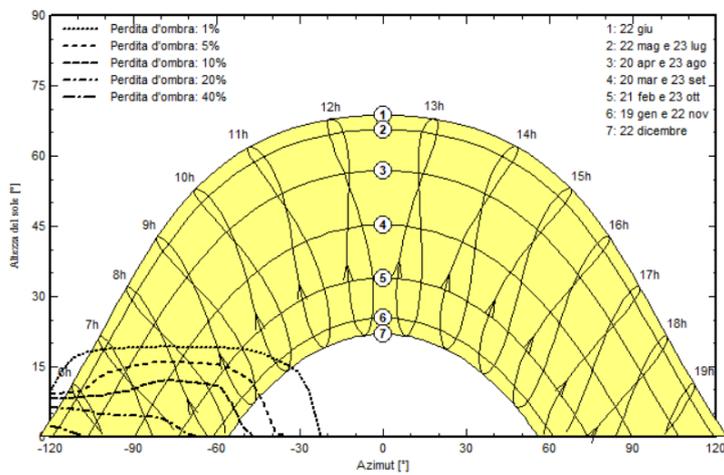


Figura 62: Diagramma del fattore d'ombra con il backtracking

Confrontando i due grafici del fattore d'ombra dei due casi in esame, si osserva come nel caso con il backtracking, l'ombreggiamento sia meno invasivo rispetto al caso senza il controllo. Si dimostra dunque che, l'obiettivo del controllo delle vele di ridurre gli ombreggiamenti è confermato.

IV.3.4 Analisi di producibilità al variare del parametro GCR

Per poter spiegare meglio l'effettiva rendita di un sistema ad inseguimento monoassiale con backtracking e senza backtracking, si utilizza il parametro GCR definito nel seguente modo:

$$GCR = \frac{\text{Lunghezza}_{\text{pannello}}(L)}{\text{Distanza}_{\text{vele}}(R)} [\%]$$

(30)

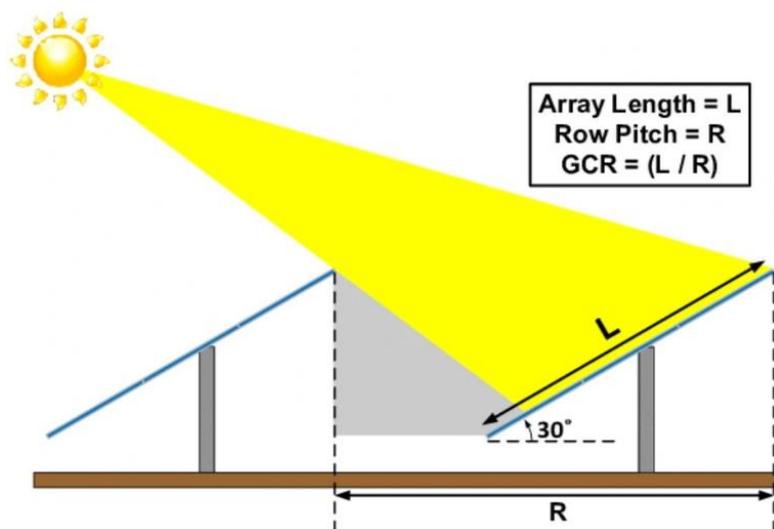


Figura 63: Disposizione delle vele e rapporto di riempimento del suolo

In questo progetto, siccome i moduli sono gli stessi per tutto l'impianto e la distanza tra le vele è fissata e pari a 5,25m, il GCR avrà un valore di:

$$GCR = \frac{L}{R} = \frac{2,384}{5,245} = 45,45\%$$

(31)

Il software propone un grafico dell'energia prodotta di un impianto al variare del parametro GCR.

Dalla Figura 64, il backtracking risulta molto conveniente soprattutto nei casi in cui il $GCR > 65\%$ ovvero quando le vele sono molto vicine e dunque l'ombreggiamento è molto

invasivo sulla produzione. Ci sono però alcuni valori caratteristici in cui il controllo dell'inclinazione per minimizzare l'ombreggiamento delle vele risulta ininfluenza se non addirittura controproducente. I valori caratteristici sono:

- GCR=35%;
- GCR=45%;
- GCR=65%

Dal calcolo effettuato sopra, nel caso in esame, si riscontra che il GCR sia pressoché pari ad uno dei 3 valori caratteristici appena elencati. Questo fatto è dimostrato dai confronti delle simulazioni effettuate nel caso di un impianto su prato con e senza backtracking. Si è ricavato infatti che la produzione nel caso sia presente il backtracking è leggermente inferiore a quella con il semplice algoritmo di inseguimento senza il controllo del backtracking.

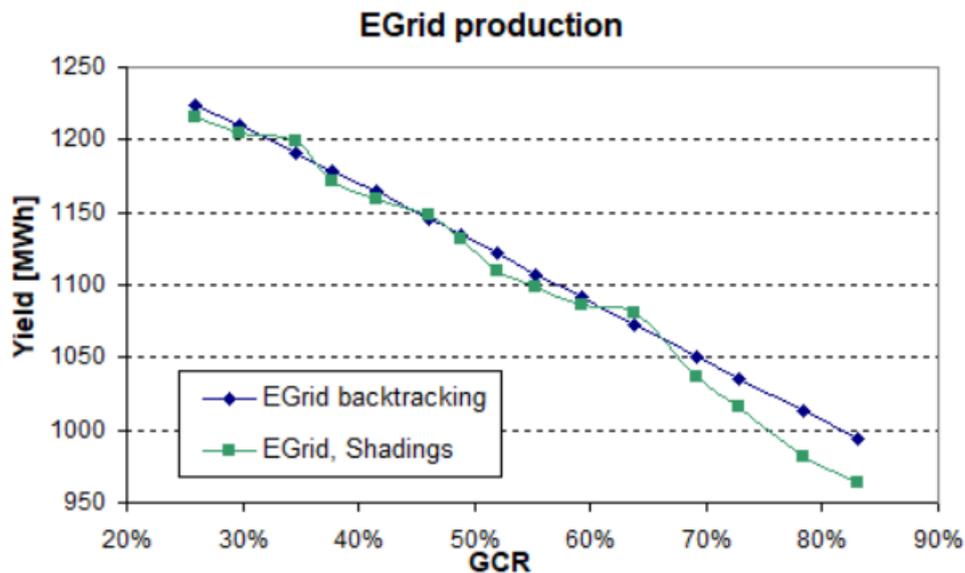


Figura 64: Differenze di produzione al variare del parametro GCR per un impianto generico

IV.4 Algoritmo Matlab per il calcolo della producibilità

Ora, con un codice scritto appositamente, si simula il funzionamento del software PVSYSST incrociando le curve di carico al quarto d'ora dell'utente industriale scaricate dal distributore di energia elettrica con i dati di produzione oraria scaricati dal sito PVGIS.

L'obiettivo di questa simulazione è quello di riuscire ad effettuare uno studio preliminare di producibilità richiesto dal cliente durante la fase di preventivo senza impiegare eccessivo

tempo e risorse umane. Successivamente, una volta che il progetto diventerà esecutivo, sarà utile impostare in modo preciso il progetto su un software dedicato come PVSYST.

La simulazione Matlab è trasportabile facilmente anche su un programma di calcolo. La velocità dello studio di producibilità è determinata dal fatto che necessita solamente di un file con la produzione scaricata da PVGIS e le curve di carico orarie dell'utente.

Per comodità, i valori di energia al quarto d'ora scaricati, vengono aggregati in valori di energia oraria tramite un foglio di calcolo. Quindi, in Matlab le curve di carico importate saranno su base oraria.

Da PVGIS si impostano i parametri richiesti dal sito come indicato nella figura seguente e si scarica la produzione oraria di 3 anni consecutivi per una potenza installata di 1kWp.

La Figura 65 rappresenta la schermata dell'impostazione dei parametri sul sito PVGIS per il download della producibilità senza perdite (https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/en/):

The screenshot displays the 'HOURLY RADIATION DATA' configuration page on the PVGIS website. At the top, there is a status bar showing cursor coordinates (44.604, 7.766), elevation (325m), and PVGIS version (5.2). Below this, there are options for 'Use terrain shadows' (checked for 'Calculated horizon') and buttons to download data as CSV or JSON. The main configuration area includes a sidebar with navigation options like 'GRID CONNECTED', 'TRACKING PV', 'OFF-GRID', 'MONTHLY DATA', 'DAILY DATA', 'HOURLY DATA', and 'TMY'. The 'HOURLY DATA' section is active, showing settings for 'Solar radiation database' (PVGIS-SARAH2), 'Start year' (2017), and 'End year' (2019). Under 'Mounting type', 'Inclined axis' is selected, with 'Slope' set to 0 and 'Azimuth' set to (-180-180). The 'PV power' section is checked, with 'PV technology' set to 'Crystalline silicon', 'Installed peak PV power [kWp]' set to 1, and 'System loss [%]' set to 0. There is also an unchecked option for 'Radiation components'.

Figura 65: Impostazione PVGIS per il download dei dati

Si notino i valori di “slope” e “azimuth” che impostati come da Figura 65 permettono di rappresentare il sistema di inseguimento monoassiale Est-Ovest.

La potenza riferita a 1kWp di potenza installata viene così moltiplicata per i kWp effettivi dell'impianto.

Le perdite del sistema vengono impostate inizialmente pari a zero durante il download della produzione.

La cifra di perdita e il fattore di bifaccialità sono stati determinati dalle simulazioni in PVSYST in modo tale da ottenere in ogni tipologia di simulazione la stessa produzione annuale di energia elettrica.

Ovviamente, confrontando i valori tra le simulazioni in PVSYST e in Matlab ci sono differenze ma, i risultati trovati sono molto simili.

La scelta di utilizzare i dati sui 3 anni scaricati da PVGIS permette di escludere dallo studio l'anno bisestile siccome i consumi dello stabilimento sono riferiti ad un anno di 365 giorni. Qualora fosse compreso il bisestile nei dati di produzione, porterebbe ad avere la matrice di producibilità di dimensioni diverse da quella dei consumi rendendo il calcolo matriciale errato.

I dati sui 3 anni della produzione di 1kWp scaricati da PVGIS, vengono mediati in modo tale da creare una situazione media di produzione annuale.

Oltre a calcolare la produzione oraria, la simulazione si pone come obiettivo di calcolare anche:

1. L'energia autoconsumata: calcolata come il minimo tra il fabbisogno orario dello stabilimento e l'energia oraria prodotta dall'impianto fotovoltaico;

$$Energia_{autocons.} = \min(Fabb; Energia_{prod,oraria}) [kWh] \quad (32)$$

2. Il totale dell'energia prodotta:

$$Energia_{prod,totale} = \sum Energia_{prod,oraria} [kWh] \quad (33)$$

3. Le ore equivalenti:

$$h_{eq} = \frac{Energia_{prod,totale}[kWh]}{Potenza_{installata}[kWp]} \cdot 1000 [h] \quad (34)$$

4. Il totale dell'energia autoconsumata:

$$Energia_{tot,autocons.} = \sum Energia_{autocons,oraria} [kWh] \quad (35)$$

5. La percentuale dell'energia autoconsumata:

$$\%_{autocons} = \frac{Energia_{tot,autocons.}}{Energia_{tot,prod}} \cdot 100 [\%] \quad (36)$$

6. Il totale del fabbisogno diurno: la matrice del fabbisogno diurno, comprende i valori di energia necessari allo stabilimento durante le ore diurne. Viene ricavato dunque partendo dalla matrice del fabbisogno totale e filtrato in corrispondenza delle ore con la produzione fotovoltaica.

$$Energia_{tot,fabb.diurno} = \sum Energia_{fabb.diurno,orario} [kWh] \quad (37)$$

7. La percentuale rispetto al totale del fabbisogno copribile:

$$\%_{fabb.diurno} = \frac{Energia_{tot,autocons.}}{Energia_{tot,fabb.diurno}} \cdot 100 [\%] \quad (38)$$

8. Il fabbisogno totale:

$$Energia_{tot,fabb.totale} = \sum Energia_{fabb.tot,orario} [kWh] \quad (39)$$

9. La percentuale del fabbisogno totale:

$$\%_{fabb.diurno} = \frac{Energia_{tot.,autocons.}}{Energia_{tot.,fabb. totale}} \cdot 100 [\%]$$

(40)

10. La quantità di energia venduta:

$$Energia_{tot.,vend.} = Energia_{tot.,prod} - Energia_{tot.,autocons.} [kWh]$$

(41)

11. La percentuale di energia venduta:

$$\%_{venduta} = \frac{Energia_{tot.,vend.}}{Energia_{tot.,prod.}} \cdot 100 [\%]$$

(42)

12. L'acquisto residuo:

$$Energia_{tot.,acq.residuo} = Energia_{tot.,fabb.} - Energia_{tot.,autocons.} [kWh]$$

(43)

13. Percentuale di energia acquistata:

$$\%_{acquistata} = \frac{Energia_{tot.,acq.residuo}}{Energia_{tot.,fabb.}} \cdot 100 [\%]$$

(44)

14. Ore mensili di luce: ovvero le ore in cui ogni mese è presente la produzione fotovoltaica.

$$h_{mens.luce.} = \sum_i h_i \text{ con: } \begin{cases} h_i = 1 \text{ se } \exists \text{ produzione FTV} \\ h_i = 0 \text{ se } \nexists \text{ produzione FTV} \end{cases}$$

(45)

Con l'espandersi a vista d'occhio di nuovi impianti a fonte rinnovabile, il distributore ha la necessità di adeguare le linee di distribuzione perché progettate anni fa per una produzione concentrata in poche aree e con utenti distribuiti sul territorio prevalentemente passivi. La

generazione distribuita invece, implica lavori massicci sulle reti elettriche per renderle ricettive e fare in modo che tutti gli utenti, al punto di consegna abbiano la qualità della tensione stabilita dalle norme. Per questo il codice Matlab è stato progettato in modo tale da saturare la quantità di potenza immessa in rete ad un determinato valore: in questo caso il valore è di 500kW

Il codice Matlab utilizzato per ottenere i risultati in Tabella 11 è aggiunto nell'appendice al fondo del documento.

Di seguito vengono rappresentati i risultati ottenuti con la simulazione:

Tabella 11: Riepilogo risultati ottenuti dall' algoritmo Matlab

	Erba con backtracking	Erba senza backtracking	Ghiaia con backtracking	Ghiaia senza backtracking	Erba con backtracking senza limitazione
Fattore di bifaccialità [%]	3,5	3,5	6,7	6,7	3,5
Fattore di perdita [%]	15	14,5	15	14,5	15
PR	78,7%	79,1%	81%	81,4%	79,3
Fabbisogno totale [MWh]	2537,83	2537,83	2537,83	2537,83	2537,83
di cui diurno [MWh]	1225,4	1225,4	1225,4	1225,4	1225,4
Produzione [MWh]	1475,1	1482,9	1515,7	1523,7	1495,3
h_eq [h]	1634,3	1643,0	1679,3	1688,2	1656,7
Autoconsumo [MWh]	871,93	874,32	884,21	886,55	871,93
% di autoconsumo	59,1	59	58,34	58,18	58,3
% fabbisogno copribile	71,2	71,4	72,16	72,35	71,2
% fabbisogno del totale	34,36	34,45	34,84	34,93	34,4
Vendita [MWh]	603,16	608,62	631,52	637,16	623,41
%	40,89	41,04	41,66	41,82	41,7
Acquisto residuo [MWh]	1665,9	1663,5	1653,6	1651,3	1665,9
%	65,64	65,55	65,16	65,07	65,6

Il fattore di incremento dovuto alla bifaccialità dei moduli è stato quantificato secondo l'esperienza dell'azienda Albasolar. È un valore che ha avuto un riscontro positivo da impianti già in funzione da alcuni anni.

Il fattore di perdita invece, è stato determinato per ottenere risultati paragonabili alle simulazioni ottenute con il software PVSYST.

Paragonando questi risultati con quelli ottenuti da PVSYST si nota che sono sufficientemente simili a dimostrare che questo algoritmo Matlab può essere utilizzato per ottenere studi di fattibilità e di producibilità preliminari.

NB: I risultati ottenuti dalla simulazione su MATLAB rispetto a quelli ottenuti su PVSYST sono molto simili. Il secondo software modella il sistema nel suo insieme tenendo conto di tutti i fattori che incidono la producibilità di un impianto fotovoltaico. La simulazione Matlab invece, determina i risultati in modo più approssimativo ma comunque ragionevoli alla realtà dell'impianto. Infatti, la simulazione Matlab è opportuno utilizzarla per studi di fattibilità dei progetti ottenendo una buona stima dei vantaggi che un impianto di generazione può fornire senza entrare nei dettagli dell'impianto.

L'algoritmo calcola anche le ore di luce per ogni mese dell'anno generando il grafico di Figura 66.

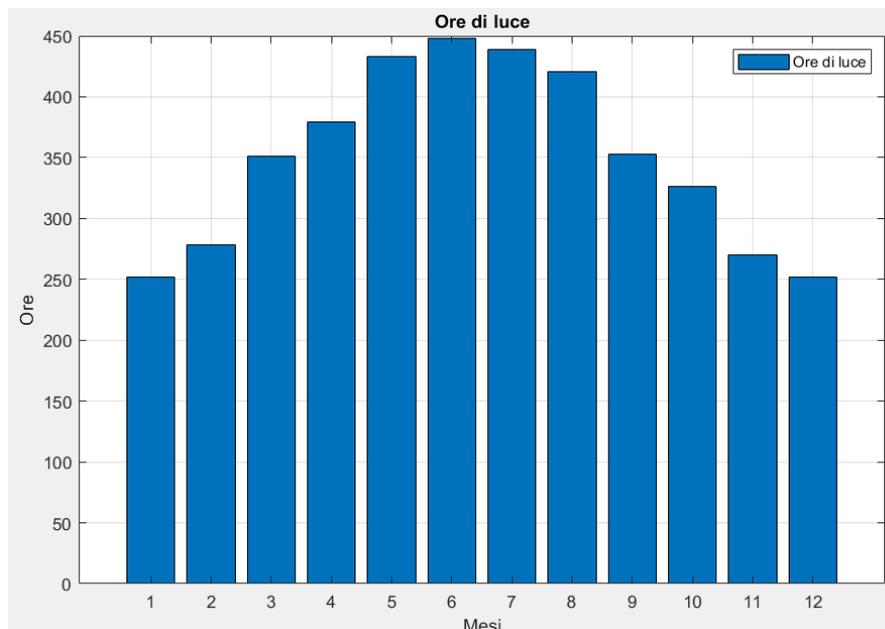


Figura 66: Ore di luce

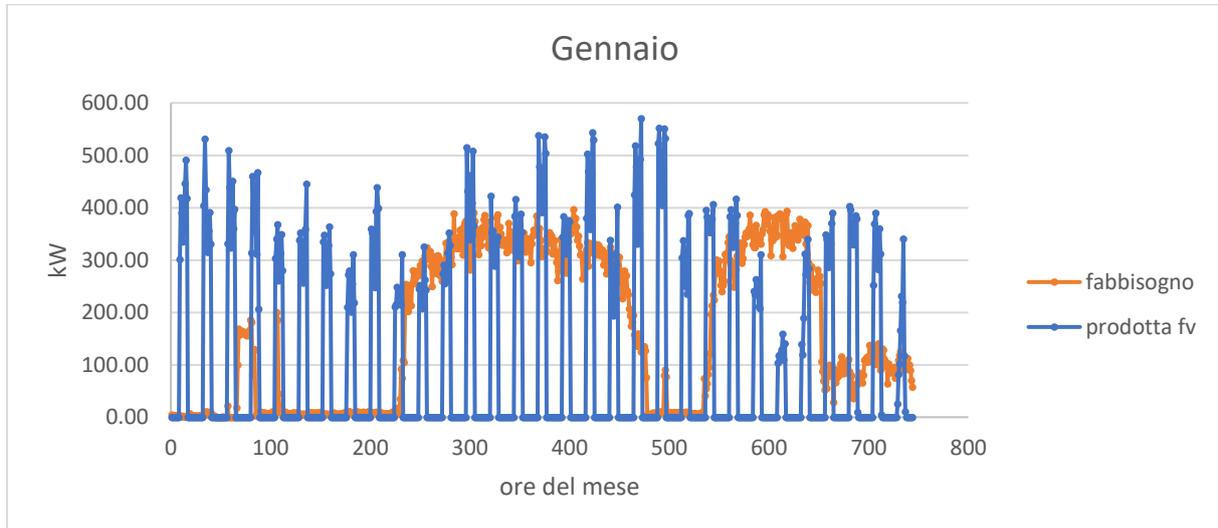
Tabella 12: Ore di luce mensili

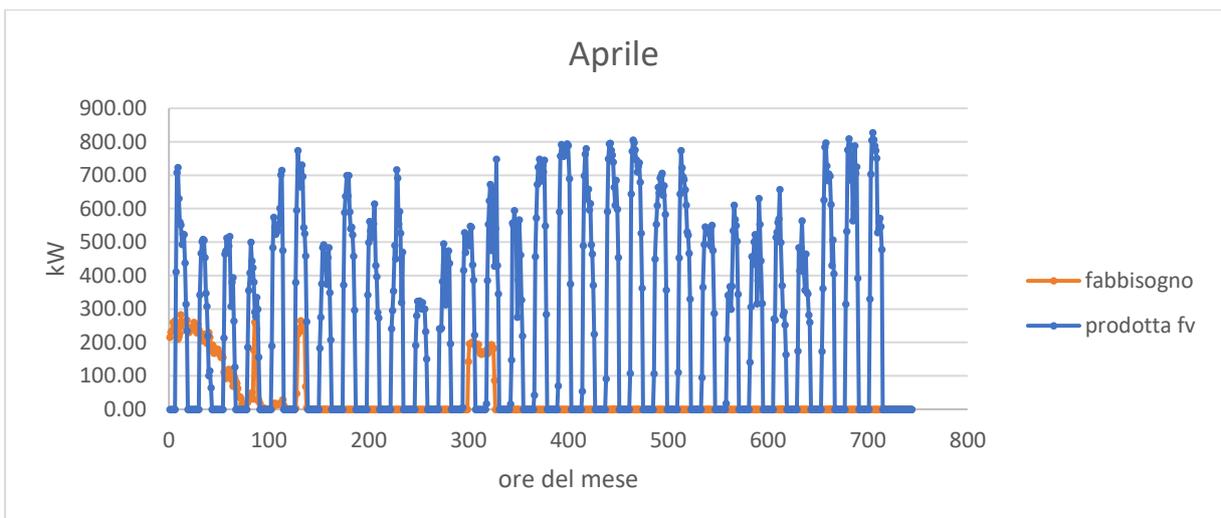
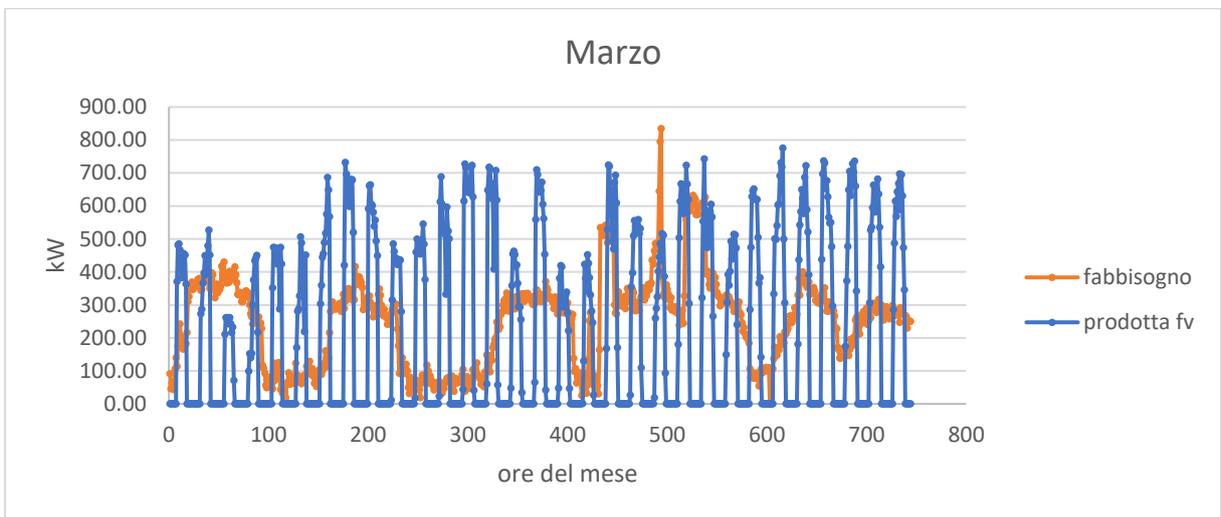
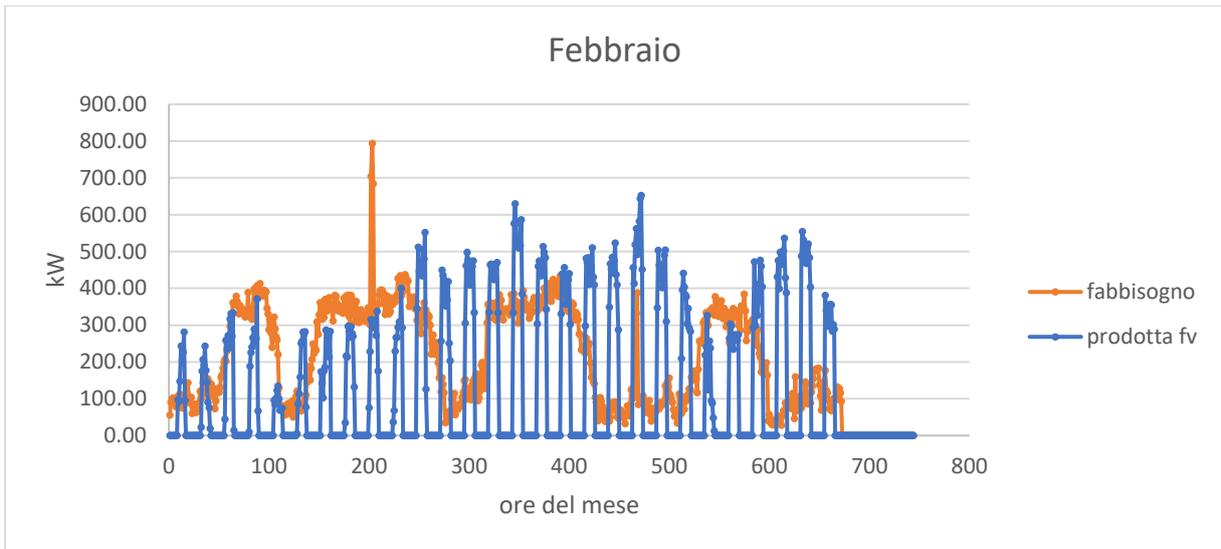
Gen.	Feb.	Mar.	Apr.	Mag.	Giu.	Lug.	Ago.	Set.	Ott.	Nov.	Dic.
252	278	351	379	433	448	439	421	353	326	270	252

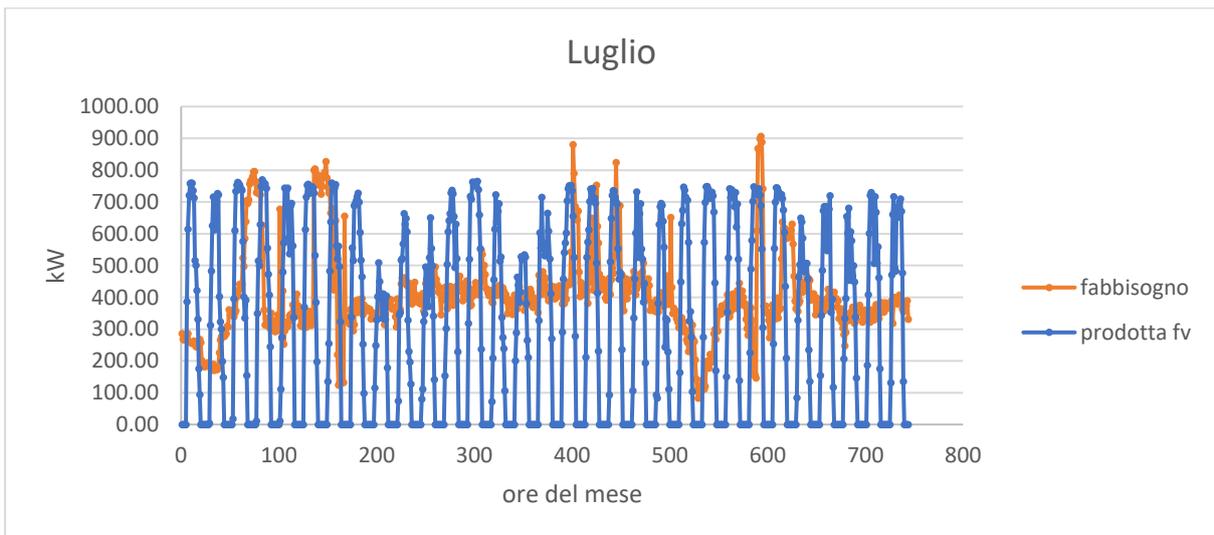
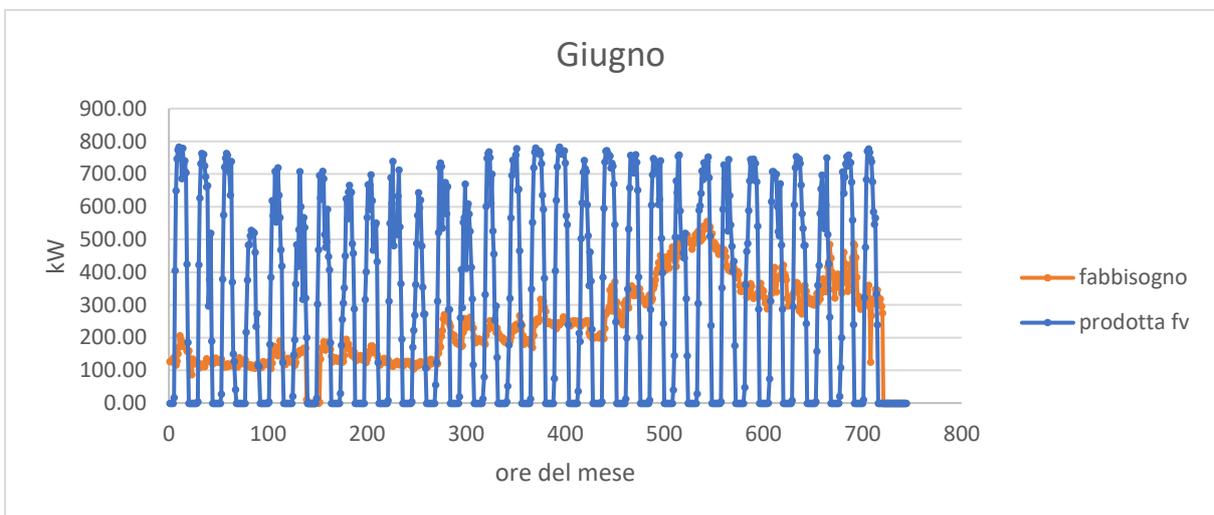
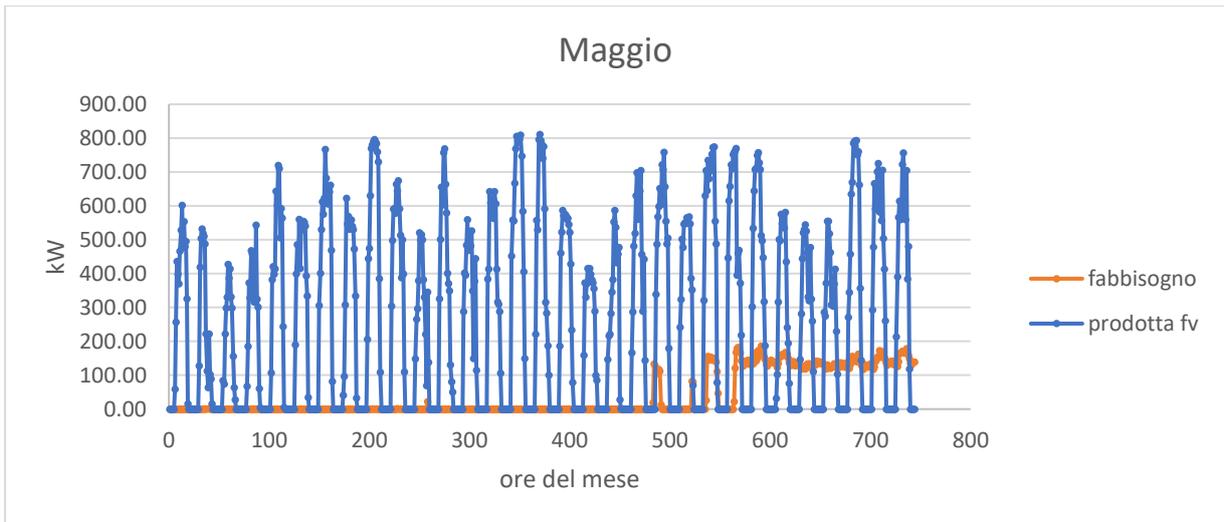
Di seguito, vengono raffigurati i grafici mensili rappresentanti come da legenda il fabbisogno totale dello stabilimento industriale e l'energia prodotta dall'impianto fotovoltaico in esame. In questo modo è possibile intrecciare la produzione fotovoltaica con i consumi. Si nota come nei mesi di aprile, maggio e giugno, a causa dello stop delle attività produttive dello stabilimento, l'energia risulta prevalentemente immessa in rete. Questo è uno svantaggio perché questi mesi, grazie anche alle basse temperature ambientali e all'alto irraggiamento, il sistema di produzione risulta molto efficiente.

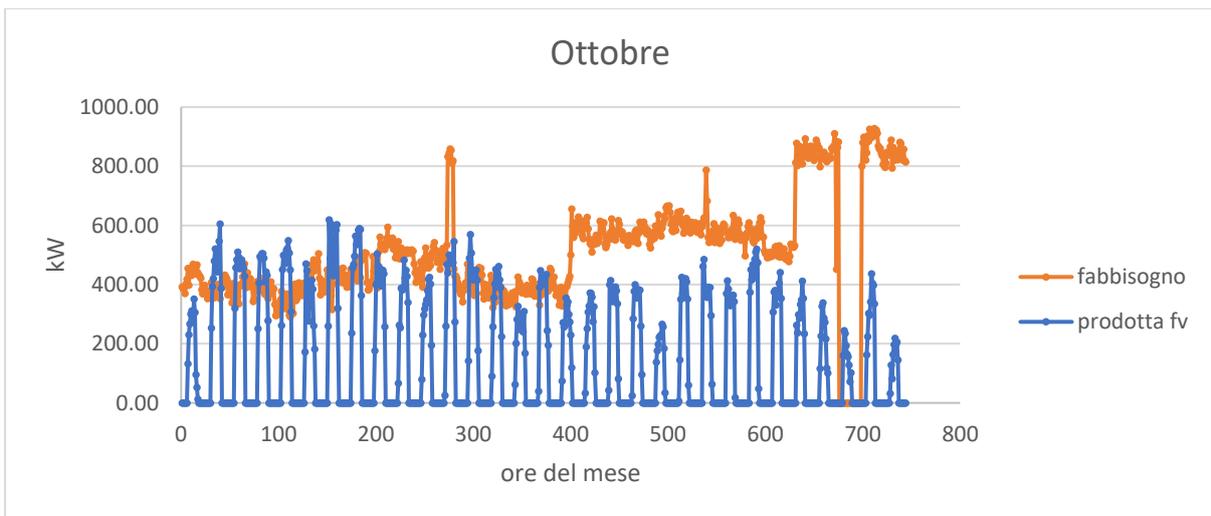
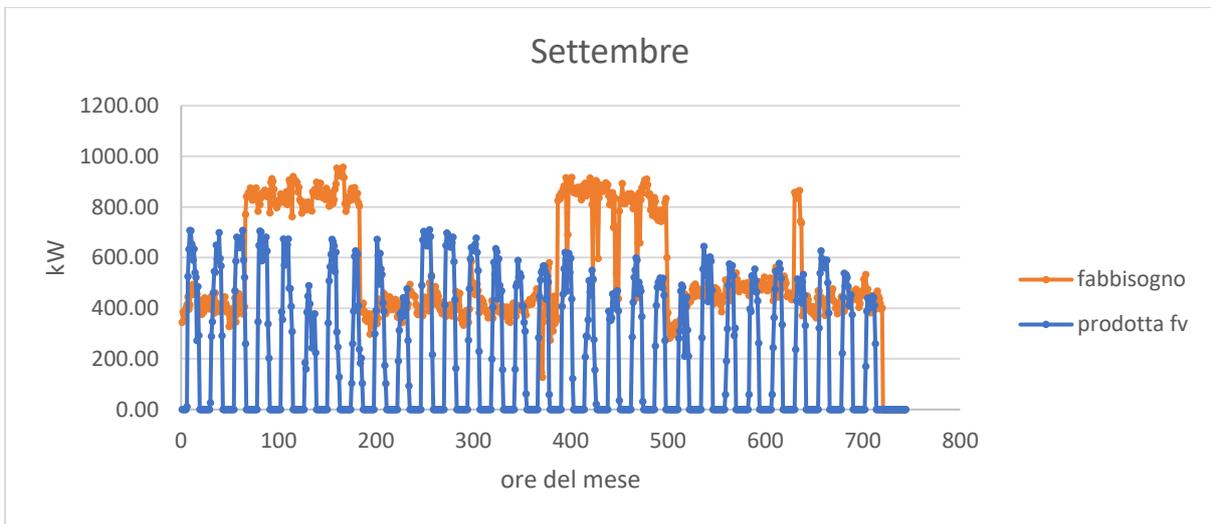
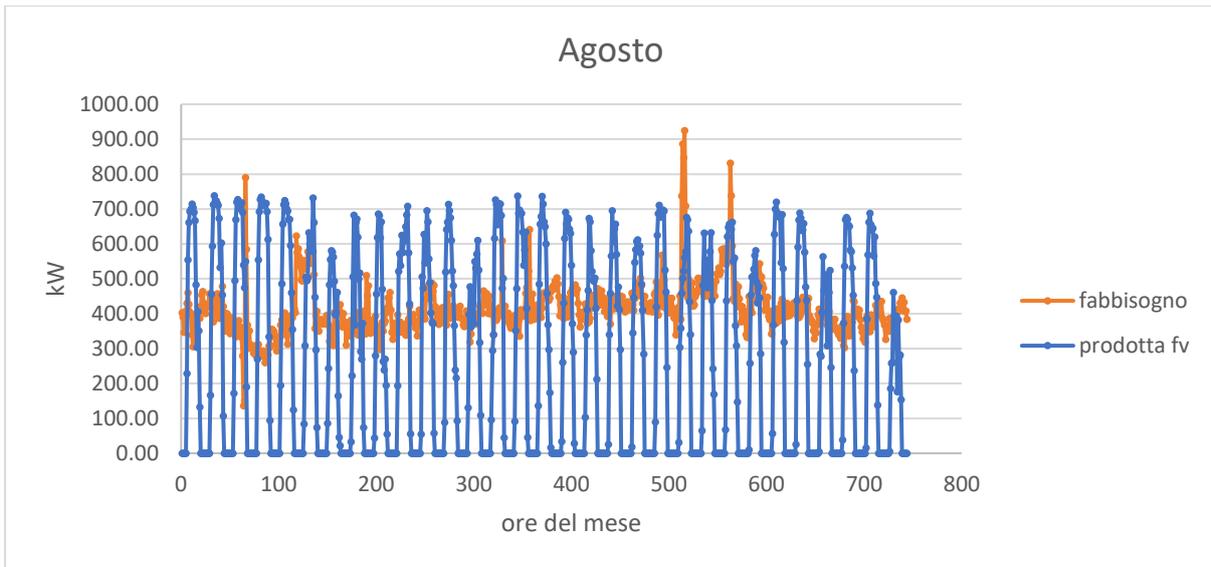
I grafici rappresentativi delle curve mensili di produzione fotovoltaica e carico dello stabilimento sono relative al caso di erba con backtracking (come sarà nella realtà l'impianto) utilizzando per comodità il foglio di calcolo Excel.

Nei grafici viene rappresentata la produzione effettiva senza il limite dell'immissione in rete siccome l'obiettivo in questo caso è di dimostrare la vera potenzialità dell'impianto.









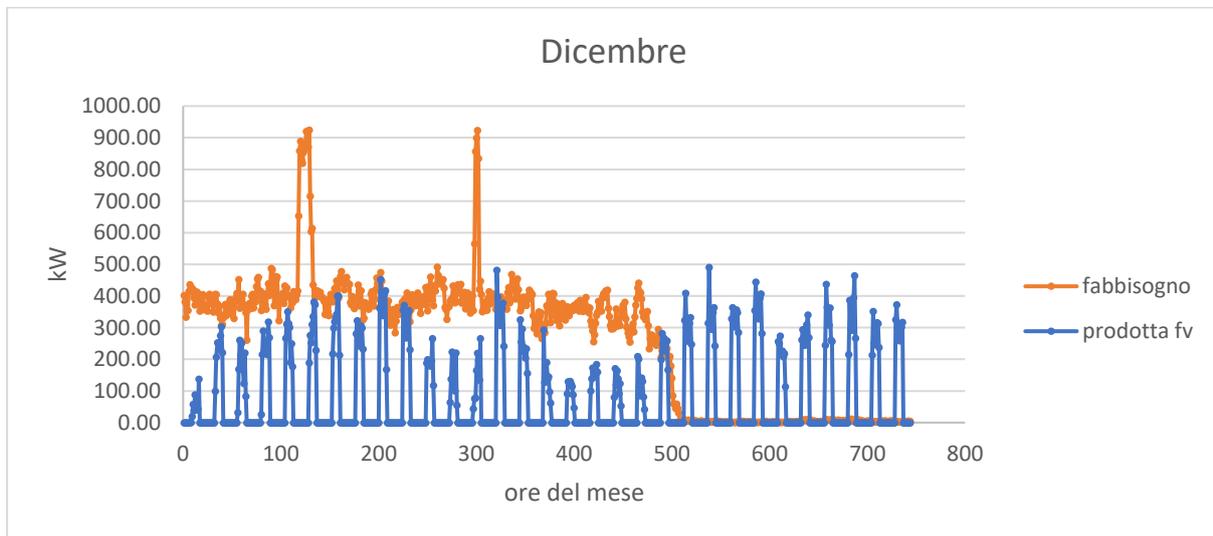
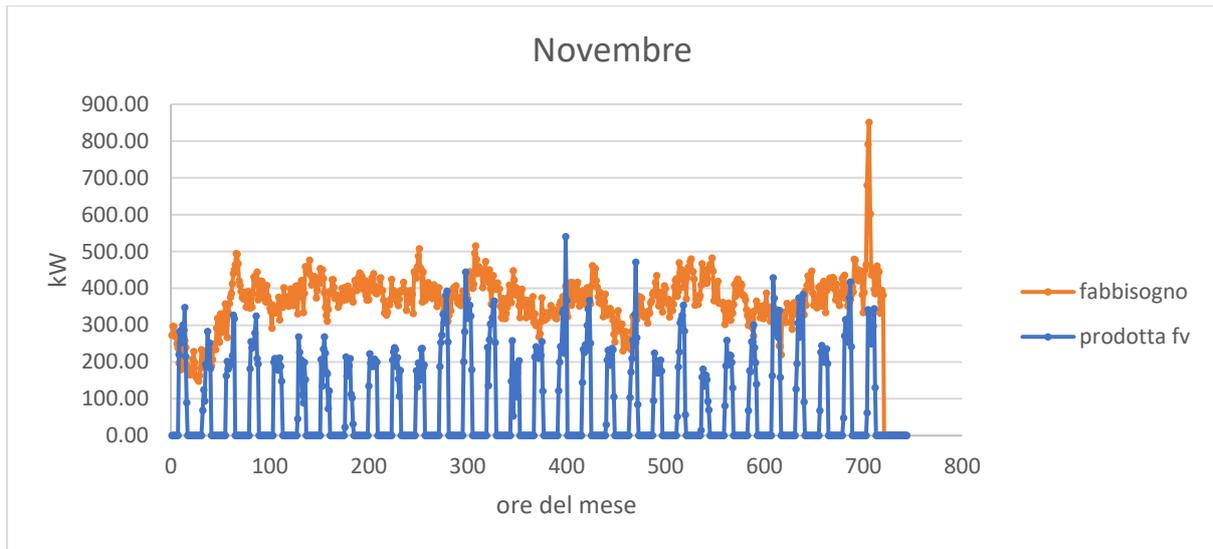


Figura 67: Grafici intersezione curve fabbisogno ed energia prodotta

Riassumendo si trova la seguente produzione mensile:

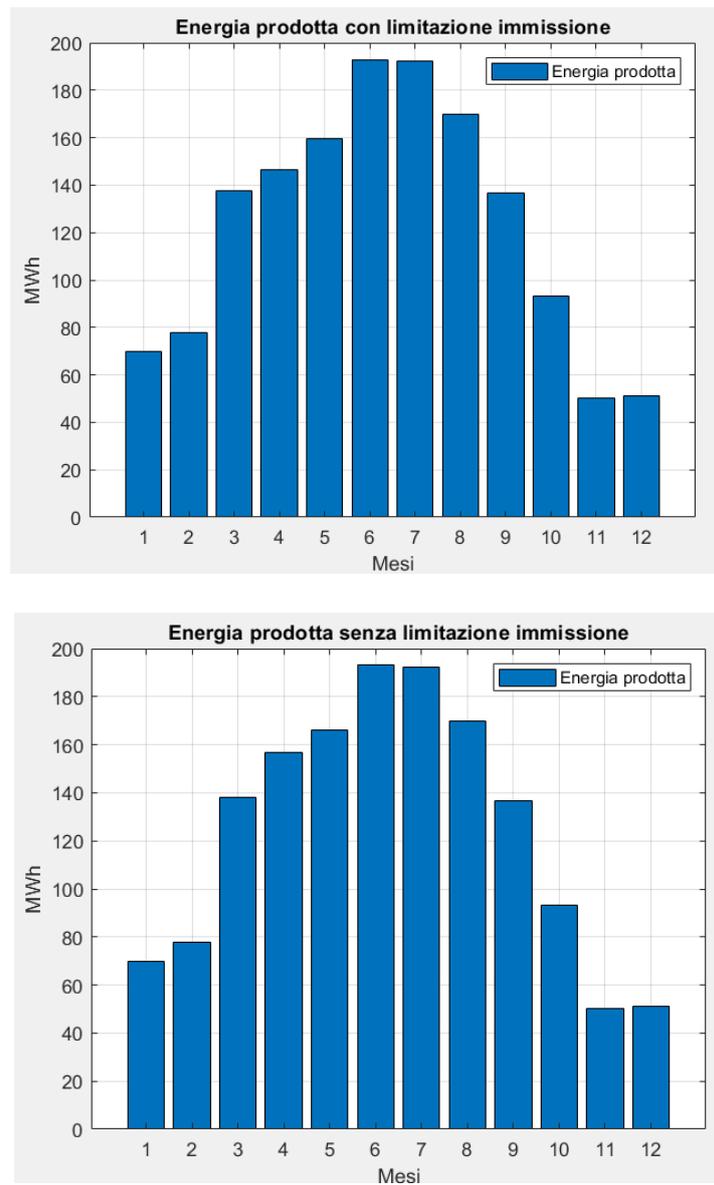


Figura 68: Grafici mensili di produzione.

Capitolo V: Progettazione elettrica dell'impianto

V.1 Le strutture di sostegno e la tecnologia ad inseguimento.

La distanza di 5,25m tra le vele è stata individuata valutando la posizione del Sole durante le fasi dell'anno.

L'attenzione va riposta specialmente nei mesi invernali quando il Sole si trova ad un'altezza inferiore rispetto alle altre stagioni. Per valutare l'altezza del Sole, si è ricorso anche all'ausilio di un sito apposito "Sunearthtools" di cui viene riportato il link qui di seguito:

https://www.sunearthtools.com/dp/tools/pos_sun.php.

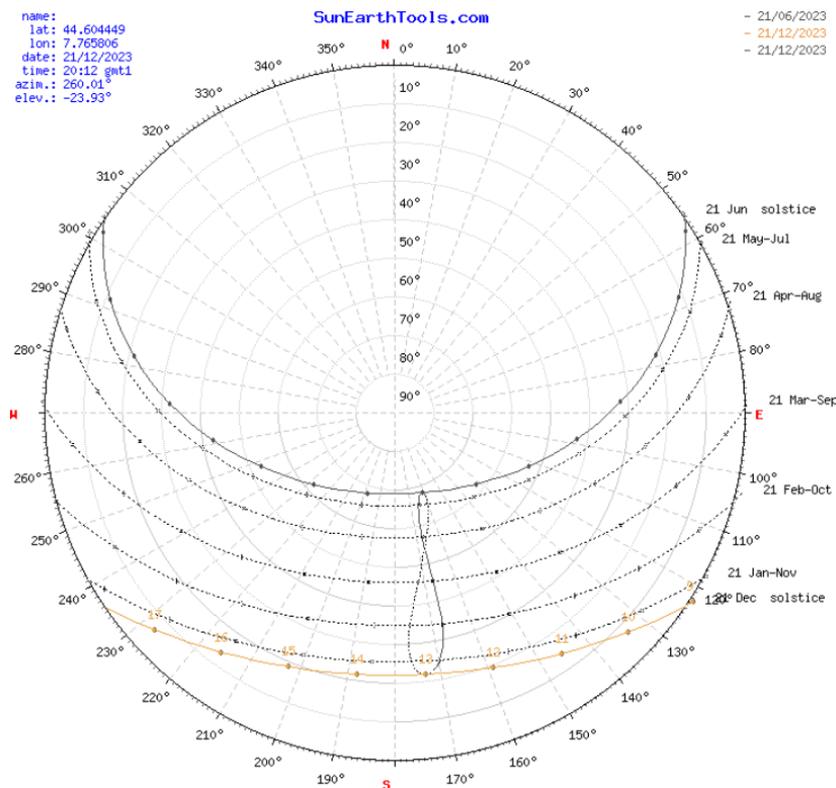


Figura 69: Altezza del Sole durante i mesi

La condizione peggiore per la valutazione dell'ombreggiamento si ha il 21 dicembre che corrisponde al solstizio d'inverno. In questo giorno, alle 12, il Sole si trova all'altezza minima rispetto a tutti gli altri giorni dell'anno.

Siccome l'impianto in esame avrà il controllo di backtracking, il calcolo sulla distanza delle vele viene effettuato tenendo in considerazione l'inclinazione ridotta gestita dal controllo.

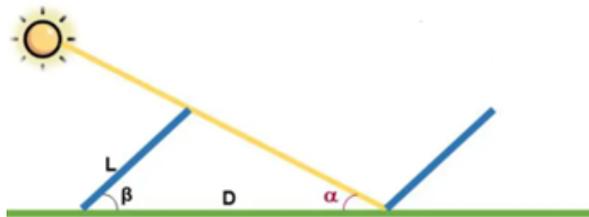


Figura 70: Rappresentazione degli angoli di inclinazione

$$D_{min} = \frac{L \cdot \sin \beta}{\tan(\alpha_{min})}$$

(46)

con:

- L : lunghezza del ricevitore solare (2,384m);
- β : angolo massimo raggiungibile rispetto all'orizzontale del ricevitore solare (55°);
- α_{min} : è l'altezza del sole calcolata alle ore 12 del 21 dicembre. Si può ricavare nel seguente modo:

$$\alpha_{min} = 90^\circ - \varphi - 23,5^\circ$$

(47)

Con:

- φ : latitudine del sito fotovoltaico. In questo caso φ vale $44,6^\circ$.

Dunque:

$$\alpha_{min} = 90^\circ - \varphi - 23,5^\circ = 90^\circ - 44,6^\circ - 23,5^\circ = 21,9^\circ$$

(48)

Sostituendo i valori nella relazione 46 si ottiene che nel caso peggiore, per non ottenere ombreggiamento tra le vele la distanza minima sarà pari a $D_{min} = 4,85mt$.

Tuttavia, per conformazione del campo si sceglie di distanziare le vele con una distanza pari a $D = 5,24\text{mt}$.

Sotto, viene raffigurato in sezione le strutture di sostegno dei moduli fotovoltaici:

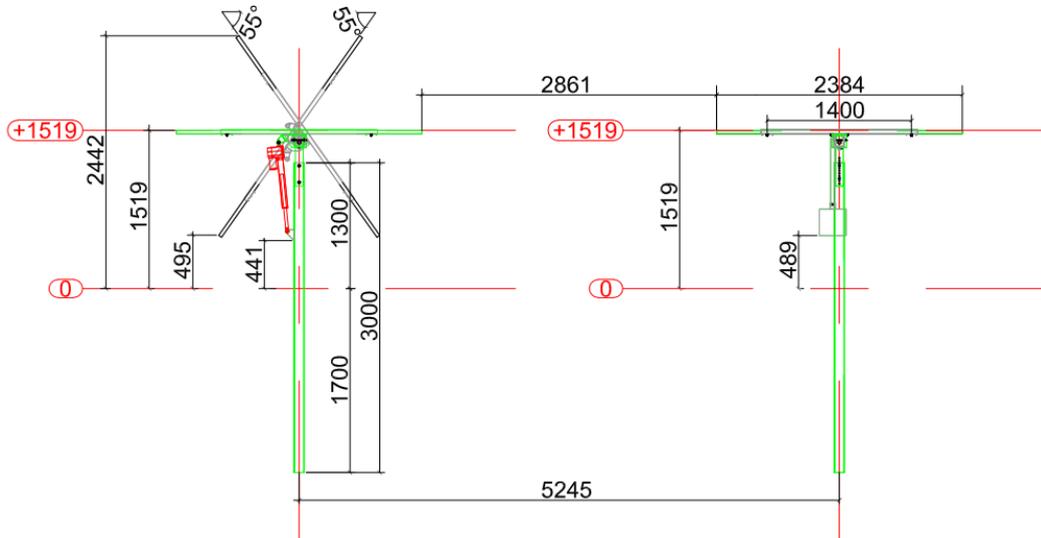


Figura 71: Strutture delle vele

La struttura è in acciaio zincato. L'aspetto importante è che non richiede basamenti in cemento quindi a fine vita i componenti sono smantellabili completamente, perciò, non è richiesta una bonifica del terreno.

L'installazione della struttura avviene piantando i pali di sostegno con l'ausilio di una macchina apposita che, grazie ad un sistema georeferenziato, pianta i pali nelle posizioni prefissate. Successivamente viene montato manualmente il telaio in acciaio a forma tubolare che ha la funzione di supporto dei moduli fotovoltaici.

In ultima istanza, vengono collegati e cablati i pistoni elettrici che hanno lo scopo di attuare l'inseguimento del Sole.

La compensazione del baricentro della vela è a carico degli stabilizzatori inerziali costituiti da zavorre in cemento che controbilanciano il peso della struttura.

L'automazione delle vele è gestita tramite controllers che si scambiano informazioni sulla corretta posizione attraverso onde radio. In particolare, ogni vela possiede un pistone elettrico (attuatore) gestito dalla propria centralina situata accanto al pistone. Questa, riceve il segnale riguardo alla posizione ottimale e comanda il moto della vela.

A monte del controllo di campo, è presente un sistema centrale che raccoglie le informazioni dalle vele e impartisce ordini sulla posizione ottimale dei pannelli sfruttando un algoritmo di ottimizzazione della producibilità. La comunicazione tra i due livelli (il campo con la centralina principale) avviene in modalità wireless. Ogni nodo può comunicare con gli altri e fungere da ripetitore per i nodi più distanti.

Il motore elettrico a bordo vela che gestisce un pistone, è dotato di un sistema di diagnostica interna che comunica al sistema centrale un'eventuale anomalia.

L'angolo di esposizione è monitorato costantemente da un inclinometro che fornisce un riscontro in tempo reale sulla corretta posizione della vela.

Qualora la comunicazione venisse interrotta, viene generato un allarme.

Il controllo principale è gestito da un orologio astronomico, che grazie ad un database interno fornisce le informazioni sull'esatta posizione del Sole nell'arco della giornata ricavata grazie al GPS.

Le centraline di campo installate sulle vele vengono alimentate dal centro di controllo principale, il quale possiede un alimentatore per la carica delle batterie e l'alimentazione istantanea delle cassette sparse per il campo.

Le batterie hanno lo scopo di fornire continuità qualora ci fosse un'interruzione dell'energia elettrica proveniente dalla rete.

È importante avere un'alimentazione continua per motivi di sicurezza. Basti pensare alla fortuita situazione in cui ci sia il vento forte e le vele rimangono bloccate con un'angolazione elevata perché rimaste senza alimentazione. Questo creerebbe snervamenti alle strutture e rotture dei moduli. Perciò risulta necessario riuscire a gestire in ogni situazione la posizione delle vele.

Per far fronte alla problematica delle raffiche di vento, il sistema possiede anche un anemometro. Nel caso in cui ci fossero raffiche di vento, per evitare danni ai moduli e alle strutture, il sistema di movimentazione, inclina le vele in posizione di "bandiera" rispetto al vento.

Come già introdotto, l'algoritmo del sistema di inseguimento, è dotato del cosiddetto "controllo del backtracking". Questo sistema permette di mantenere la massima inclinazione

possibile dei pannelli senza creare ombre sui moduli delle file posteriori. In particolare, questo controllo viene in aiuto al mattino e alla sera, riducendo l'angolo di inclinazione dei pannelli.

V.2 La disposizione delle vele

Le vele, ossia l'insieme di moduli disposti su una stessa fila, essendo montate su strutture ad inseguimento monoassiale Est-Ovest, vengono organizzate in modo tale che siano parallele alla retta parallela al Nord e al Sud. In questo modo, i pannelli, grazie al movimento, riescono ad inseguire il Sole ad Est durante le ore mattutine fino ad Ovest al tramonto.

Vista la forma particolare del campo su cui sorge il parco fotovoltaico, per aumentare la densità di potenza installata per unità di superficie e per rispettare le fasce di rispetto dai confini, si è costretti ad organizzare le vele con lunghezze irregolari: sono dunque presenti vele di lunghezze differenti.

Sotto, viene rappresentata la planimetria con il posizionamento delle vele e dunque dei pannelli.

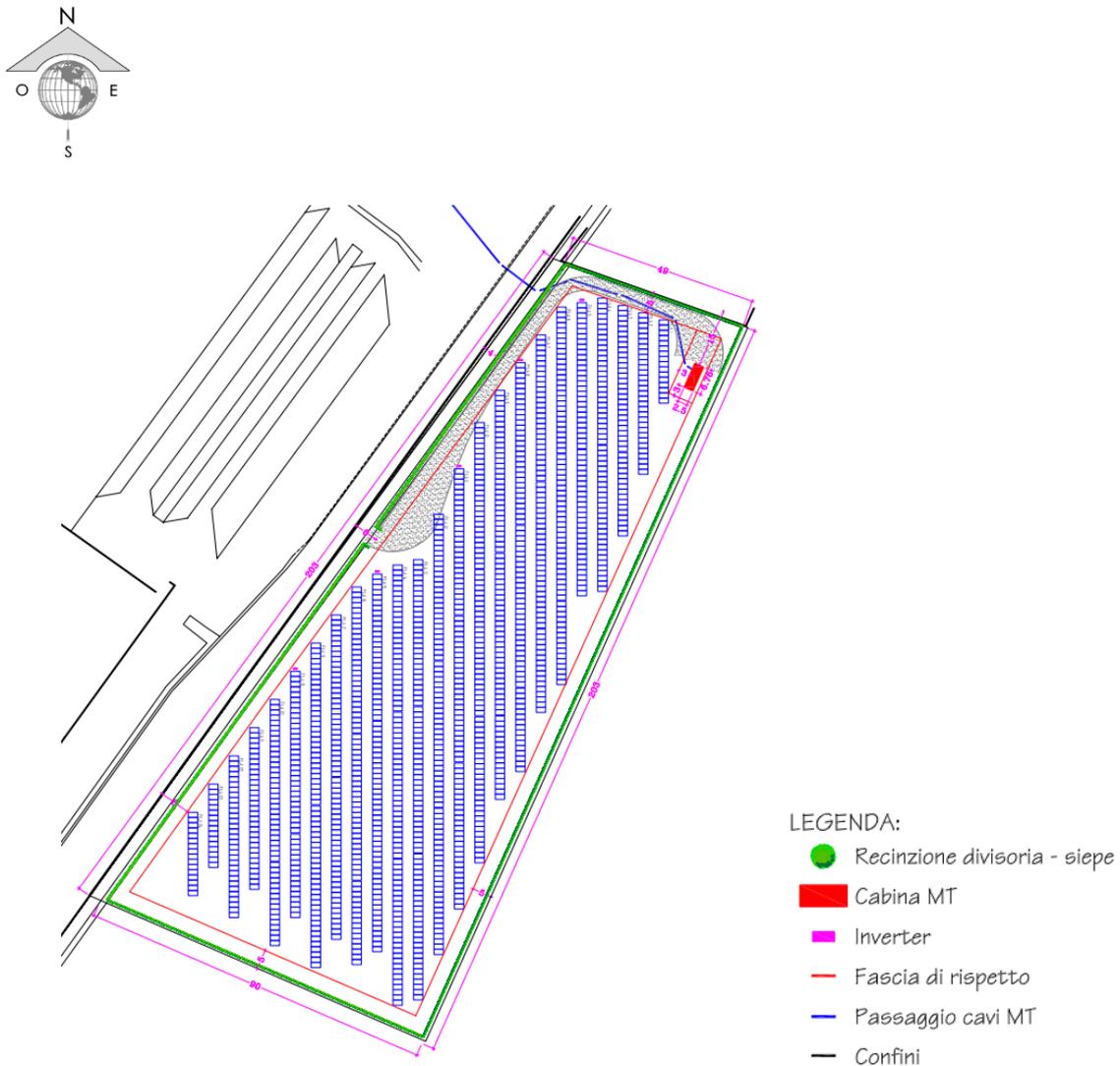


Figura 72: Disposizione delle vele

I moduli vengono installati in disposizione a “portrait”, di conseguenza, le strutture avranno il telaio organizzato in modo tale da riuscire ad installare i pannelli in questa configurazione.

V.3 Scelta dei pannelli fotovoltaici

I moduli bifacciali utilizzati per questo impianto fotovoltaico sono della Canadian Solar con una potenza nominale di 655W. Il codice del modello del modulo è CS7N655MB-AG.

Il numero totali di moduli utilizzati è pari a 1378 per una potenza totale di 902,59kW_p.



Figura 73: Moduli fotovoltaici

Sotto, nelle tabelle, vengono rappresentate le caratteristiche elettriche dei moduli ricavate dalla scheda tecnica ufficiale:

Tabella 13: Dati elettrici moduli fotovoltaici

DATI ELETTRICI (@STC: G=1000W/m ² , AM=1,5, T=25°C)							
		P_{max} [W]	V_{mpp} [V]	I_{mp} [A]	V_{oc} [V]	I_{sc} [A]	Efficienza [%]
	Valori nominali	655	38,1	17,2	45,2	18,43	21,1
Guadagno bifacciale	5%	688	38,1	18,06	45,2	19,35	22,1
	10%	721	38,1	18,93	45,2	20,27	23,2
	20%	786	38,1	20,64	45,2	22,12	25,3

Tabella 14: Altri dati elettrici

Altri dati elettrici:	
Temperatura di utilizzo:	da -40°C a +85°C
Max tensione del sistema	1500V
Resistenza al fuoco:	29
Max corrente nominale del fusibile	35A
Classe di applicazione	Classe A
Tolleranza di potenza:	da 0 W a 10 W
Fattore di bifaccialità:	0,7
Tasso di variazione della potenza (Pmax):	-0,34%/°C
Tasso di variazione della tensione (Voc):	-0,26%/°C
Tasso di variazione della corrente (Isc):	0,05%/°C

Essendo bifacciali, viene anche definito il fattore di bifaccialità:

$$\text{Fattore di bifaccialità} = \frac{P_{\max \text{ faccia posteriore}}}{P_{\max \text{ faccia frontale}}}$$

(49)

Sotto, sono rappresentate invece le caratteristiche meccaniche dei moduli:

Tabella 15: Dati meccanici

DATI MECCANICI:	
Tipo di cella	Monocristallino
Organizzazione celle	132[2x(11x6)]
Dimensioni	2384x1303x33mm
Peso	37,8kg
Vetro frontale	2.0mm vetro rinforzato termicamente con rivestimento antiriflesso
Vetro posteriore	2.0mm vetro rinforzato termicamente
Cornice	lega anodizzata in alluminio
J-box	IP68, 3 diodi di bypass
Cavi:	4.0mm ²
Lunghezza cavi	410mm
Connettore	MC4-EVO2

Le curve I-V fornite dal costruttore in funzione dell'irradianza e della temperatura rispecchiano le regole spiegate nell'introduzione della cella fotovoltaica utilizzando i tassi di variazione della corrente e della tensione in funzione della temperatura indicate nella Tabella

14. In particolare, si può notare che, l'incremento di irradianza provoca un significativo aumento di corrente fotovoltaica prodotta mentre una diminuzione della temperatura provoca un aumento della tensione. Per contro, la variazione di corrente prodotta in funzione della temperatura è di entità modesta per cui solitamente viene trascurata questa dipendenza. Stesso discorso vale per la variazione della tensione in funzione dell'irradianza.

Queste dipendenze sono verificabili dai due grafici di Figura 74.

Si può dunque intuire come, nei mesi primaverili come aprile e maggio, si abbia un'elevata produzione fotovoltaica grazie alle temperature moderatamente basse e la presenza di un buon irraggiamento.

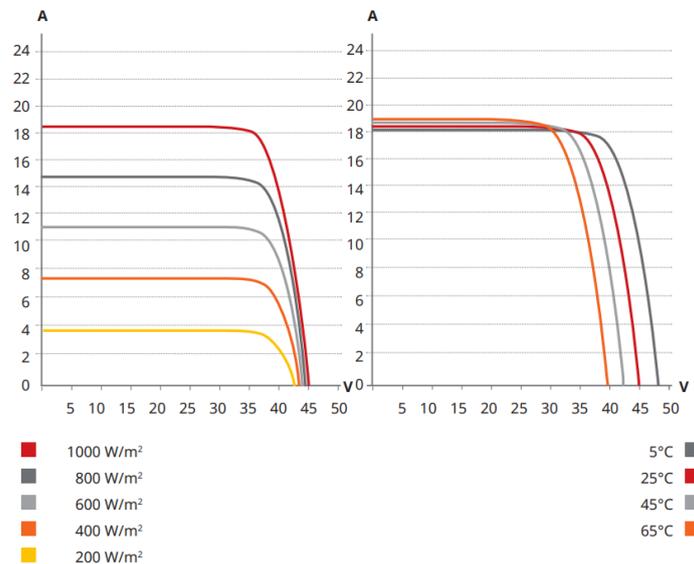


Figura 74: Caratteristiche dei moduli scelti

V.4 La scelta degli inverter

Gli inverter adottati per la conversione DC/AC sono della tipologia chiamata “multi-string inverter” della Huawei.



Figura 75: Inverter Huawei

Per un corretto dimensionamento della potenza degli inverter con moduli bifacciali è necessario che venga rispettata la condizione $P_{FTV} < P_{inverter}$. Per questo la scelta è ricaduta su:

- 1x SUN2000 215KTL-H0: P=215kW;
- 4x SUN2000 185KTL-H1: P=185kW.

Si ottiene quindi così una potenza $P_{inverter} = 955kW > P_{FTV} = 902,59kWp$.

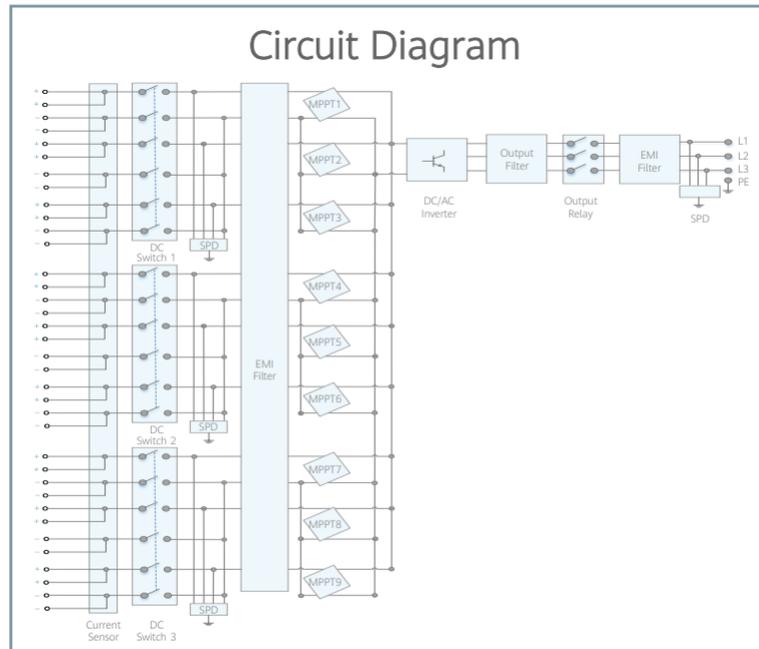
SCHEMA DI PRINCIPIO:

Figura 76: Schema elettrico interno all'inverter

Dati elettrici SUN2000 185KTL-H1:

Tabella 16: Dati elettrici inverter

Efficiency	
Max. Efficiency	99.03%
European Efficiency	98.69%
Input	
Max. Input Voltage	1,500 V
Max. Current per MPPT	26 A
Max. Short Circuit Current per MPPT	40 A
Start Voltage	550 V
MPPT Operating Voltage Range	500 V ~ 1,500 V
Nominal Input Voltage	1,080 V
Number of Inputs	18
Number of MPP Trackers	9
Output	
Nominal AC Active Power	175,000 W @40°C
Max. AC Apparent Power	185,000 VA
Nominal Output Voltage	800 V, 3W + PE
Rated AC Grid Frequency	50 Hz / 60 Hz
Nominal Output Current	126.3 A @40°C
Max. Output Current	134.9 A
Adjustable Power Factor Range	0.8 LG ... 0.8 LD
Max. Total Harmonic Distortion	< 3%

Come riportato nel grafico di Figura 77, la curva del rendimento dell'inverter al variare della potenza erogata è piuttosto piatta a valori molto elevati. Però, siccome l'inverter non lavora

sempre nelle condizioni migliori, grazie al parametro chiamato “rendimento europeo” si riesce a tenere conto delle prestazioni medie dell’inverter non basandosi solo sul rendimento massimo.

Perciò, il rendimento europeo è definito nel seguente modo:

$$\eta_{\text{Europeo}} = 0,03 \cdot \eta_{5\%} + 0,06 \cdot \eta_{10\%} + 0,13 \cdot \eta_{20\%} + 0,10 \cdot \eta_{30\%} + 0,48 \cdot \eta_{50\%} + 0,20V \cdot \eta_{100\%} \quad (50)$$

La relazione 50 rappresenta un rendimento ponderato definendo i coefficienti moltiplicativi in base al punto di lavoro che statisticamente l’inverter andrà a funzionare.

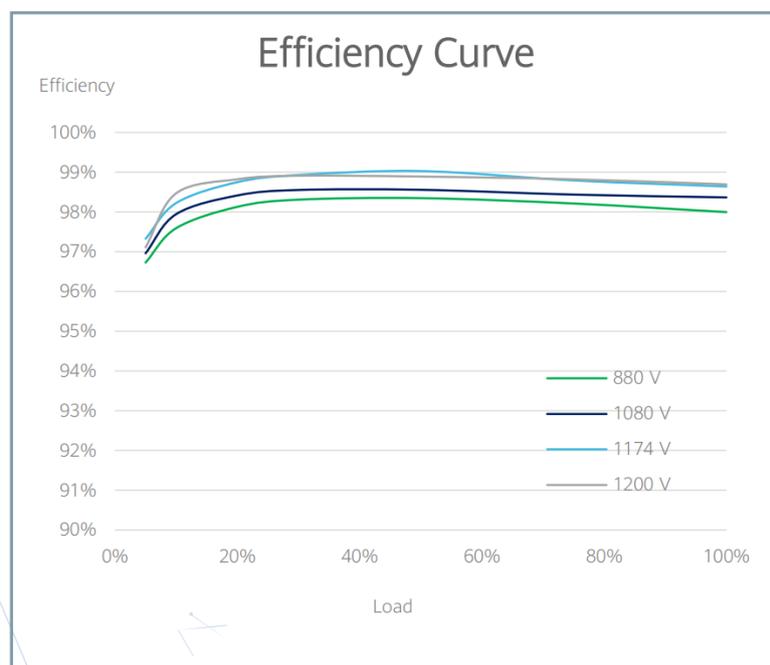


Figura 77: Curva di efficienza

Gli ingressi degli inverter sono 18, suddivisi su 9 MPP trackers.

Durante la progettazione, è fondamentale dimensionare le stringhe in modo tale da non superare la corrente massima in ingresso all’inverter (indicato sul datasheet) e fare in modo che la tensione di stringa, durante il normale funzionamento, abbia un valore compreso nel range di lavoro dell’ingresso MPPT.

Possibilmente sarebbe opportuno lavorare intorno al valore di tensione nominale in ingresso (1080V in questo caso). Dal grafico della curva di efficienza si vede che il rendimento è maggiore per tensioni di funzionamento maggiori.

Per quanto riguarda l'uscita in corrente alternata, il datasheet indica come dev'essere la distribuzione elettrica: in questo caso tre fasi con l'aggiunta del conduttore di protezione (PE).

La peculiarità di questi inverter è che erogano una tensione in uscita alternata pari a 800V richiedendo un adeguamento del suo valore tramite un trasformatore per poter essere allacciato alla rete. Verranno svolti approfondimenti nel paragrafo di riferimento sulla cabina elettrica.

V.4.1 Lato DC

L'inverter è dotato di 3 sezionatori a cui corrispondono 6 ingressi ciascuno. Questi, permettono di interrompere la corrente continua con l'obiettivo di sezionare gli ingressi durante le operazioni di manutenzione ordinaria e straordinaria per mettere in sicurezza elettrica il dispositivo.

In ingresso, è bene verificare che la massima corrente erogata dalle stringhe collegate al determinato ingresso non superi il valore massimo consentito dal convertitore. Un valore troppo elevato in ingresso, oltre ad una certa soglia può rendere indeterminato il punto di funzionamento del convertitore DC/DC o, peggio ancora, danneggiarne l'input.

Per quanto riguarda la tensione, sul datasheet viene indicato un range di funzionamento in cui l'ottimizzatore di potenza può lavorare. Oscillazioni di tensione delle stringhe dovute a condizioni meteo, ma contenute all'interno del range, non generano problemi al funzionamento efficiente dell'ottimizzatore.

Sul datasheet è indicata la tensione di avvio: questa rappresenta il valore minimo di tensione che la stringa fotovoltaica deve avere per poter attivare la conversione della potenza dell'ottimizzatore.

La tensione massima indicata (pari a 1500V) informa il progettista che oltre quel valore, possono esserci problemi di isolamento a causa della sovratensione.

Questi parametri di massima corrente in ingresso e di tensione permettono al progettista di organizzare l'array fotovoltaica in modo tale da far lavorare l'inverter sempre nelle sue condizioni nominali.

Scelta la tipologia del pannello fotovoltaico, secondo le leggi dell'elettrotecnica, il parallelo delle stringhe deve fare in modo che la corrente risultante non sia superiore a quella massima

ammissibile in ingresso all'inverter e che la serie dei moduli non crei una tensione superiore alla massima ammissibile.

Per una progettazione a regola d'arte, è opportuno calcolare questi valori massimi nelle condizioni peggiori ovvero: alla massima irradianza per quanto riguarda la corrente fotovoltaica e alla minima temperatura per quanto riguarda le tensioni di stringa.

V.4.2 Lato AC

Dalla Tabella 16 si nota che la particolarità di questi inverter sia la tensione in uscita pari a 800V. Un valore di questo tipo, maggiore rispetto alla classica tensione trifase industriale di 400V, permette di dimezzare la corrente circolante nei cavi AC riducendo i costi dei cavi (siccome diminuisce la sezione) e riducendo anche le perdite per effetto Joule. In compenso però, un impianto dotato con questa tipologia di inverter, richiede un trasformatore per adattare la tensione da 800V a 400V oppure per elevarla a 15kV (in media tensione) come in questo progetto.

I convertitori lavorano con fattori di potenza prossimi ad 1, però nel caso di grandi impianti, il distributore può richiedere di partecipare alla regolazione della potenza reattiva immettendo o assorbendo potenza reattiva. Infatti, il datasheet indica un range di fattore di potenza fino a $\pm 0,8$.

Da normativa, viene indicato anche il parametro THD che viene regolamentato ad un valore minore del 3%. Questo, permette di quantificare la distorsione armonica fornita dal convertitore alla rete elettrica. La distorsione si crea a causa della commutazione dei transistor all'interno dell'inverter che, se non dotati di filtri opportuni, rischiano di ridurre la qualità della tensione generando disturbi come ad esempio il flicker.

Il THD è definito nel seguente modo:

$$THD = \frac{\sqrt{\sum_{n=2}^{\infty} V_{n,rms}^2}}{V_{1,rms}} \quad (51)$$

Dalla relazione 51, si nota che un dispositivo che lavora a basse tensioni e/o correnti, risulta maggiormente complicato possedere un THD basso poiché la fondamentale in proporzione possiede un valore inferiore rispetto alle altre componenti.

V.4.3 Protezioni interne al convertitore

Tabella 17: Protezioni interne al convertitore

Protection	
Input-side Disconnection Device	Yes
Anti-islanding Protection	Yes
AC Overcurrent Protection	Yes
DC Reverse-polarity Protection	Yes
PV-array String Fault Monitoring	Yes
DC Surge Arrester	Type II
AC Surge Arrester	Type II
DC Insulation Resistance Detection	Yes
Residual Current Monitoring Unit	Yes

La protezione anti-isola ricopre un ruolo fondamentale per la sicurezza dei lavoratori addetti alla manutenzione delle linee elettriche. Questa, permette di disconnettere l'inverter qualora ci fosse una mancanza di rete.

Il distributore richiede questa protezione perché nel caso in cui ci fosse un guasto sulla rete e un manutentore intraprenda un lavoro sulla stessa, se tutti gli utenti attivi non fossero disabilitati all'immissione di potenza in rete, l'operatore si troverebbe la linea in tensione rendendo fatale il suo intervento.

Sono presenti anche protezioni di sovracorrente sul lato AC e protezioni contro la polarità inversa sul lato DC.

Notevole importanza ricoprono gli scaricatori di sovratensione installati sia sul lato AC che quello DC. In un impianto fotovoltaico, vista la sua esposizione agli agenti atmosferici, nonostante gli accorgimenti durante il montaggio per limitare le tensioni indotte, gli inverter sono dotati delle protezioni contro le sovratensioni di manovra e atmosferiche.

Un ruolo fondamentale ricopre la rilevazione della resistenza d'isolamento sul lato continua. Questa permette di rilevare se ci fossero delle perdite di isolamento sulle stringhe. Una perdita dell'isolamento creerebbe delle correnti continue vaganti che causerebbero la corrosione dei materiali metallici oppure addirittura dei cortocircuiti di stringa con un danneggiamento permanente del convertitore.

Questa verifica viene svolta una volta al giorno appena prima dell'attivazione dei canali di ingresso. Qualora la resistenza di isolamento fosse inferiore a $35k\Omega$, il convertitore va in errore fino a quando il sistema non viene riparato.

V.4.4 I dati meccanici

Tabella 18: Dati meccanici inverter

General	
Dimensions (W x H x D)	1,035 x 700 x 365 mm (40.7 x 27.6 x 14.4 inch)
Weight (with mounting plate)	84 kg (185.2 lb.)
Operating Temperature Range	-25°C ~ 60°C (-13°F ~ 140°F)
Cooling Method	Smart Air Cooling
Max. Operating Altitude without Derating	4,000 m (13,123 ft.)
Relative Humidity	0 ~ 100%
DC Connector	Staubli MC4 EVO2
AC Connector	Waterproof Connector + OT/DT Terminal
Protection Degree	IP66
Topology	Transformerless

Per questa tipologia di convertitori di potenze rilevanti, si sottolinea anche il raffreddamento ad aria forzata. L'inverter è dotato internamente di ventole, che in base alla temperatura interna del dispositivo, e quindi in base alla potenza convertita, ruotano a velocità variabile asportando il calore generato internamente. Un locale con basso ricircolo d'aria crea surriscaldamento alla macchina causando perdite di potenza maggiori inficiando il rendimento dell'impianto.

Questi dispositivi sono adatti anche per installazioni esterne preferibilmente in zone non esposte direttamente ai raggi del Sole. Infatti, possiede un grado di protezione (IP66) completamente ermetico a polveri e fumi e protetto contro forti getti d'acqua da qualsiasi direzione e da acqua di mare (vedasi la Tabella 19).

Tabella 19: Legenda codici IPxx

1a cifra: Grado di protezione contro l'ingresso di oggetti solidi		Non protetto	Protetto contro acqua gocciolante	Protetto contro acqua gocciolante con un angolo entro $\pm 15^\circ$	Protetto contro acqua spruzzata con un angolo entro $\pm 60^\circ$	Protetto contro spruzzi d'acqua da qualsiasi direzione	Protetto contro getti d'acqua pompate da qualsiasi direzione	Protetto contro forti getti d'acqua da qualsiasi direzione e acqua di mare	Protetto contro brevi immersioni (fino a 1 mt di profondità)	Protetto contro la prolungata immersione in acqua (oltre 1 mt di profondità)
		IPx0	IPx1	IPx2	IPx3	IPx4	IPx5	IPx6	IPx7	IPx8
Non protetto	IP0x	IP00	IP01	IP02						
Protetto contro l'ingresso di oggetti solidi più grandi di 50 mm \varnothing (es. una mano)	IP1x	IP10	IP11	IP12	IP13					
Protetto contro l'ingresso di oggetti solidi più grandi di 12 mm \varnothing (es. un dito)	IP2x	IP20	IP21	IP22	IP23					
Protetto contro l'ingresso di oggetti solidi più grandi di 2,5 mm \varnothing (es. fili, attrezzi)	IP3x	IP30	IP31	IP32	IP33	IP34				
Protetto contro l'ingresso di oggetti solidi più grandi di 1 mm \varnothing (es. fili, attrezzi)	IP4x	IP40	IP41	IP42	IP43	IP44	IP45	IP46		
Protezione contro la polvere tale da non interferire con il funzionamento del dispositivo. Depressione atmosferica 200mm colonna d'acqua. Flusso d'aria pari a 80 volte il volume della custodia	IP5x					IP54	IP55	IP56		
Completamente ermetico a polveri e fumi	IP6x					IP64	IP65	IP66	IP67	IP68

Grazie alle nuove tecnologie di commutazione, i convertitori elettronici non immettono più componenti continue in rete, dunque non risulta più necessario dotare i dispositivi di trasformatori di isolamento.

La Tabella 20 riassume i dati tecnici dell'inverter SUN2000-215KTL-H0: valgono le stesse considerazioni fatte per gli inverter di potenza più ridotta appena spiegati:

Tabella 20: Datasheet Huawei SUN2000-215KTL-H0

Efficiency	
Max. Efficiency	99.00%
European Efficiency	98.80%
Input	
Max. Input Voltage	1,500 V
Max. Current per MPPT	30 A
Max. Short Circuit Current per MPPT	50 A
Start Voltage	550 V
MPPT Operating Voltage Range	500 V ~ 1,500 V
Nominal Input Voltage	1,080 V
Number of Inputs	18
Number of MPP Trackers	9
Output	
Nominal AC Active Power	200,000 W
Max. AC Apparent Power	215,000 VA
Max. AC Active Power ($\cos\phi=1$)	215,000 W
Nominal Output Voltage	800 V, 3W + PE
Rated AC Grid Frequency	50 Hz / 60 Hz
Nominal Output Current	144.4 A
Max. Output Current	155.2 A
Adjustable Power Factor Range	0.8 LG ... 0.8 LD
Max. Total Harmonic Distortion	< 3%
Protection	
Input-side Disconnection Device	Yes
Anti-islanding Protection	Yes
AC Overcurrent Protection	Yes
DC Reverse-polarity Protection	Yes
PV-array String Fault Monitoring	Yes
DC Surge Arrester	Type II
AC Surge Arrester	Type II
DC Insulation Resistance Detection	Yes
Residual Current Monitoring Unit	Yes
General	
Dimensions (W x H x D)	1,035 x 700 x 365 mm (40.7 x 27.6 x 14.4 inch)
Weight (with mounting plate)	≤86 kg (189.6 lb.)
Operating Temperature Range	-25°C ~ 60°C (-13°F ~ 140°F)
Cooling Method	Smart Air Cooling
Max. Operating Altitude without Derating	4,000 m (13,123 ft.)
Relative Humidity	0 ~ 100%
DC Connector	Staubli MC4 EVO2
AC Connector	Waterproof Connector + OT/DT Terminal
Protection Degree	IP66
Topology	Transformerless

V.5 Collegamento elettrico tra i moduli fotovoltaici: la “stringatura”

La stringatura consiste nel collegare in serie un determinato numero di pannelli fotovoltaici in modo tale da avere una tensione in ingresso all’inverter adeguata all’accensione dell’ottimizzatore. Qualora si decidesse di collegare più stringhe in parallelo, la matrice di pannelli viene chiamata “array”.

Come spiegato nella parte teorica (par. II.3), i collegamenti serie devono essere organizzati in modo tale che i pannelli collegati siano esposti il più possibile a condizioni ambiente omogenee.

Inoltre, è necessario fare in modo di limitare la lunghezza dei cavi in corrente continua per diminuire le perdite per effetto Joule e il costo degli stessi.

Questa tipologia di moduli possiedono due cavi di lunghezza 50cm ciascuno dotati all’estremità di connettori maschio o femmina nel caso in cui il polo sia positivo o negativo. Ormai, ogni pannello possiede i connettori in modo tale da velocizzare la procedura di collegamento tra pannelli oppure tra i cavi di stringa.

È buona pratica non effettuare aggiunte di cavi all’interno della stringa ma sfruttare al meglio quelli in dotazione dai moduli per limitare le perdite, i costi ed eventuali guasti. Aumentando il numero delle giunte, aumentano anche i punti deboli dell’impianto con probabili guasti.

I connettori in dotazione ai moduli sono del tipo MC4 autocrimpanti come da figura sotto.



Figura 78: Connettori MC4

Questa tecnologia di connettore rende univoco il collegamento serie tra i pannelli dal momento che l’accoppiamento tra due connettori della stessa specie risulta impossibile. Questo permette dunque, di non creare collegamenti errati all’interno delle stringhe.

Vista la disposizione “a portrait” in una fila di pannelli sulle vele, il collegamento sul retro più opportuno è rappresentato nella Figura 79.

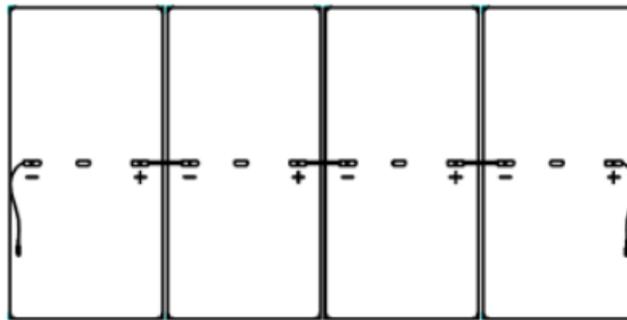


Figura 79: Esempio tipico di collegamento serie dei moduli

Si vede come venga realizzata la serie dei moduli ottimizzando al massimo la lunghezza del cavo in dotazione ai pannelli. Durante i cablaggi, è necessario che all’interno del connettore non entri umidità o gocce d’acqua che potrebbero danneggiare il sistema elettrico creando dispersioni verso terra.

Inoltre, l’operatore deve assicurarsi che i cosiddetti maschio e femmina dei connettori autocrimpanti vengano inseriti correttamente in modo tale che la guarnizione presente alla base del connettore maschio faccia aderenza su quello corrisposto e non permetta l’ingresso di umidità o acqua.

In questo impianto fotovoltaico, vista la tecnologia bifacciale, è necessario prestare attenzione alla disposizione dei cavi di stringa sul retro dei pannelli. Infatti, è consigliabile far correre i cavi lungo le cornici dei pannelli oppure nella fascia di mezzera “non fotovoltaica” del modulo per non creare ombreggiamenti concentrati e ottimizzare il fattore di bifaccialità.

Inoltre, per evitare sovratensioni indotte da origine atmosferiche, come i fulmini, è importante evitare ampie maglie con i cavi di stringa: quindi durante i cablaggi, il polo positivo e negativo delle stringhe dovrebbero correre lungo il campo il più vicino possibile.

V.5.1 L’organizzazione della stringatura

La stringatura del campo fotovoltaico avviene secondo i criteri di accoppiamento dell’inverter a cui fa riferimento (vedere paragrafo V.4).

È necessario prendere le specifiche di tensione e corrente in ingresso degli inverter scelti e fare in modo che le dimensioni della stringa siano compatibili con i limiti elettrici dell’inverter e dei cavi utilizzati.

I valori da tenere in considerazione per il corretto dimensionamento sono i seguenti:

- Corrente massima in ingresso per MPPT dell'inverter;
- Tensione massima di ingresso;
- Tensione di avvio dell'ottimizzatore di massima potenza;
- Range operativo di funzionamento dell'ingresso;
- Massima corrente di cortocircuito in ingresso per MPPT.

Per questi inverter, se la corrente massima in ingresso fornita dai pannelli fosse maggiore di quella nominale a causa di un elevato irraggiamento, il convertitore limiterebbe il valore di corrente al valore massimo in ingresso senza causarne danni. Questo è valido finché non si supera la massima corrente di cortocircuito in ingresso.

Per quanto riguarda le tensioni, il MPPT può ricercare il punto di massima potenza all'interno del range di tensioni indicate nella scheda tecnica del prodotto. È necessario avere in serie un numero di pannelli tali che forniscano una tensione maggiore della tensione di avvio del convertitore DC/DC posto all'interno dell'inverter. Il datasheet fornisce come indicazione anche un valore di tensione nominale come riferimento per un corretto dimensionamento della stringa.

Sotto vengono riportate le tabelle con i valori di corrente e tensione delle stringhe del campo fotovoltaico progettato:

Tabella 21: Tabelle della suddivisione dei moduli agli inverter

INVERTER 1	SUN2000-215KTL-H0						
	N° stringhe	Moduli / stringa	Potenza CC massima	Tensione di avvio [V]	Tensione FV normale [V]	Tensione DC massima @-10°C, 1000W/m2	Corrente DC massima
MPPT 1	1	32	20,96 kWp	550	1219,20 V	1578,02 V	17,20 A
MPPT 2	1	31	20,31 kWp	550	1181,10 V	1528,71 V	17,20 A
MPPT 3	2	28	36,68 kWp	550	1066,80 V	1380,77 V	34,40 A
MPPT 4	2	28	36,68 kWp	550	1066,80 V	1380,77 V	34,40 A
MPPT 5	1	28	18,34 kWp	550	1066,80 V	1380,77 V	17,20 A
MPPT 6	1	28	18,34 kWp	550	1066,80 V	1380,77 V	17,20 A
MPPT 7	1	28	18,34 kWp	550	1066,80 V	1380,77 V	17,20 A
MPPT 8	1	28	18,34 kWp	550	1066,80 V	1380,77 V	17,20 A
MPPT 9	1	28	18,34 kWp	550	1066,80 V	1380,77 V	17,20 A
INVERTER		P totale	206,33 kWp	550 V	1080 V	1500 V	30 A

INVERTER 2		SUN2000-185KTL-H1					
	N° stringhe	Moduli / stringa	Potenza CC massima	Tensione di avvio [V]	Tensione FV normale [V]	Tensione DC massima @-10°C, 1000W/m2	Corrente DC massima
MPPT 1	1	32	20,96 kWp	550	1219,20 V	1578,02 V	17,20 A
MPPT 2	1	31	20,31 kWp	550	1181,10 V	1528,71 V	17,20 A
MPPT 3	1	31	20,31 kWp	550	1181,10 V	1528,71 V	17,20 A
MPPT 4	1	31	20,31 kWp	550	1181,10 V	1528,71 V	17,20 A
MPPT 5	1	31	20,31 kWp	550	1181,10 V	1528,71 V	17,20 A
MPPT 6	1	31	20,31 kWp	550	1181,10 V	1528,71 V	17,20 A
MPPT 7	1	28	18,34 kWp	550	1066,80 V	1380,77 V	17,20 A
MPPT 8	1	28	18,34 kWp	550	1066,80 V	1380,77 V	17,20 A
MPPT 9	1	28	18,34 kWp	550	1066,80 V	1380,77 V	17,20 A
INVERTER		P totale	177,51 kWp	550 V	1080 V	1500 V	30 A

INVERTER 3		SUN2000-185KTL-H1					
	N° stringhe	Moduli / stringa	Potenza CC massima	Tensione di avvio [V]	Tensione FV normale [V]	Tensione DC massima @-10°C, 1000W/m2	Corrente DC massima
MPPT 1	1	28	18,34 kWp	550	1066,80 V	1380,77 V	17,20 A
MPPT 2	1	28	18,34 kWp	550	1066,80 V	1380,77 V	17,20 A
MPPT 3	1	28	18,34 kWp	550	1066,80 V	1380,77 V	17,20 A
MPPT 4	1	28	18,34 kWp	550	1066,80 V	1380,77 V	17,20 A
MPPT 5	1	28	18,34 kWp	550	1066,80 V	1380,77 V	17,20 A
MPPT 6	1	28	18,34 kWp	550	1066,80 V	1380,77 V	17,20 A
MPPT 7	1	28	18,34 kWp	550	1066,80 V	1380,77 V	17,20 A
MPPT 8	1	28	18,34 kWp	550	1066,80 V	1380,77 V	17,20 A
MPPT 9	1	28	18,34 kWp	550	1066,80 V	1380,77 V	17,20 A
INVERTER		P totale	165,06 kWp	550 V	1080 V	1500 V	30 A

INVERTER 4		SUN2000-185KTL-H1					
	N° stringhe	Moduli / stringa	Potenza CC massima	Tensione di avvio [V]	Tensione FV normale [V]	Tensione DC massima @-10°C, 1000W/m2	Corrente DC massima
MPPT 1	1	28	18,34 kWp	550	1066,80 V	1380,77 V	17,20 A
MPPT 2	1	28	18,34 kWp	550	1066,80 V	1380,77 V	17,20 A
MPPT 3	1	28	18,34 kWp	550	1066,80 V	1380,77 V	17,20 A
MPPT 4	1	28	18,34 kWp	550	1066,80 V	1380,77 V	17,20 A
MPPT 5	1	28	18,34 kWp	550	1066,80 V	1380,77 V	17,20 A
MPPT 6	1	32	20,96 kWp	550	1219,20 V	1578,02 V	17,20 A
MPPT 7	1	28	18,34 kWp	550	1066,80 V	1380,77 V	17,20 A
MPPT 8	1	28	18,34 kWp	550	1066,80 V	1380,77 V	17,20 A
MPPT 9	1	31	20,31 kWp	550	1181,10 V	1528,71 V	17,20 A
INVERTER		P totale	169,65 kWp	550 V	1080 V	1500 V	30 A

INVERTER 5		SUN2000-185KTL-H1					
	N° stringhe	Moduli / stringa	Potenza CC massima	Tensione di avvio [V]	Tensione FV normale [V]	Tensione DC massima @-10°C, 1000W/m2	Corrente DC massima
MPPT 1	1	31	20,31 kWp	550	1181,10 V	1528,71 V	17,20 A
MPPT 2	1	31	20,31 kWp	550	1181,10 V	1528,71 V	17,20 A
MPPT 3	1	31	20,31 kWp	550	1181,10 V	1528,71 V	17,20 A
MPPT 4	1	31	20,31 kWp	550	1181,10 V	1528,71 V	17,20 A
MPPT 5	1	32	20,96 kWp	550	1219,20 V	1578,02 V	17,20 A
MPPT 6	1	31	20,31 kWp	550	1181,10 V	1528,71 V	17,20 A
MPPT 7	1	31	20,31 kWp	550	1181,10 V	1528,71 V	17,20 A
MPPT 8	1	31	20,31 kWp	550	1181,10 V	1528,71 V	17,20 A
MPPT 9	1	32	20,96 kWp	550	1219,20 V	1578,02 V	17,20 A
INVERTER		P totale	184,06 kWp	550 V	1080 V	1500 V	30 A

La tensione massima sopportabile dagli inverter in ingresso è pari a 1500V. Nella colonna denominata “tensione DC massima” è il valore di tensione a circuito aperto della stringa fotovoltaica in seguito alla correzione per temperatura e irradianza. L’idea è di mettersi nelle condizioni peggiori per effettuare un buon dimensionamento.

Si noti che, alcuni valori di tensione, sono superiori ai 1500V ammessi dagli inverter ma, si ritengono accettabili dal momento che la temperatura a cui avviene il calcolo è di -10°C (molto bassa) e l'apertura della stringa in ingresso all'inverter succede molto raramente.

Nell'inverter 1, si nota che nell'MPPT3 e nell'MPPT4 la corrente in ingresso al singolo ottimizzatore è superiore alla corrente nominale in ingresso pari a 30A. Questo è accettabile a patto che non venga superata la massima corrente di cortocircuito in ingresso all'inverter vincolata a 40° (par. V.4: Tabella 16: Dati elettrici inverter).

Qualora per questioni di ombreggiamento la corrente in ingresso superasse i 30A nominali, essa verrebbe limitata dal convertitore al valore limite.

Come sottolineato nella spiegazione teorica sul funzionamento del sistema fotovoltaico, siccome il numero di MPPT è pari a 9, è opportuno collegare in serie i moduli aventi caratteristiche di installazione simili.

Per esempio, se una zona è ombreggiata, è conveniente collegare in serie i moduli che appartengono alla stessa "tipologia" di ombra. Se la serie non fosse sufficiente, sarebbe possibile effettuare il parallelo in campo oppure utilizzare il secondo ingresso in dotazione all'inverter afferente allo stesso MPPT.

Inoltre, il parallelo di stringhe con comportamento di ombreggiamento simile vanno collegate allo stesso MPP in modo tale che solo una frazione dell'inverter resti penalizzata dalla produzione. In questo modo, gli altri ottimizzatori potranno lavorare a pieno regime e ottimizzare la produzione fotovoltaica.

Nel caso di vele ad inseguimento monoassiale, la stringatura viene effettuata per vele. In altri termini, i moduli fotovoltaici installati su una vela saranno tendenzialmente collegati in serie. È opportuno non collegare in serie moduli appartenenti a due vele distinte perché a causa del movimento indipendente, l'eventuale differenza di inclinazione potrebbe causare perdita di rendimento su una porzione di stringa compromettendone l'intero collegamento. Solo in caso in cui la vela sia molto corta, vengono effettuati collegamenti serie ad un'altra vela ma, si avrà l'accortezza di rendere i movimenti delle due controllate allo stesso modo per evitare di avere fenomeni di mismatch.

Al termine del documento viene riportata la planimetria rappresentante la stringatura.

V.6 La posa dei cavi: le canaline grigliate e i tubi corrugati

I cavi di stringa vengono alloggiati in canaline grigliate poste al di sotto dell'albero rotante delle strutture fotovoltaiche mentre i cavi di potenza degli inverter vengono posati interrati in tubi corrugati protettivi.

Le canaline grigliate per i cavi di stringa sono costituite da acciaio saldato e zincate a caldo. Al di sopra viene posizionato un coperchio. La griglia permette l'entrata e l'uscita dei cavi in modo agevole e in qualsiasi punto lungo la sua lunghezza. Inoltre, permette una buona ventilazione per la dissipazione del calore dei cavi. La canalina utilizzata è rappresentata sotto nella foto:

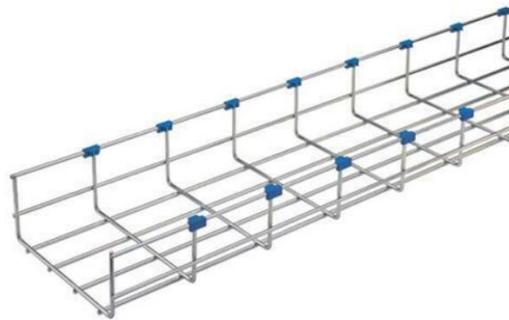


Figura 80: Canalina grigliata

La posa dei cavi interrati avviene all'interno di tubi corrugati in PVC appositamente progettati per la posa interrata di cavidotti. A seconda della quantità e della sezione dei cavi da posare all'interno, è necessario scegliere la sezione opportuna del corrugato. Le dimensioni interne dei tubi di protezione, dopo la posa interna dei cavidotti, devono permetterne la "sfilabilità" degli stessi (rif. norma CEI 64-8).

Il diametro interno dei tubi circolari protettivi deve essere almeno 1,3 volte il diametro esterno circoscritto al fascio di cavi posati internamente.

La guida 64-100/2 invece, richiede un diametro interno pari a 1,5 volte il diametro esterno circoscritto.

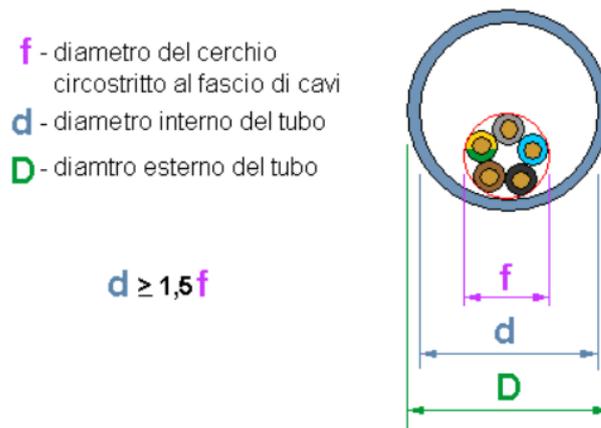


Figura 81: Riempimento del tubo corrugato

Il dimensionamento dei tubi corrugati posati deve essere effettuato nel seguente modo:

- Stabilire il numero di cavi da posare internamente;
- Determinare il diametro esterno di ogni cavo;
- Definire il diametro medio del cerchio circoscritto che compone il fascio di cavi;
- Moltiplicare per 1,5 volte il diametro trovato e scegliere un corrugato di diametro interno non inferiore al valore trovato.

Un corretto dimensionamento del corrugato facilita la dissipazione del calore prodotto dai cavi diminuendone il deperimento degli stessi.

I tubi corrugati, seguono un codice colore apposito.

Nel caso della distribuzione dell'energia elettrica il colore definito è il grigio.



Figura 82: Tubo corrugato

Ogni inverter in questo caso, possiede il suo corrugato dedicato alla posa dei propri cavi.

I cavi di potenza degli inverter hanno una sezione per la fase pari a 185mm^2 (vedere dimensionamento cavi di potenza par. V.9).

I cavi unipolari di fase vengono posati a trifoglio.



Figura 83: Posa a trifoglio dei cavi

La disposizione a trifoglio permette di rendere i mutui accoppiamenti tra le fasi simmetrici. Nel caso di una posa in piano invece, le mutue induttanze tra le fasi risultano diverse e quindi il comportamento magnetico dei cavi non è equilibrato. Purtroppo, nella realtà, durante la posa di cavi unipolari, si rende difficile mantenere i cavi in posa a trifoglio. Per questo si procede alla legatura degli stessi a passo di qualche metro.

Il diametro circoscritto medio equivalente dei cavi è conservativamente calcolato pari a:

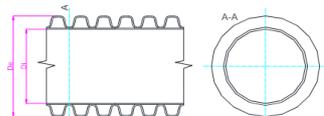
$$D_{eq} = 2 \cdot D_{fase} = 2 \cdot 22,6 = 45,2mm \quad (52)$$

Quindi il diametro interno del corrugato dovrà avere un valore di:

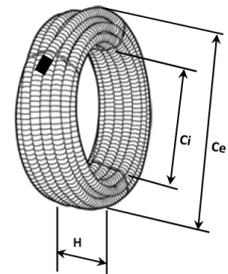
$$D_{interno\ corrugato} = 1,5 \cdot D_{eq} = 2 \cdot 45,2 = 90,4mm \quad (53)$$

In base ai calcoli appena fatti, il corrugato scelto avrà un diametro esterno pari a 125mm e un diametro interno pari a 106mm. In questo modo si rispetta la norma riguardante i cavi caricati e si ha lo spazio per il conduttore di terra.

Caratteristiche geometriche:
 Dimensions:
 Dimensions:



DN/OD	Diametro est. medio (1) mean outside dia. Diam. extérieur		Diametro int. Medio mean inside dia. Diam. intérieur		lunghe. rotoli Coil length (m) Longueur cour. (m)	Dimensioni rotolo (cm) Coil dimensions (cm) dim. des couronnes (cm)			Note Remarks Notes
	min	max	reale/act.	min. std.	Ce	Ci	H		
40	40,0	40,8	31	> 30	50 ± 1%	65	35	36	a
50	50,0	51,0	40	> 37	50 ± 1%	76	36	42	ac
63	63,0	64,2	51	> 47	50 ± 1%	103	43	31	ac
75	75,0	76,4	61	> 56	50 ± 1%	103	35	37	a
90	90,0	91,7	75	>> 67	50 ± 1%	118	36	40	a
110	110,0	112,0	96	>> 82	50 ± 1%	124	43	52	a
125	125,0	127,3	106	>> 94	50 ± 1%	145	58	52	abc
140	140,0	142,6	122	>> 106	50 ± 1%	160	60	56	a
160	160,0	162,9	139	>> 120	50 ± 1%	170	54	52	abc
200	200,0	203,6	180	>> 150	25 ± 1%	170	45	70	a



(1) Valori preferenziali secondo EN 61386-24 / Preferred values according to EN 61386-24 / Valeurs préférentielles selon EN 61386-24
 (a) Certificato IMQ / IMQ certified / Certifié par IMQ
 (b) Per cod. 2102: Caratteristiche meccaniche conformi alla Specifica ENEL DS 4247-1999 / Code 2102: Mechanical properties in keeping with spec. ENEL DS4247-1999
 (c) Per cod. 2104 interno blu: Conforme alla Specifica TELECOM n. 671 rev. 0 / Code 2104 with inner blue layer: in keeping with T.S. TELECOM No. 671 rev. 0

Figura 84: Tipologie dei tubi corrugati

Quindi il rapporto:

$$\frac{D_{\text{interno corrugato}}}{D_{eq}} = \frac{106}{45,2} = 2,35$$

(54)

La norma è rispettata!

La posa dei corrugati interrati viene eseguita a seguito dello scavo grazie all'ausilio di un escavatore. La profondità di posa solitamente, essendo in un campo viene impostata a 0,8-1m.

Nella sede dello scavo, viene gettato uno strato (o letto) di sabbia fine in modo da evitare lo sfregamento diretto tra il corrugato e il terreno.

Successivamente, viene posato il tubo, gettata altra sabbia a formare un altro strato con la stesura di un nastro segnaletico di colore rosso come avvertimento per la presenza di cavi elettrici in tensione. La funzione di quest'ultimo, permette ad eventuali lavorazioni del terreno successive, di avvertire gli operatori che, al di sotto è presente un tubo con all'interno cavi elettrici.



Figura 85: Nastro di avvertimento cavidotti interrati

Il tutto viene poi ricoperto con la terra e ricompattato.

In alcuni punti strategici del campo, vengono interrati anche pozzetti di ispezione in cui afferiscono i corrugati. Questi, facilitano le pose, gli eventuali sfilii dei cavi ed hanno anche lo scopo di ispezionare facilmente tratti di tubazioni elettriche.



Figura 86: Pozzetto in cemento prefabbricato

V.7 I cavi solari

I collegamenti tra i moduli e gli inverter, viene effettuata utilizzando i cavi solari con sigla H1Z2Z2-K.

Questa tipologia di cavi possiede caratteristiche tali per poter essere installati in ambienti interni ed esterni anche bagnati e sono progettati per resistere ai raggi UV in modo continuativo. Garantiscono un funzionamento ottimale per almeno 25 anni (compatibile con il tempo di vita di un impianto fotovoltaico) in normali condizioni d'utilizzo.

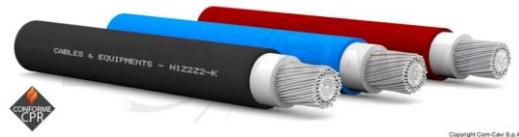


Figura 87: Cavi solari

Caratteristiche costruttive:

- Conduttore: rame stagnato ricotto;
- Isolante: elastomerico reticolato non tossico di qualità Z2;
- Colore: naturale;
- Guaina esterna: elastomero reticolato non tossico di qualità Z2;
- Colore: Nero RAL 9005 (polo negativo) – Rosso RAL 3013 (polo positivo);
- Classe di reazione al fuoco: Cca-s1b, d1, a1;
- Zero alogeni;
- Non propagante la fiamma;
- Resistente ai raggi UV.

Caratteristiche funzionali:

- Tensione nominale U_0/U : 1/1 kVac, 1,5/1,5 kVdc;
- Tensione massima U_m : 1,2kVac, 1,8kVdc;
- Tensione di prova: 6,5kVac, 15kVdc;
- Massima temperatura di esercizio: 90°C;
- Temperatura minima di posa: -25°C;
- Temperatura massima di cortocircuito: 250°C;
- Raggio minimo di curvatura: 6 volte il diametro del cavo.

Tabella delle caratteristiche meccaniche ed elettriche di un cavo solare:

Tabella 22: Caratteristiche cavi solari

Formazione Size	Ø esterno medio Medium Ø outer	Peso medio cavo Medium Weight	Resistenza elettrica Electrical Resistance max a 20°C	Portata di corrente / Current rating		
				Cavo singolo libero in aria	Cavo singolo su unica superficie	Due cavi caricati che si toccano su una superficie
n° x mm ²	mm	kg/km	Ω/km	A	A	A
1 x 1,5	4,7	34	13,3	30	29	24
1 x 2,5	5,2	47	7,98	41	39	33
1 x 4	5,8	58	4,95	55	52	44
1 x 6	6,5	80	3,3	70	67	57
1 x 10	7,9	127	1,91	98	93	79
1 x 16	8,8	180	1,21	132	125	107
1 x 25	10,6	270	0,78	176	167	142
1 x 35	12,0	360	0,554	218	207	176
1 x 50	14,1	515	0,386	276	262	221
1 x 70	15,9	720	0,272	347	330	278
1 x 95	17,7	915	0,206	416	395	333
1 x 120	19,8	1160	0,161	488	464	390
1 x 150	21,7	1460	0,129	566	538	453
1 x 185	24,1	1780	0,106	644	612	515
1 x 240	26,7	2400	0,0801	775	736	620

Temperatura ambientale 60° C - Temperatura max conduttore: 120°C
Ambient temperature 60 ° C - Max conductor temperature: 120 ° C

Nota: Il periodo di uso previsto ad una temperatura massima del conduttore di 120°C e ad una massima temperatura ambientale di 90°C e limitato a 20.000h

V.8 Criteri di dimensionamento dei cavi DC

Per dimensionare correttamente una conduttura, è necessario verificare se la portata del cavo scelto è adeguata alla corrente di impiego e verificare che la caduta di tensione non sia maggiore di una certa soglia. La prima verifica è chiamata “criterio termico” mentre la seconda “criterio elettrico”.

Criterio termico:

In questo caso è richiesta la verifica della seguente disuguaglianza:

$$I_b \leq I_z$$

(55)

Con:

- I_b : corrente di impiego del circuito;
- I_z : portata del cavo dipendente dalle condizioni ambiente e di posa.

Nel caso del fotovoltaico:

$$I_b = 1,25 \cdot m \cdot I_{sc}$$

(56)

- I_{sc} : corrente di corto circuito del modulo fotovoltaico;
- 1,25: è un fattore che tiene conto di un'irradianza superiore a 1000W/m^2 ;
- m : è il numero di stringhe del sottocampo poste in parallelo: nei calcoli di questo elaborato sarà posto pari ad 1 poiché non vengono collegate in parallelo stringhe in campo.

$$I_z = k \cdot I_0$$

(57)

- k : fattore equivalente che tiene conto delle condizioni ambiente e delle modalità di posa: Tabelle CEI UNEL 35026;
- I_0 : portata del conduttore indicata dalla norma dei cavi solari in aria libera. (Tabella 22)

In questo progetto, le stringhe vengono posate in canaline grigliate poste al di sotto dell'albero rotante delle vele.

Dunque, il fattore k nel caso di posa su passerella perforata è composto da:

$$k = k_1 \cdot k_2$$

(58)

Dove:

- k_1 : fattore di correzione per temperature ambiente diverse da 60°C .
La peculiarità dei cavi solari è che le tabelle indicano la portata nominale del cavo a temperature maggiori rispetto a quelle dei cavi comuni vista la loro caratteristica di dover resistere all'esposizione dei raggi UV e alle alte temperature presenti al di sotto dei moduli;
- k_2 : fattore di correzione per gruppi di circuiti installati sullo stesso strato.

Le 3 sezioni a cui si fa riferimento solitamente per il dimensionamento dei cavi di stringa sono il 4mm^2 , il 6mm^2 e il 10mm^2 .

Solitamente, a livello di stringa, viene posta molta attenzione al criterio elettrico rispetto al criterio termico. Questo perché, le correnti di stringa in gioco generate dai pannelli sono relativamente basse e dell'ordine dei 10-20A.

Nella Tabella 23, vengono riportati i risultati del criterio termico per il dimensionamento delle sezioni opportune del cavo solare. Le sezioni indicate, sono quelle a seguito dei ragionamenti sul contenimento della caduta di tensione spiegati successivamente nel paragrafo.

I valori dei fattori correttivi utilizzati per il dimensionamento sono:

- $k_1 = 0,92$ -> si assume che la massima temperatura raggiungibile dai cavi posti all'ombra dei moduli, oppure in alcune zone alla radiazione diretta del Sole non superi i 70°C .
- $k_2 = 0,72$ -> il numero di circuiti massimo sullo stesso strato in cui un cavo di stringa può trovarsi a contatto è pari a 9. Di conseguenza il fattore di riduzione in questione avrà il valore indicato.

Tabella 23: Dimensionamento cavi DC

Stringa	Sezione	Portata (I ₀ @60°C) [A]	k1	k2	k=k1*k2	I _z [A]	I _b @Nom [A]	I _b @+20% [A]	I _b <I _z
ST1.1.1	10	98	0,92	0,72	0,66	64,92	23,04	27,65	Ok
ST1.2.1	6	70	0,92	0,72	0,66	46,37	23,04	27,65	Ok
ST1.3.1	6	70	0,92	0,72	0,66	46,37	23,04	27,65	Ok
ST1.3.2	6	70	0,92	0,72	0,66	46,37	23,04	27,65	Ok
ST1.4.1	6	70	0,92	0,72	0,66	46,37	23,04	27,65	Ok
ST1.4.2	6	70	0,92	0,72	0,66	46,37	23,04	27,65	Ok
ST1.5.1	6	70	0,92	0,72	0,66	46,37	23,04	27,65	Ok
ST1.6.1	6	70	0,92	0,72	0,66	46,37	23,04	27,65	Ok
ST1.7.1	6	70	0,92	0,72	0,66	46,37	23,04	27,65	Ok
ST1.8.1	6	70	0,92	0,72	0,66	46,37	23,04	27,65	Ok
ST1.9.1	10	98	0,92	0,72	0,66	64,92	23,04	27,65	Ok
ST2.1.1	10	98	0,92	0,72	0,66	64,92	23,04	27,65	Ok
ST2.2.1	10	98	0,92	0,72	0,66	64,92	23,04	27,65	Ok
ST2.3.1	6	70	0,92	0,72	0,66	46,37	23,04	27,65	Ok
ST2.4.1	6	70	0,92	0,72	0,66	46,37	23,04	27,65	Ok
ST2.5.1	6	70	0,92	0,72	0,66	46,37	23,04	27,65	Ok
ST2.6.1	6	70	0,92	0,72	0,66	46,37	23,04	27,65	Ok
ST2.7.1	6	70	0,92	0,72	0,66	46,37	23,04	27,65	Ok
ST2.8.1	10	98	0,92	0,72	0,66	64,92	23,04	27,65	Ok
ST2.9.1	10	98	0,92	0,72	0,66	64,92	23,04	27,65	Ok
ST3.1.1	6	70	0,92	0,72	0,66	46,37	23,04	27,65	Ok
ST3.2.1	6	70	0,92	0,72	0,66	46,37	23,04	27,65	Ok
ST3.3.1	10	98	0,92	0,72	0,66	64,92	23,04	27,65	Ok
ST3.4.1	6	70	0,92	0,72	0,66	46,37	23,04	27,65	Ok
ST3.5.1	6	70	0,92	0,72	0,66	46,37	23,04	27,65	Ok
ST3.6.1	10	98	0,92	0,72	0,66	64,92	23,04	27,65	Ok
ST3.7.1	6	70	0,92	0,72	0,66	46,37	23,04	27,65	Ok
ST3.8.1	10	98	0,92	0,72	0,66	64,92	23,04	27,65	Ok
ST3.9.1	10	98	0,92	0,72	0,66	64,92	23,04	27,65	Ok
ST4.1.1	6	70	0,92	0,72	0,66	46,37	23,04	27,65	Ok
ST4.2.1	6	70	0,92	0,72	0,66	46,37	23,04	27,65	Ok
ST4.3.1	10	98	0,92	0,72	0,66	64,92	23,04	27,65	Ok
ST4.4.1	6	70	0,92	0,72	0,66	46,37	23,04	27,65	Ok
ST4.5.1	6	70	0,92	0,72	0,66	46,37	23,04	27,65	Ok
ST4.6.1	6	70	0,92	0,72	0,66	46,37	23,04	27,65	Ok
ST4.7.1	6	70	0,92	0,72	0,66	46,37	23,04	27,65	Ok
ST4.8.1	6	70	0,92	0,72	0,66	46,37	23,04	27,65	Ok
ST4.9.1	6	70	0,92	0,72	0,66	46,37	23,04	27,65	Ok
ST5.1.1	6	70	0,92	0,72	0,66	46,37	23,04	27,65	Ok
ST5.2.1	6	70	0,92	0,72	0,66	46,37	23,04	27,65	Ok
ST5.3.1	6	70	0,92	0,72	0,66	46,37	23,04	27,65	Ok
ST5.4.1	6	70	0,92	0,72	0,66	46,37	23,04	27,65	Ok
ST5.5.1	6	70	0,92	0,72	0,66	46,37	23,04	27,65	Ok
ST5.6.1	6	70	0,92	0,72	0,66	46,37	23,04	27,65	Ok
ST5.7.1	6	70	0,92	0,72	0,66	46,37	23,04	27,65	Ok
ST5.8.1	6	70	0,92	0,72	0,66	46,37	23,04	27,65	Ok
ST5.9.1	6	70	0,92	0,72	0,66	46,37	23,04	27,65	Ok

Nella Tabella 23, le sezioni utilizzate per calcolare la portata del cavo sono state scelte in base al calcolo della caduta di tensione (rif. Tabella 24: Calcolo cadute di tensione sulle stringhe). La portata indicata da norma viene moltiplicata per i fattori correttivi. La corrente di impiego I_b , viene moltiplicata per 1,25 per tenere in considerazione il fatto che ci possa essere un'irradianza superiore ai 1000W/m². Inoltre, si effettua la verifica della portata considerando

anche l'incremento del 20% indicato dal datasheet del modulo dovuto al guadagno della bifaccialità.

In tutti i casi, il valore di portata del cavo è soddisfatto. Si è dimostrato come, per queste sezioni, il criterio maggiormente vincolante è la caduta di tensione dovuta alle elevate distanze.

La formula per calcolare la caduta di tensione è:

$$cdt_{\%} = \frac{2 \cdot \rho \cdot I_{MPP}}{U_{MPP}} \cdot L \cdot 100 \quad (59)$$

con $L = L_+ + L_-$.

In realtà, per un dimensionamento più accurato, viene calcolata la caduta di tensione utilizzando:

- $U_{MPP_{min}}$ con $I_{MPP_{max}}$;
- U_{MPP} con I_{MPP} in condizioni STC.

$$U_{MPP_{min}} = N_{mod. \ serie} \cdot U_{MPP} \cdot \left(1 - \frac{\alpha \cdot (25 - T)}{100}\right) \text{ con } T=70^{\circ}\text{C} \quad (60)$$

$$I_{MPP_{max}} = 1,25 \cdot I_{MPP} \cdot \left(1 - \frac{\beta \cdot (25 - T)}{100}\right) \text{ con } T=70^{\circ}\text{C} \quad (61)$$

$$U_{MPP_{stringa}} = N_{mod. \ serie} \cdot U_{MPP} \quad (62)$$

Il coefficiente 1,25 serve per tenere conto di un'irradianza superiore a $1000\text{W}/\text{m}^2$.

Per il calcolo della caduta di tensione, viene utilizzata la corrente nominale del modulo senza ulteriore incremento dovuto alla bifaccialità.

Dai calcoli effettuati sul foglio Excel le cui tabelle sono riportate sotto (Tabella 24), indicano i valori di caduta di tensione per tre sezioni di cavo (4mm^2 , 6mm^2 , 10mm^2).

L'obiettivo è di avere un valore di caduta di tensione percentuale almeno sotto l'1,5% in modo tale da ripartire la restante differenza di caduta di tensione percentuale sui cavi dall'inverter al

quadro di parallelo fotovoltaico in cabina per arrivare al 3% complessivo. Dunque, in base alla lunghezza della stringa viene scelta la sezione opportuna.

Minore è la caduta di tensione percentuale e maggiore sarà il rendimento dell'impianto fotovoltaico.

NB: La lunghezza di stringa in fase progettuale, viene misurata tramite la planimetria in scala sul software di Autocad. La misura avviene sovrapponendo le polilinee al passaggio reale dei cavi effettivi. Al valore trovato, viene aggiunto un 10% per tenere conto della posa reale che richiede maggiore ricchezza dei cavi di collegamento.

Sotto, vengono indicate la caduta di tensione percentuale nelle condizioni peggiori per le 3 sezioni di cavo adeguate. La scelta della sezione opportuna a causa della caduta di tensione riporta la cella colorata in verde.

Successivamente, per ogni inverter viene calcolata la caduta di tensione percentuale media nelle due condizioni, in base alla scelta di sezione effettuata.

Tabella 24: Calcolo cadute di tensione sulle stringhe

Inverter	MPPT	Ingresso	Nome	#moduli/stringa	L+ [m]	L- [m]	Ltot [m]	Umpp min	Umpp stringa	Δu% con cavo 4 mm ²		Δu% con cavo 6 mm ²		Δu% con cavo 10 mm ²		Sezione [mm ²]
										(Umpp _{min} , Impp _{max})	(Umpp, Impp)	(Umpp _{min} , Impp _{max})	(Umpp, Impp)	(Umpp _{min} , Impp _{max})	(Umpp, Impp)	
Inverter 1	1	1	ST1.1.1	32	120	140	286.0	1076.55	1219.20	2.973	2.054	1.980	1.368	1.139	0.787	10
	2	1	ST1.2.1	31	75	35	121.0	1042.91	1181.10	1.298	0.897	0.865	0.597	0.497	0.344	6
	3	1	ST1.3.1	28	80	40	132.0	941.98	1066.80	1.568	1.083	1.044	0.721	0.601	0.415	6
		2	ST1.3.2	28	75	35	121.0	941.98	1066.80	1.437	0.993	0.957	0.661	0.551	0.380	6
	4	1	ST1.4.1	28	45	5	55.0	941.98	1066.80	0.653	0.451	0.435	0.301	0.250	0.173	6
		2	ST1.4.2	28	60	20	88.0	941.98	1066.80	1.045	0.722	0.696	0.481	0.400	0.277	6
	5	1	ST1.5.1	28	110	75	203.5	941.98	1066.80	2.417	1.670	1.610	1.112	0.926	0.640	6
	6	1	ST1.6.1	28	45	85	143.0	941.98	1066.80	1.699	1.174	1.131	0.782	0.651	0.450	6
	7	1	ST1.7.1	28	100	60	176.0	941.98	1066.80	2.091	1.444	1.392	0.962	0.801	0.553	6
8	1	ST1.8.1	28	90	50	154.0	941.98	1066.80	1.829	1.264	1.218	0.842	0.701	0.484	6	
9	1	ST1.9.1	28	130	90	242.0	941.98	1066.80	2.875	1.986	1.915	1.323	1.101	0.761	10	

		(Umpp _{min} , Impp _{max})	(Umpp, Impp)
Valori medi		1,054	0,728

Inverter	MPPT	Ingresso	Nome	#moduli/stringa	L+ [m]	L- [m]	Ltot [m]	Umpp min	Umpp stringa	Δu% con cavo 4 mm ²		Δu% con cavo 6 mm ²		Δu% con cavo 10 mm ²		Sezione [mm ²]
										(Umpp _{min} , Impp _{max})	(Umpp, Impp)	(Umpp _{min} , Impp _{max})	(Umpp, Impp)	(Umpp _{min} , Impp _{max})	(Umpp, Impp)	
Inverter 2	1	1	ST2.1.1	32	135	135	297.0	1076.55	1219.20	3.087	2.133	2.056	1.420	1.183	0.817	10
	2	1	ST2.2.1	32	140	130	297.0	1076.55	1219.20	3.087	2.133	2.056	1.420	1.183	0.817	10
	3	1	ST2.3.1	31	50	5	60.5	1042.91	1181.10	0.649	0.448	0.432	0.299	0.249	0.172	6
	4	1	ST2.4.1	31	95	55	165.0	1042.91	1181.10	1.770	1.223	1.179	0.815	0.678	0.469	6
	5	1	ST2.5.1	31	70	30	110.0	1042.91	1181.10	1.180	0.815	0.786	0.543	0.452	0.312	6
	6	1	ST2.6.1	31	115	70	203.5	1042.91	1181.10	2.183	1.508	1.454	1.005	0.836	0.578	6
	7	1	ST2.7.1	28	75	45	132.0	941.98	1066.80	1.568	1.083	1.044	0.721	0.601	0.415	6
	8	1	ST2.8.1	28	120	75	214.5	941.98	1066.80	2.548	1.760	1.697	1.172	0.976	0.674	10
	9	1	ST2.9.1	28	155	120	302.5	941.98	1066.80	3.593	2.482	2.393	1.653	1.377	0.951	10

		(Umpp _{min} , Impp _{max})	(Umpp, Impp)
Valori medi		1,068	0,738

Inverter	MPPT	Ingresso	Nome	#moduli/s tringa	L+ [m]	L- [m]	Ltot [m]	Umpp min	Umpp stringa	Δu% con cavo 4 mm ²		Δu% con cavo 6 mm ²		Δu% con cavo 10 mm ²		Sezione [mm ²]
										(Umpp _{min} , Impp _{max})	(Umpp, Impp)	(Umpp _{min} , Impp _{max})	(Umpp, Impp)	(Umpp _{min} , Impp _{max})	(Umpp, Impp)	
Inverter 3	1	1	ST3.1.1	28	45	5	55.0	941.98	1066.80	0.653	0.451	0.435	0.301	0.250	0.173	6
	2	1	ST3.2.1	28	85	45	143.0	941.98	1066.80	1.699	1.174	1.131	0.782	0.651	0.450	6
	3	1	ST3.3.1	28	125	85	231.0	941.98	1066.80	2.744	1.896	1.828	1.263	1.051	0.726	10
	4	1	ST3.4.1	28	75	35	121.0	941.98	1066.80	1.437	0.993	0.957	0.661	0.551	0.380	6
	5	1	ST3.5.1	28	110	75	203.5	941.98	1066.80	2.417	1.670	1.610	1.112	0.926	0.640	6
	6	1	ST3.6.1	28	150	110	286.0	941.98	1066.80	3.397	2.347	2.263	1.563	1.302	0.899	10
	7	1	ST3.7.1	28	85	50	148.5	941.98	1066.80	1.764	1.219	1.175	0.812	0.676	0.467	6
	8	1	ST3.8.1	28	125	85	231.0	941.98	1066.80	2.744	1.896	1.828	1.263	1.051	0.726	10
	9	1	ST3.9.1	28	160	125	313.5	941.98	1066.80	3.724	2.573	2.480	1.713	1.427	0.986	10

		(Umpp _{min} , Impp _{max})	(Umpp, Impp)
Valori medi		1,127	0,778

Inverter	MPPT	Ingresso	Nome	#moduli/s tringa	L+ [m]	L- [m]	Ltot [m]	Umpp min	Umpp stringa	Δu% con cavo 4 mm ²		Δu% con cavo 6 mm ²		Δu% con cavo 10 mm ²		Sezione [mm ²]
										(Umpp _{min} , Impp _{max})	(Umpp, Impp)	(Umpp _{min} , Impp _{max})	(Umpp, Impp)	(Umpp _{min} , Impp _{max})	(Umpp, Impp)	
Inverter 4	1	1	ST4.1.1	28	50	15	71.5	941.98	1066.80	0.849	0.587	0.566	0.391	0.325	0.225	6
	2	1	ST4.2.1	28	90	50	154.0	941.98	1066.80	1.829	1.264	1.218	0.842	0.701	0.484	6
	3	1	ST4.3.1	28	130	90	242.0	941.98	1066.80	2.875	1.986	1.915	1.323	1.101	0.761	10
	4	1	ST4.4.1	28	45	5	55.0	941.98	1066.80	0.653	0.451	0.435	0.301	0.250	0.173	6
	5	1	ST4.5.1	28	85	45	143.0	941.98	1066.80	1.699	1.174	1.131	0.782	0.651	0.450	6
	6	1	ST4.6.1	32	95	120	236.5	1076.55	1219.20	2.458	1.698	1.637	1.131	0.942	0.651	6
	7	1	ST4.7.1	28	95	55	165.0	941.98	1066.80	1.960	1.354	1.305	0.902	0.751	0.519	6
	8	1	ST4.8.1	28	55	20	82.5	941.98	1066.80	0.980	0.677	0.653	0.451	0.375	0.259	6
	9	1	ST4.9.1	31	70	30	110.0	1042.91	1181.10	1.180	0.815	0.786	0.543	0.452	0.312	6

		(Umpp _{min} , Impp _{max})	(Umpp, Impp)
Valori medi		0,981	0,678

Inverter	MPPT	Ingresso	Nome	#moduli/s tringa	L+ [m]	L- [m]	Ltot [m]	Umpp min	Umpp stringa	Δu% con cavo 4 mm ²		Δu% con cavo 6 mm ²		Δu% con cavo 10 mm ²		Sezione [mm ²]
										(Umpp _{min} , Impp _{max})	(Umpp, Impp)	(Umpp _{min} , Impp _{max})	(Umpp, Impp)	(Umpp _{min} , Impp _{max})	(Umpp, Impp)	
Inverter 5	1	1	ST5.1.1	31	110	70	198.0	1042.91	1181.10	2.124	1.468	1.415	0.977	0.814	0.562	6
	2	1	ST5.2.1	31	65	25	99.0	1042.91	1181.10	1.062	0.734	0.707	0.489	0.407	0.281	6
	3	1	ST5.3.1	31	105	65	187.0	1042.91	1181.10	2.006	1.386	1.336	0.923	0.769	0.531	6
	4	1	ST5.4.1	31	50	5	60.5	1042.91	1181.10	0.649	0.448	0.432	0.299	0.249	0.172	6
	5	1	ST5.5.1	32	70	85	170.5	1076.55	1219.20	1.772	1.224	1.180	0.815	0.679	0.469	6
	6	1	ST5.6.1	31	70	30	110.0	1042.91	1181.10	1.180	0.815	0.786	0.543	0.452	0.312	6
	7	1	ST5.7.1	31	80	40	132.0	1042.91	1181.10	1.416	0.978	0.943	0.652	0.543	0.375	6
	8	1	ST5.8.1	31	85	45	143.0	1042.91	1181.10	1.534	1.060	1.022	0.706	0.588	0.406	6
	9	1	ST5.9.1	32	85	90	192.5	1076.55	1219.20	2.001	1.382	1.333	0.921	0.767	0.530	6

		(Umpp _{min} , Impp _{max})	(Umpp, Impp)
Valori medi		1,017	0,703

V.9 Dimensionamento dei cavi di potenza degli inverter

I cavi dimensionati in questo paragrafo permettono il collegamento tra gli inverter e la cabina fotovoltaica con all'interno il quadro di parallelo di bassa tensione.

Come spiegato nel capitolo relativo ai corrugati, questi cavi vengono posati in tubi a contatto nel terreno. La relazione per il dimensionamento della portata del cavo è:

$$I_b \leq I_z \quad (63)$$

$$I_z = k \cdot I_0 \quad (64)$$

Con:

- I_b : è la corrente di impiego del circuito scelta pari alla massima corrente alternata erogabile dall'inverter: il valore è indicato sul datasheet;
- I_0 : è la portata del conduttore che dipende solamente dalle condizioni di posa;
- I_z : è la portata del cavo dipendente dalle condizioni ambiente e di posa;

Nel caso di posa interrata, il fattore moltiplicativo k si arricchisce di ulteriori due coefficienti rispetto alla posa in aria. Dunque, in formule:

$$k = k_1 \cdot k_2 \cdot k_3 \cdot k_4 \quad (65)$$

Dove:

- k_1 : fattore di correzione per temperature del terreno diverse da 20°C;
- k_2 : fattore di correzione per gruppi di circuiti installati sullo stesso piano o nello stesso corrugato;
- k_3 : fattore di correzione per profondità di posa diversa da 0,8m;
- k_4 : fattore di correzione per resistività termica diversa da $1,5 \frac{K \cdot m}{W}$;

Il cavo di collegamento inverter e cabina fotovoltaica è in alluminio. Secondo la norma CEI UNEL 35026 per i cavi interrati per calcolare la portata di un cavo in alluminio, è sufficiente moltiplicare la portata del conduttore in rame per il fattore 0,78.

Infatti, prendendo ad esempio un cavo di sezione pari a 185mm^2 in rame in posa interrata a 20°C si ha una portata pari a 323A. Moltiplicando per 0,78 si ottiene una portata di 252A nelle stesse condizioni di posa. Questo è anche confermato dal software utilizzato in azienda per il dimensionamento delle condutture.

Viene di seguito calcolata la portata dei cavi di potenza di collegamento degli inverter con la cabina fotovoltaica avendo scelto un cavo di sezione da 185mm^2 :

Tabella 25: Dimensionamento cavi AC

Inverter	Sezione [mm^2]	Portata ($I_{0@20^\circ\text{C}}$) [A]	k_1	k_2	k_3	k_4	$k=k_1*k_2*k_3*k_4$	$I_b \text{ max [A]}$	$I_z \text{ [A]}$	$I_b < I_z$
1	185	252	0.89	1	0.98	1	0.87	155.20	219.74	Ok
2	185	252	0.89	1	0.98	1	0.87	134.90	219.74	Ok
3	185	252	0.89	1	0.98	1	0.87	134.90	219.74	Ok
4	185	252	0.89	1	0.98	1	0.87	134.90	219.74	Ok
5	185	252	0.89	1	0.98	1	0.87	134.90	219.74	Ok

Le assunzioni per il dimensionamento dei cavi sono le seguenti:

- $k_1 = 0,89$ siccome si considera una temperatura del sottosuolo gravosa fino a 35°C ;
- $k_2 = 1$ per considerare 3 cavi caricati a contatto all'interno del corrugato;
- $k_3 = 0,89$ si considera una profondità di posa media pari a 1m;
- $k_4 = 1$ considerando una resistività termica del terreno pari a $1,5 \frac{\text{K}\cdot\text{m}}{\text{W}}$.

La portata del cavo I_0 viene considerata per una posa di un cavo interrato a 20°C .

La determinazione dei coefficienti di riduzione della portata, spesso sono difficili da determinare. Si pensi ad esempio la resistività termica del terreno è di difficile determinazione senza un'analisi approfondita sulle caratteristiche del terreno.

Anche per quanto riguarda la profondità di posa, ad esempio, si può stimare un valore medio siccome nella realtà, è difficile determinare con precisione in ogni situazione la giusta profondità.

V.9.1 Calcolo della caduta di tensione

Per quanto riguarda la tratta di cavo dai convertitori alla cabina, ci si pone l'obiettivo di avere una caduta di tensione inferiore o uguale all'1,5% in modo tale da rimanere nel 3% complessivamente tra circuito DC e circuito AC.

$$cdt_{\%} \leq 1,5\% \quad (66)$$

La formula per calcolare la caduta di tensione trifase è la seguente:

$$\Delta V_{\%} = \sqrt{3} \cdot \frac{(r \cdot I \cdot \cos \varphi + x \cdot I \cdot \sin \varphi)}{V} \cdot L \cdot 100 \quad (67)$$

Dove:

- r : resistenza per unità di lunghezza [Ω/km];
- x : reattanza per unità di lunghezza [Ω/km];
- I : corrente di impiego del convertitore [A];
- $\cos \varphi, \sin \varphi$: fattori che dipendono dallo sfasamento di tensione e corrente. Gli inverter lavorano a $\cos \varphi \cong 1$ di conseguenza il contributo reattivo del cavo è poco influente sulla caduta di tensione percentuale;
- L : lunghezza della tratta [m];
- V : tensione di funzionamento. In questo caso è pari a 800V.

Utilizzando la relazione 67 sopra descritta, si crea la Tabella 26 per il calcolo della caduta di tensione.

Tabella 26: Cadute di tensione cavi AC

Inverter	Sezione [mm^2]	lb max [A]	r [Ω/km]	x [Ω/km]	L [m]	cdt%
1	185	155.20	0.164	0.09	72	0.42
2	185	134.90	0.164	0.09	94	0.48
3	185	134.90	0.164	0.09	132	0.67
4	185	134.90	0.164	0.09	187	0.96
5	185	134.90	0.164	0.09	209	1.07

Si nota che, la caduta di tensione per ogni convertitore è al di sotto del limite impostato pari all'1,5% perciò, la sezione del cavo è adeguata all'applicazione.

Qualora il valore relativo alla caduta di tensione fosse maggiore dell'1,5%, è necessario aumentare la sezione.

In realtà, la norma prevede che la caduta di tensione massima ammissibile sia al massimo pari al 4%. È facilmente intuibile che minore è la caduta di tensione sui cavi, maggiore sarà l'efficienza del sistema.

V.9.2 Tipologia di cavo AC

Per quanto riguarda i cavi di potenza di collegamento degli inverter alla cabina, vengono utilizzati cavi di tipologia ARG16R16 della Baldassari Cavi.



Figura 88: Cavo ARG16R16

Esso, possiede le seguenti caratteristiche meccaniche:

- Conduttore flessibile di rame rosso ricotto classe 5;
- Isolamento in HEPR di qualità G16;
- Riempitivo in materiale non fibroso e non igroscopico;
- Guaina in mescola termoplastica tipo R16;
- Temperatura massima di esercizio: 90°C;
- Temperatura massima di cortocircuito per sezioni fino a 240mm²: 250°C;
- Temperatura massima di cortocircuito per sezioni oltre 240mm²: 220°C;
- Temperatura minima di esercizio (senza shock meccanico): -15°C;
- Temperatura minima di installazione e maneggio: 0°C.

Le caratteristiche elettriche sono:

- Tensione nominale $U_0=600V(AC)/1800V(DC)$;
- Tensione nominale $U=1000V(AC)/1800V(DC)$;
- Tensione di prova 4000V;
- Tensione massima $U_m=1200V(AC)/1800V(DC)$;
- Classe di prestazione di reazione al fuoco CPR: Cca-s3, d1, a3.

V.10 Dimensionamento degli interruttori

Gli inverter internamente possiedono la protezione contro le sovracorrenti lato AC, ma è necessario inserire a protezione degli stessi e dei cavi i dispositivi di protezione quali interruttori magnetotermici oppure fusibili.

I dispositivi di protezione posti a monte dei generatori vengono battezzati secondo la CEI 0-16 e la CEI 0-21 “dispositivi di generatore” (abbreviati “DDG”).

In questo progetto, i dispositivi di generatore utilizzati sono interruttori magnetotermici scatolati.

Per la scelta degli interruttori, è necessario che siano rispettate le seguenti condizioni:

$$I_b \leq I_n \leq I_z \quad (68)$$

$$I_f \leq 1,45 \cdot I_z \quad (69)$$

Con:

- I_b : corrente di impiego;
- I_n : corrente nominale dell'interruttore;
- I_z : portata della conduttura;
- I_f : corrente convenzionale di sicuro intervento.

La I_f è legata alla corrente nominale I_n del dispositivo.

Le norme per gli interruttori magnetotermici, CEI 17-5 per gli interruttori regolabili, e la CEI 23-3 per gli interruttori non regolabili, stabiliscono che:

- per i non regolabili: $I_f \leq 1,45 \cdot I_n$ (70)

- per i regolabili: $I_f \leq 1,35 \cdot I_r$ se $I_n < 63A$ (71)

$$I_f \leq 1,25 \cdot I_r$$
 se $I_n > 63A$ (72)

I_r : taratura dell'interruttore regolabile. Essa al massimo sarà pari ad I_n .

Scegliendo quindi un interruttore con corrente nominale inferiore a I_z si è quindi sicuri che:

$$I_f \leq 1,45 \cdot I_z$$

(73)

Se un interruttore è costruito seguendo le norme, non è necessario conoscere il valore di I_f . Diverso invece è il caso dei fusibili.

Gli altri parametri da prendere in considerazione per il dimensionamento di un interruttore sono:

- Potere di interruzione nominale di servizio in cortocircuito (I_{cs}): la norma CEI EN 60947-2 fornisce la seguente definizione: “È il valore della massima corrente di cortocircuito che l'interruttore è in grado di stabilire ed interrompere per 3 volte (secondo il ciclo O-t-CO-t-CO), alla corrispondente tensione nominale di impiego.” Normalmente questo valore è dichiarato dal costruttore in percentuale rispetto al potere di interruzione estremo di cortocircuito I_{cu} ;
- Potere di interruzione nominale in cortocircuito (I_{cn}) (norma CEI 23-2): “È il valore della massima corrente di cortocircuito assegnato dal costruttore che l'interruttore è in grado di interrompere per 2 volte (secondo il ciclo O-t-CO), sotto specifiche condizioni; queste non comprendono, dopo la prova, l'attitudine dell'interruttore a portare una corrente di carico.” L' I_{cn} necessita un corrispondente potere di cortocircuito di servizio;
- Potere di interruzione nominale estremo in cortocircuito (I_{cu}): CEI EN 60947-2: “È il valore della massima corrente di cortocircuito che l'interruttore è in grado di stabilire ed interrompere per 2 volte (secondo il ciclo O-t-CO), alla corrispondente tensione nominale di impiego. Le condizioni previste per la verifica dell'interruttore dopo il ciclo di interruzione O-t-CO “non includono” l'attitudine dell'interruttore stesso a portare con continuità la sua corrente nominale.”

Questo valore è indicato come la corrente di cortocircuito presunta interrotta espressa in kA. In corrente alternata, è il valore efficace della componente simmetrica.

Un interruttore se subisce correnti di cortocircuito inferiori ad I_{cs} rimane in servizio. Per valori di corrente comprese tra I_{cs} ed I_{cu} l'interruttore è in grado di aprire il circuito ma potrebbe non essere idoneo a riprendere il normale servizio.

Quindi, per il dimensionamento di un interruttore è necessario conoscere la corrente di cortocircuito massima alla barratura per poter dimensionare correttamente il dispositivo. In questa condizione, il cortocircuito peggiore che possa accadere si ha appena a valle del dispositivo di protezione in cui la resistenza del circuito di guasto è minima e quindi la corrente è la massima possibile.

In questo caso, avendo il trasformatore che eleva la tensione da 800V a 15000V, la corrente di cortocircuito è determinata dallo stesso.

Come verrà spiegato nel paragrafo V.13, la corrente di cortocircuito dipende dal valore della $V_{cc\%}$ del trasformatore che in questo caso sarà pari a:

$$I_{cc \text{ barratura}} = 15,05kA$$

(74)

Inoltre, è necessario verificare che l'energia specifica passante dell'interruttore sia inferiore a quella massima tollerabile dal cavo ($I^2t \leq K^2S^2$) nell'ipotesi di adiabaticità del cavo. Utilizzando lo stesso dispositivo per la protezione contro il sovraccarico e il cortocircuito, l'energia specifica passante dell'interruttore non incrocerà mai la curva del cavo nella zona termica. La verifica va effettuata nella parte relativa al cortocircuito. In realtà, gli interruttori di ultima generazione sono limitatori di corrente, dunque, la disuguaglianza risulta essere facilmente soddisfatta.

Il dispositivo di protezione che soddisfa tutte le disuguaglianze sopra riportate è il T4V-HA 250 TMA 200-2000 3p F F 800V AC dell'ABB.



Figura 89: Interruttore magnetotermico ABB

L'interruttore, dotato di sganciatore magnetotermico, possiede i seguenti dati di targa:

- $I_n=200A$;
- $I_{cu}=I_{cs}=25kA$;
- $V=1000V$.

L'interruttore è dotato di sganciatore TMA200 con cui è possibile, tramite una vite, regolare la soglia termica (I_r) e la soglia magnetica (I_m).

Nella Figura 90, presa dal catalogo del costruttore, viene raffigurato il pannello per la regolazione dello stesso in base alla corrente di impiego e alla portata del cavo.



Figura 90: Pannello per le regolazioni dell'interruttore magnetotermico

A destra, la soglia termica è regolabile in 5 step partendo da $0,7I_n$ fino al valore massimo che equivale ad I_n . La soglia magnetica invece, a sinistra, permette di regolare l'intervento magnetico da $5I_n$ fino a $10I_n$. Con quest'ultimo valore, si ottiene un funzionamento equivalente alla cosiddetta curva C.

ABB a scelta, fornisce anche lo sganciatore elettronico in cui le soglie sono regolabili in modo più preciso e fitto grazie all'ausilio dei dip-switch oppure addirittura di un display touchscreen per gli interruttori di taglia maggiore.

In questo progetto è stata scelta la prima tipologia di sganciatore.

La protezione dei cavi in alternata e del convertitore, in base a quanto detto nei capitoli dedicati, si sceglie dunque la regolazione mostrata in Tabella 27.

Tabella 27: Tarature interruttori magnetotermici (DDG)

DDG	Sezione [mm²]	I_b max [A]	I_n [A]	I_r [A]	I_z [A]
DDG1	185	155.20	200	160	219.74
DDG2	185	134.90	200	140	219.74
DDG3	185	134.90	200	140	219.74
DDG4	185	134.90	200	140	219.74
DDG5	185	134.90	200	140	219.74

Per quanto riguarda invece la soglia di intervento magnetico, la regolazione si imposta al valore di $10I_r$.

A monte dei dispositivi di generatore, viene inserito un dispositivo generale di quadro che funge da dispositivo di interfaccia (DDI) come richiesto dalla norma CEI 0-16.

Questo dispositivo, oltre al normale compito di protezione magnetotermica generale di quadro, è affiancato alla protezione di interfaccia (PI).

Quest'ultima, istante per istante, controlla i parametri di rete come imposto dal distributore di energia elettrica e, qualora i parametri uscissero fuori dal campo di accettazione, invia il segnale di apertura del DDI.

Si rimanda all'approfondimento sulle soglie di intervento al paragrafo V.18.

Il dispositivo di interfaccia scelto è ABB E2.2S E9 1250 EkipDip LSI con i seguenti dati di targa:

- $I_n=1250A$;
- $I_{cu}=50kA$;
- $I_m=15kA$;
- $V=1000V$.



Figura 91: Interruttore generale con funzione di dispositivo di interfaccia (DDI)

La chiusura dell'interruttore è governata da una molla che viene caricata opportunamente da un motore presente internamente.

L'interruttore è dotato di sganciatore elettronico in corrente alternata (EKIP/DIP-LSI) con l'aggiunta di quattro contatti ausiliari in posizione di aperto e chiuso.

Questi contatti solitamente vengono utilizzati per ricevere o fornire informazioni sullo stato dell'interruttore oppure per comandare tramite relè altri dispositivi in funzione dello stato dell'interruttore.

Lo sganciatore in questo caso, è formato da dip-switch tali che, opportunamente impostati permettono la definizione della curva adeguata alle caratteristiche del circuito sotteso.

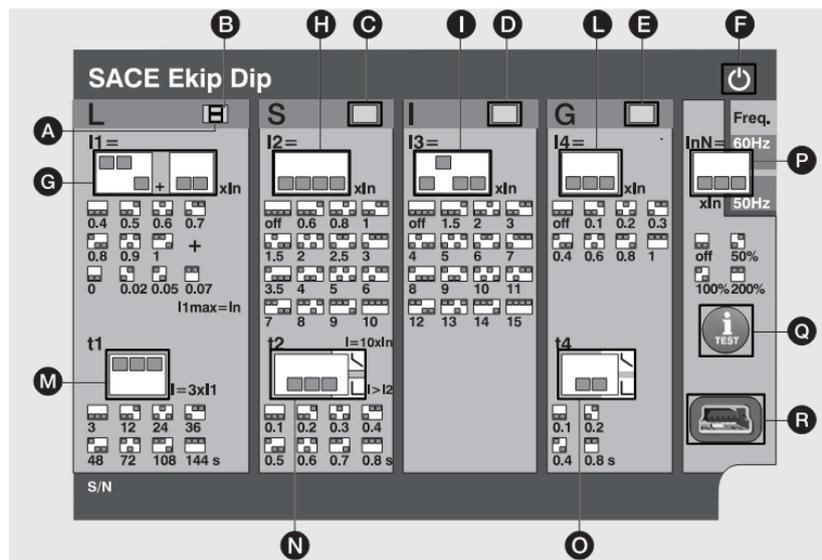


Figura 92: Regolazioni DDI (ABB)

La corrente massima che è tenuto a sopportare è pari a:

$$I_{max} = \sum_{i=1}^5 I_{bi} = 694,8A$$

(75)

La corrente regolata sarà dunque pari a:

$$I_r = 750A \rightarrow 0,6 \cdot I_n$$

(76)

Il valore di corrente relativo alla soglia magnetica:

$$I_r = 7500A \rightarrow 10 \cdot I_n \rightarrow \text{curva } C$$

(77)

V.11 La protezione differenziale

Il sistema di distribuzione è a tre poli del tipo TN-S ma con il neutro non distribuito.

Qualora il calcolo della corrente di cortocircuito fase-terra calcolata tramite l'anello di guasto risultasse inferiore alla soglia magnetica impostata negli interruttori, è obbligatorio inserire una protezione differenziale.

In questo impianto, almeno una protezione differenziale viene inserita, quindi non risulta necessario il calcolo della corrente di guasto circolante in un anello di guasto.

Per potenze elevate, viene scelto un differenziale esterno con toroide separato il quale rileva eventuali dispersioni verso terra della corrente. Interviene dunque, qualora la corrente dispersa sia superiore alla soglia impostata.

Il toroide avvolge completamente la barra del quadro. In assenza di dispersioni il flusso interno è nullo quindi il funzionamento è corretto. Qualora il flusso fosse diverso da zero, significa che è presente un'anomalia e interviene la protezione differenziale.

Siccome i convertitori modulano ad alta frequenza, è necessario tenere la soglia impostata in corrente ad un valore almeno superiore a quella indicata sui datasheet degli inverter.

Durante un guasto a terra, gli inverter potrebbero generare corrente DC quindi sarebbe necessario un differenziale di tipo B sensibile anche a questa componente.

I costruttori dei moderni inverter, seppur senza trasformatore, dichiarano che i propri prodotti non generano corrente DC dunque, il costoso tipo B può essere sostituito da un normale tipo A.

Gli inverter SUN2000-185KTL-H1 genera verso terra una corrente di dispersione di 1850mA mentre il SUN2000-215KTL-H0 2150mA.

La corrente dispersa dai convertitori è causata dalle sollecitazioni delle capacità parassite verso terra che, a causa dell'elevata frequenza di commutazione, la loro impedenza diminuisce creando quindi per le armoniche una richiusura nel terreno facilitata.

Dunque, la corrente dispersa complessiva sarà pari a:

$$I_d = \sum_{i=1}^5 I_{di} = 9,55A$$

(78)

Di conseguenza, sarà necessario impostare la soglia differenziale ad un valore appena superiore al valore di corrente I_d .

La soglia impostata sarà pari a 9,7A.

V.12 Schema unifilare di potenza della cabina fotovoltaica

Viene riportato di seguito un pezzo di schema unifilare di cabina riguardante la parte interessata di potenza degli inverter.

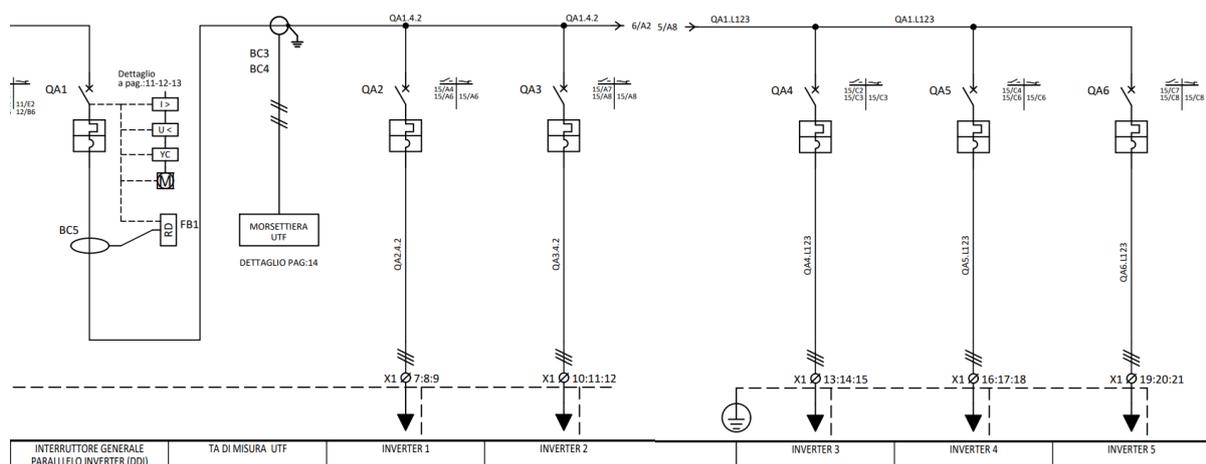


Figura 93: Schema elettrico unifilare di potenza cabina elettrica

Il fronte quadro di bassa tensione si presenta quindi in questo modo:

VISTA ANTERIORE

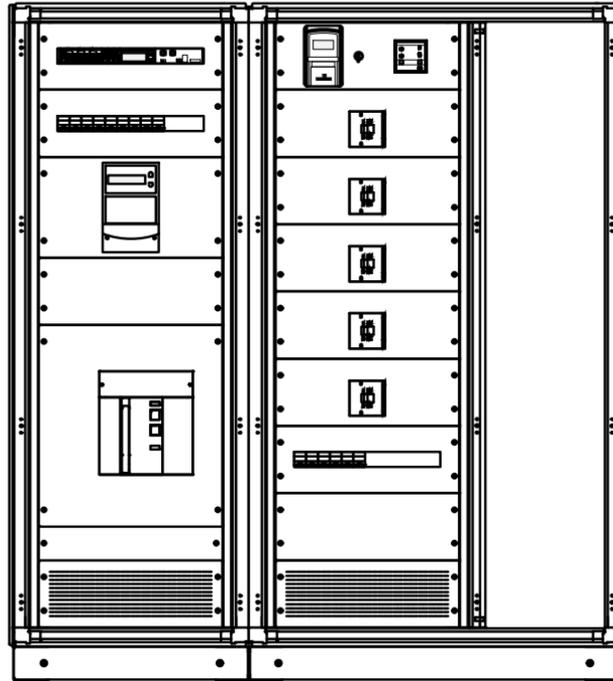


Figura 94: Fronte quadro fotovoltaico

V.13 Il trasformatore

Il trasformatore viene dimensionato in modo tale da massimizzare il suo rendimento durante la normale produzione fotovoltaica.

Lo scopo del trasformatore è quello di elevare la tensione da 800V in uscita dagli inverter al valore di 15000V per l'allacciamento in cabina MT dell'utente.

Questa soluzione viene inoltre adottata anche per fare in modo di limitare le perdite di trasporto dal momento che le correnti circolanti su un cavo di media tensione, a pari potenza sono inferiori a quelle in bassa tensione.

Per il corretto dimensionamento del trasformatore, le condizioni da rispettare sono le seguenti:

$$S_{trafo} \geq S_{impianto} [kVA] \quad (79)$$

Per avere il massimo rendimento della macchina, si dimostra che $P_{Fe} = P_{Cu}$.

La potenza dell'impianto è pari a:

$$num_{moduli} \cdot P_{modulo} = 1378 \cdot 655W = 902,59kW_p \quad (80)$$

La potenza nominale degli inverter è pari a:

$$P_{tot,inv} = \sum_{i=1}^5 P_{inv,i} = 955kW \quad (81)$$

Per avere invece un buon sfruttamento della macchina durante le fluttuazioni di produzione fotovoltaica, si dimensiona la potenza nominale del trasformatore tale che:

$$\frac{2}{3} \cdot S_{trafo} < c_p \cdot C_{conv} < \frac{3}{4} \cdot S_{trafo} \quad (82)$$

Come carico convenzionale (C_{conv}) si sceglie la potenza DC installata. Come scelta è valida in modo tale da far lavorare intorno al punto di massimo rendimento il trasformatore durante la piena produzione. Le variazioni di produzione oscilleranno intorno al punto di lavoro

nominale. Ovviamente, quando si ha poca produzione fotovoltaica la macchina lavorerà in un punto non ideale a livello di rendimento.

Dunque:

$$C_{conv} = 902,59kW \quad (83)$$

Il coefficiente c_p tiene conto della cifra di perdita del trasformatore. In questo caso la si sceglie:

$$c_p = 1,03 \quad (84)$$

Scegliendo un trasformatore di taglia:

$$S_{trafo} = 1250kVA \quad (85)$$

Allora la relazione:

$$S_{trafo} \geq S_{impianto} \quad (86)$$

è verificata.

Ora prendendo in considerazione la seconda relazione:

$$\frac{2}{3} \cdot S_{trafo} < c_p \cdot C_{conv} < \frac{3}{4} \cdot S_{trafo} \quad (87)$$

che, numericamente:

$$\frac{2}{3} \cdot 1250 < 1,03 \cdot 902,59 < \frac{3}{4} \cdot 1250 \quad (88)$$

$$833,33 < 929,67 < 937,5 \text{ kVA} \quad (89)$$

Tutte le disuguaglianze da rispettare per il corretto dimensionamento sono rispettate dunque la taglia corretta del trasformatore è pari a 1250kVA. La potenza nominale del trasformatore scelto è maggiore rispetto alla taglia dell'impianto in ottica futura di nuovi ampliamenti dell'impianto fotovoltaico. Tuttavia, ad oggi, questo dimensionamento permette al trasformatore di lavorare per un elevato numero di ore ad una potenza compresa tra il 50% e il 70% della sua taglia. In questo range il rendimento risulta massimo.



Figura 95: Il trasformatore

Il trasformatore scelto avrà le seguenti caratteristiche tecniche:

- Tensione: 0,8/15kV;
- Potenza 1250kVA;
- $P_{Fe} = 950W$;
- $P_{cc} = 10kW$;
- $V_{cc\%} = 6\%$;
- $I_0 = 0,2\%$;
- $\eta_{\cos\varphi=1} = 99,18\%$;
- Tensione di isolamento 24kV;
- Sistema di raffreddamento: ONAN (olio naturale, aria naturale).

Trascurando l'impedenza di rete a primario, con buona approssimazione, la corrente di cortocircuito trifase al secondario avrà un valore pari a:

$$I_{n2} = \frac{S_{trafo}}{\sqrt{3} \cdot V_{n2}} = \frac{1250 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 800} = 903,18A \quad (90)$$

$$I_{cc2} = \frac{100}{V_{cc\%}} \cdot I_{n2} = \frac{100}{6} \cdot 903,18 = 15,05kA \quad (91)$$

Da questo dato appena ricavato è stato possibile quindi dimensionare il potere di interruzione degli interruttori del quadro di bassa tensione della cabina fotovoltaica.

Il potere di interruzione degli interruttori dovrà essere superiore alla corrente di cortocircuito massima I_{cc2} appena calcolata.

In realtà, conoscendo la tipologia dei cavi che collegano il locale consegna con la cabina fotovoltaica, è possibile calcolare l'impedenza equivalente che limita la corrente nel caso di un cortocircuito trifase appena a valle del trasformatore. Sotto vengono riportate le formule con a seguire le tabelle riassuntive dei risultati:

$$S_{cc} = \sqrt{3} \cdot V_{rete} \cdot I_{ccrete} \quad (92)$$

Dalla norma CEI 11-25 (CEI EN 60909-0):

$$Z_{ccreteMT} = \frac{1,1 \cdot V_{rete}^2}{S_{cc}} \quad (93)$$

$$X_{rete} = 0,995 \cdot Z_{ccreteMT} \quad (94)$$

$$R_{rete} = \sqrt{1 - 0,995^2} \cdot Z_{ccreteMT} \quad (95)$$

Tabella 28: Dati di rete

Dati rete		
Iccrete	12.5	kA
Vrete	15000	V
Scs	325	MVA
Zccrete	0.76	Ω
Xrete	0.76	Ω
Rrete	0.08	Ω

Nella Tabella 29 vengono calcolati i valori di impedenza relative ai collegamenti dalla cabina di consegna alla cabina fotovoltaica:

Tabella 29: Calcolo impedenze di rete

	Linee da locale consegna al trasformatore	R [Ω /km]	X [Ω /km]	mt	km	R [Ω]	X [Ω]	Z [Ω]
da Enel a QMT	RG7H1R 12/20kV 3x(1x95)mm ²	0.193	0.12	10	0.01	0.0019	0.0012	0.0023
Da QMT a TRAF0	RG7H1R 12/20kV 3x(1x95)mm ²	0.193	0.12	250	0.25	0.0483	0.03	0.0568
					Totale	0.13	0.79	0.7995

(100)

Tabella 30 invece, vengono effettuati i calcoli per calcolare i valori di impedenza dai dati di targa del trasformatore:

$$Z_{cc2} = \frac{V_{cc\%}}{100} \cdot \frac{V_{n2}^2}{S_n} \quad (96)$$

$$t = \frac{V_{n1}}{V_{n2}} \quad (97)$$

$$I_{n2} = \frac{S_n}{\sqrt{3} \cdot V_{n2}} \quad (98)$$

$$R_{cc2} = \frac{P_{joule}}{3 \cdot I_{n2}^2} \quad (99)$$

$$X_{cc2} = \sqrt{Z_{cc2}^2 - R_{cc2}^2}$$

(100)

Tabella 30: Parametri elettrici del trasformatore

Trasformatore			
Vcc%	6		
Vn1	15000	V	
Vn2	800	V	
Sn	1250	kVA	
Zcc2	0.031	Ω	
t	18.75		
Pjoule	10000	W	
I2n	902.1	A	
Secondario trasformatore:			
Rcc2	0.0041	Ω	
Xcc2	0.0304	Ω	

Nella Tabella 31 vengono sommati i contributi di resistenza e reattanza riportati a secondario del trasformatore:

$$R_{tot2} = \frac{\sum_i R_{MTi}}{t^2} + R_{cc2}$$

(101)

$$X_{tot2} = \frac{\sum_i X_{MTi}}{t^2} + X_{cc2}$$

(102)

$$Z_{tot2} = \sqrt{R_{tot2}^2 + X_{tot2}^2}$$

(103)

$$I_{cc2} = \frac{V_{n2}}{\sqrt{3} \cdot Z_{tot2}}$$

(104)

Tabella 31: Corrente di cortocircuito a valle del trasformatore fotovoltaico

Trafo+rete		
R_{tot2}	0.0045	Ω
X_{tot2}	0.0327	Ω
Z_{tot2}	0.0330	Ω
I_{cc2}	13999.10	A
I_{cc1}	746.62	A

Si noti come la corrente di cortocircuito a secondario I_{cc2} sia di poco inferiore a quella calcolata con il metodo semplificato ottenendo il valore di 15,05kA.

Il metodo semplificato è utile per stimare in modo conservativo la corrente di cortocircuito di un trasformatore.

V.14 Dimensionamento della cella di media tensione

La cella di media tensione in uscita dalla cabina deve avere le seguenti caratteristiche elettriche:

- $V_{MT} = 15kV$;
- $I_n = \frac{A_{inverter}}{\sqrt{3} \cdot V_{MT}} = \frac{955 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 15000} = 36,80A$.

La cella però presenta le seguenti caratteristiche:

- Tensione di esercizio: 15kV;
- Tensione nominale di isolamento: 24kV;
- Corrente di cortocircuito: 16kA x 1s;
- Corrente nominale: 630A;
- Tensione circuiti ausiliari: 230Vac.

La progettazione di una cella di media è standard.

In questo caso la cella è molto compatta: presenta un arrivo linea da rete e una partenza con interruttore verso il trasformatore. Dall'arrivo linea è presente un sezionatore per l'eventuale messa a terra durante le operazioni di manutenzione. Nella cella della partenza verso il trasformatore è presente un interruttore automatico (QAB) gestito dalla protezione generale (PG) (Figura 96). La PG ha lo stesso compito della PI nel quadro di bassa tensione.

La protezione generale, presenta le seguenti protezioni: 49-50/51-50N/51N-59N-67N-BF.

Per la continuità del servizio, è presente un UPS il quale permette di mantenere alimentato il sistema di protezione anche in assenza di rete. Qualora venisse meno la continuità della rete, viene immediatamente aperto l'interruttore generale QAB della cella

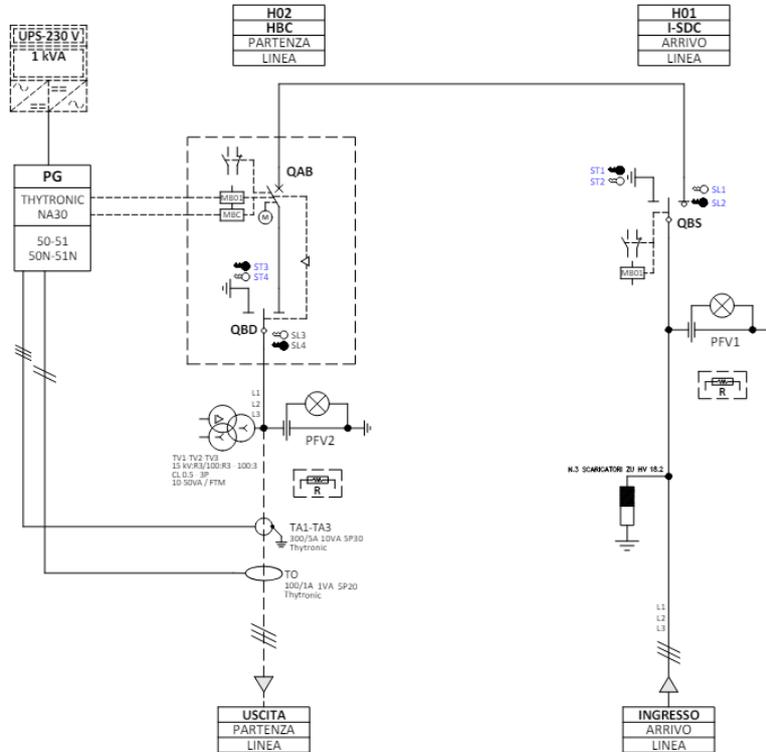


Figura 96: Schema cella MT

Di seguito viene riportato il fronte quadro delle due celle MT:

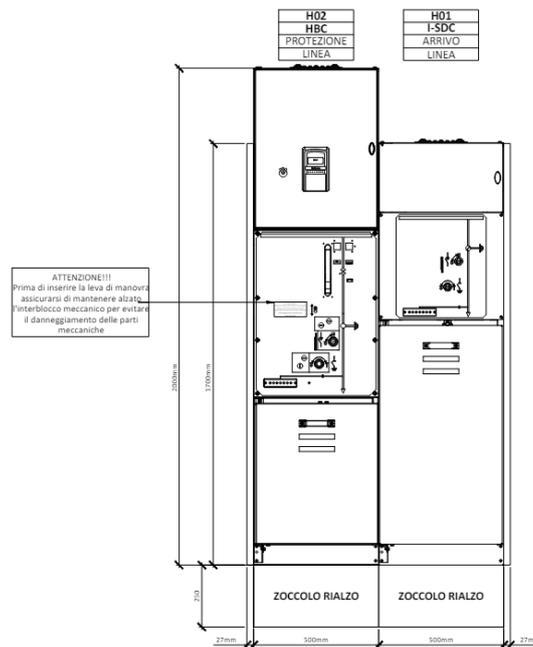


Figura 97: Fronte quadro cella MT

V.15 Dimensionamento dei cavi di media tensione

Un cavo di media tensione solitamente è costituito da:

- il conduttore: solitamente rame o alluminio a forma rotonda o settoriale;
- strato semiconduttivo interno con lo scopo di uniformare il campo elettrico evitando intensificazioni locali dovute alla rugosità superficiale;
- isolante: in gomma EPR o XLPE;
- semiconduttore esterno;
- Schermo metallico che collegato a terra confina il campo elettrico all'interno del cavo;
- Armatura realizzata da fili o nastro in acciaio per fornire ulteriore resistenza meccanica;
- Guaina esterna in Politene, PVC o ad esempio AFUMEX di colore rosso.

A livello elettrico, è necessario considerare le tensioni nominali e la portata.

- Tensione U_0 : tensione nominale di riferimento per l'isolamento a frequenza di esercizio tra un conduttore isolato e la terra (tensione di fase);
- Tensione U : tensione nominale di riferimento per l'isolamento a frequenza di esercizio fra due conduttori isolati del cavo (tensione concatenata);

- Tensione U_p : tensione di tenuta dell'isolante a un impulso atmosferico. Questo parametro è espresso in kV alla cresta dell'impulso.

Come per i cavi in bassa tensione, l'altro parametro fondamentale è la portata del cavo. Essa dipende da:

- Tipologia di isolante;
- Le perdite nel conduttore, nell'isolante e nella guaina;
- La temperatura ambiente;
- Il tipo di posa: interrata, in aria, in tubo;
- La modalità di posa: verticale, orizzontale, numero di conduttori adiacenti.

V.15.1 Scelta dei cavi in funzione delle tensioni

Un cavo è caratterizzato dalle tensioni U_0/U in kV efficaci. Oltre a queste tensioni nominali, è bene tenere in considerazione che, nei sistemi a neutro isolato o connesso a terra mediante impedenza durante un guasto fase-terra, la tensione sulle fasi sane aumenta fino a 1,73 volte la tensione concatenata. Questo, sollecita il dielettrico del cavo tanto più è la durata del guasto riducendone quindi la vita del cavo.

In commercio, si trovano cavi con i seguenti valori di U_0/U :

- 1,8/3kV;
- 3,6/6kV;
- 6/10kV;
- 8,7/15kV;
- 12/20kV;
- 18/30kV.

Rispettivamente, la massima tensione concatenata che può svilupparsi tra due conduttori di fasi diverse alla frequenza di esercizio ha i seguenti valori:

- 3,6kV;
- 7,2kV;
- 12kV;
- 17,5kV;
- 24kV;

- 36kV.

Siccome la tensione MT per questo impianto è pari a 15kV, la tensione di riferimento di isolamento per il cavo scelto è il 12/20kV. Si noti che la tensione nominale in modo tale da riuscire a resistere ad eventuali sovratensioni di guasto.

La posa dei cavi MT unipolare avviene con disposizione a trifoglio, interrati, a 1 metro di profondità.

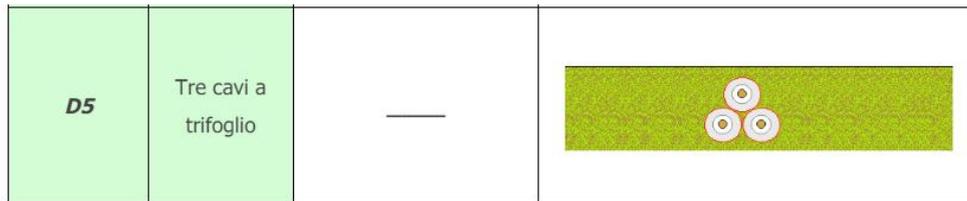


Figura 98: Posa cavi MT

Il cavo unipolare avrà la seguente sigla: RG7H1R.

In cui:

- R: conduttore a corda rigida rotonda, normale o compatta;
- G7 (natura dell'isolamento): miscela a base di gomma etilenpropilenica ad alto modulo con temperatura caratteristica di 90°C;
- H1 (schermo): schermo a nastri o piattine o fili di rame;
- R (guaina): guaina a base di polivinilcloruro, qualità TM1, TM2, qualità Rz.

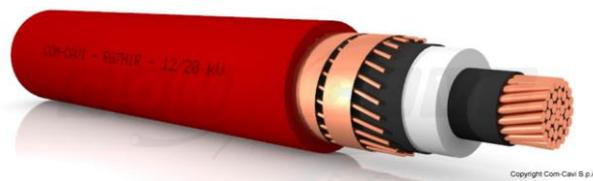


Figura 99: Cavo unipolare MT

La lunghezza di cavo necessaria per collegare la cabina fotovoltaica alla cabina di consegna del cliente sono pari a 250 metri.

Ricordando che, la corrente di impiego MT è pari a:

$$I_b = 36,80A$$

(105)

Si sceglie un cavo di sezione 1x95mm².

Questo, da norma, a temperatura ambiente di 20°C, profondità di posa 0,8m, resistività termica del terreno $1,5 \frac{K \cdot m}{W}$, temperatura massima del conduttore 90°C, ha una portata pari a 276A.

Anche in questo caso il calcolo della portata va eseguito secondo i criteri utilizzati per il dimensionamento dei cavi BT:

$$I_b \leq I_z \quad (106)$$

$$I_z = k \cdot I_0 \quad (107)$$

Con:

- I_b : è la corrente di impiego del circuito;
- I_0 : è la portata del conduttore che dipende solamente dalle condizioni di posa;
- I_z : è la portata del cavo dipendente dalle condizioni ambiente e di posa;

Nel caso di posa interrata, il fattore moltiplicativo k si arricchisce di ulteriori due coefficienti rispetto alla posa in aria. Dunque, in formule:

$$k = k_1 \cdot k_2 \cdot k_3 \cdot k_4 \quad (108)$$

Dove:

- k_1 : fattore di correzione per temperature del terreno diverse da 20°C;
- k_2 : fattore di correzione per gruppi di circuiti installati sullo stesso piano o nello stesso corrugato;
- k_3 : fattore di correzione per profondità di posa diversa da 0,8m;
- k_4 : fattore di correzione per resistività termica diversa da $1,5 \frac{K \cdot m}{W}$.

Per il dimensionamento si prendono in considerazione i seguenti valori di riduzione della portata:

- $k_1 = 0,93$ considerando una temperatura diversa dai 20°C;
- $k_2 = 1$ il cavo verrà posato in un tubo corrugato in assenza di altre condutture;

- $k_3 = 0,8$ il cavo verrà posato ad una profondità media del terreno con una profondità superiore a 0,8m;
- $k_4 = 1$ si assume una resistività termica del suolo pari a $1,5 \frac{K \cdot m}{W}$.

La portata sarà dunque pari a:

$$I_z = k \cdot I_0 = 0,93 \cdot 0,8 \cdot 276 = 205,33A$$

(109)

V.15.2 Calcolo delle correnti di cortocircuito

Per i cavi MT è necessario determinare le correnti di cortocircuito che percorrono la conduttura per verificare la tenuta al cortocircuito della conduttura.

$$S_{min} = \frac{(I_{cc} \cdot \sqrt{t})}{K} [mm^2]$$

(110)

dove:

- I_{cc} : corrente di cortocircuito [A];
- t : tempo di eliminazione del guasto [s]: il distributore impone 1s;
- K : costante caratteristica dei cavi che dipende dal materiale conduttore e dal tipo di isolante scelto secondo la norma CEI 11-17. Con il conduttore in rame scelto il fattore $K=143$;

Come corrente di cortocircuito, viene considerato il valore massimo della corrente di cortocircuito in partenza del quadro MT della cabina di consegna dell'utente. In questo modo si considera il caso peggiore in assoluto.

La corrente di cortocircuito, si calcola utilizzando la potenza di cortocircuito della rete fornita dal distributore. Il valore fornito è pari a 325MVA.

$$I_{cc} = \frac{S_{cc}}{\sqrt{3} \cdot V_{MT}} = \frac{325 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 15000} = 12,52kA$$

(111)

$$S_{min} = \frac{(I_{cc} \cdot \sqrt{t})}{K} = \frac{(12524 \cdot \sqrt{1})}{143} = 87,58mm^2 \quad (112)$$

V.15.3 Calcolo della caduta di tensione:

Successivamente, è necessaria la verifica della caduta di tensione per rimanere nei limiti ammessi dalla normativa. La formula è identica a quella della bassa tensione:

$$\Delta V_{\%} = \sqrt{3} \cdot \frac{(r \cdot I \cdot \cos \varphi + x \cdot I \cdot \sin \varphi)}{V} \cdot L \cdot 100 \quad (113)$$

I parametri della relazione sono quelli già spiegati nella parte dedicata alla caduta per la bassa tensione.

- $r = 0,246 \frac{\Omega}{km}$;
- $x = 0,12 \frac{\Omega}{km}$;
- $V = 15kV$;
- $L = 250m$;
- $I = I_b = 36,80A$;
- $\cos \varphi = 0,99$.

Sostituendo i numeri nella [113]:

$$\Delta V_{\%} = \sqrt{3} \cdot \frac{(0,246 \cdot 36,80 \cdot 0,99 + 0,12 \cdot 36,80 \cdot \sin(\arccos(0,99)))}{15000 \cdot 1000} \cdot 250 \cdot 100 = 0,03\%$$

Anche in questo caso, siccome il sistema lavora a fattore di potenza pressoché unitario, il contributo della reattanza sulla caduta di tensione è modesto rispetto alla resistenza.

Quindi, tutte le verifiche sono andate a buon fine e la sezione scelta pari a $95mm^2$ è corretta.

V.16 Locale di consegna del distributore

Lo stabilimento dispone di un locale di consegna e di misura chiamata Cabina n°1 con arrivo dal distributore con una tensione di 15kV. Sono presenti due montanti nella cabina N1 in cui da un lato è presente la partenza verso l'impianto fotovoltaico e l'altra va ad alimentare i carichi dello stabilimento. Sono presenti quindi due sistemi di protezione generale (SPG). Al

di sotto del montante dei carichi, sono presenti due cabine di trasformazione MT/bt alle quali sono collegate tutte le utenze.

Con la configurazione a doppio montante, le tarature SPG delle due partenze sono indicate dal distributore nel regolamento di esercizio dell'impianto. Con un sistema siffatto, secondo la CEI 0-16 art. 8.4.2 le soglie $I>$ e $I>>$ devono essere suddivise su entrambi i montanti in modo tale che sommate risultino al massimo al valore indicato dal distributore.

Per quanto riguarda invece le soglie di $I>>>$, $I_0>$, $I_0>>$ o $67N$ ogni montante può avere impostato direttamente il valore indicato sul regolamento d'esercizio.

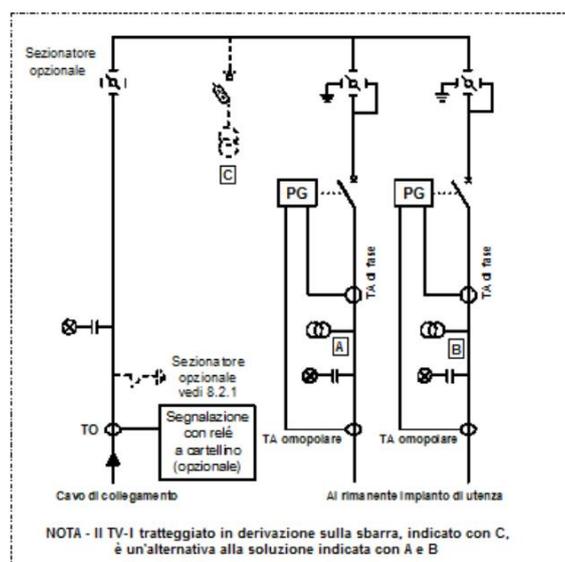


Figura 100: Schema doppio montante (CEI 0-16)

In appendice è presente una parte dello schema unifilare di impianto con rappresentato le parti caratteristiche ai fini della comprensione del lavoro di tesi.

V.17 Impianto di messa a terra

Per quanto riguarda la messa a terra, tutte le masse vengono collegate a terra in modo tale da creare un unico collegamento equipotenziale.

In particolare, viene messo a terra:

- Il centro stella del trasformatore di impianto è collegato a terra direttamente;
- Per la cabina elettrica, intorno al basamento della cabina, viene posata una treccia di rame nuda di sez. 25mm^2 con agli estremi del rettangolo i picchetti dispersori. In

cabina, le masse vengono quindi collegate alla bandella di terra a sua volta collegata alla maglia esterna;

- Le strutture di sostegno dei moduli fotovoltaici essendo piantate nel terreno, sono considerate anch'esse a terra;
- I pannelli fotovoltaici di per sé essendo in classe II (doppio isolamento) non necessitano del collegamento a terra però, non riuscendo a garantire l'isolamento tra il pannello e la struttura, anche loro sono collegati all'impianto di terra comune;
- Le carcasse degli inverter sono collegate a terra;
- Lo schermo metallico del cavo MT è messo a terra;

Un sistema così fatto equivale quindi ad un collegamento TN-S. Per il circuito di potenza il neutro di fatto non è distribuito visto il collegamento tripolare degli inverter però risulterebbe in ogni caso messo a terra qualora ce ne fosse la necessità.

V.18 Dispositivi necessari per la connessione di un impianto di generazione alla rete (riferimenti alla norma CEI 0-16)

Questo paragrafo tratta i principali componenti utilizzati per la connessione di un impianto di generazione alla rete elettrica in media tensione. Questo ha lo scopo di giustificare le scelte effettuate nel capitolo relativo alla progettazione rendendo evidente la conformità dell'impianto alla norma CEI 0-16.

Protezione di interfaccia (PI)

Insieme di protezioni utilizzate per il monitoraggio dei parametri di frequenza e di tensione della rete del DSO. La Protezione di Interfaccia è richiesta nel caso di impianti produttori eserciti in parallelo con la rete del DSO e agisce sul DDI tramite relè a logica positiva (ossia eccitati con parametri della rete all'interno dei limiti prefissati e in condizioni di presenza della tensione ausiliaria).

Qualora i parametri della rete del DSO uscissero dei limiti prefissati, la PI:

- provoca l'apertura del DDI e nel caso di mancata apertura dello stesso la logica determina l'apertura del DDR;
- inibisce l'eventuale ingresso in parallelo dei gruppi di generazione.

Le finalità della PI sono quelle di:

- consentire la de-energizzazione di eventuali guasti sulla rete locale del DSO;
- evitare la formazione di isole indesiderate sulla rete;
- evitare che eventuali richiuse dei dispositivi presenti sulla rete del DSO o sulla rete di trasmissione possano provocare danni alle persone e alle apparecchiature.

La PI, capace di ricevere segnali dal DSO include anche una funzione di teledistacco il cui intervento è subordinato a un comando proveniente dal DSO.

Dispositivo di interfaccia (DDI)

Una (o più) apparecchiature di manovra la cui apertura (comandata da un apposito sistema di protezione) assicura la separazione dell'impianto di produzione dalla rete, consentendo all'impianto di produzione stesso l'eventuale funzionamento in isola sui carichi privilegiati.

Dispositivo di ricalzo (DDR)

Apparecchiatura con idonea capacità di manovra, apertura e sezionamento, la cui apertura separa la rete del DSO dai gruppi di generazione del produttore nel caso di intervento delle Protezioni di Interfaccia e di mancata apertura del DDI.

Il ricalzo è obbligatorio nel caso in cui la potenza installata dell'impianto di generazione sia superiore a 400kW.

Il ripristino del dispositivo di ricalzo deve avvenire solo manualmente.

Sistema di Protezione di Interfaccia (SPI)

Sistema di protezione associato al Dispositivo Di Interfaccia, composto da:

- trasformatori/trasduttori di tensione, con le relative connessioni al relè di protezione;
- relè di protezione di interfaccia (PI);
- circuiti di apertura dell'interruttore (DDI).

Il sistema di protezione di interfaccia deve prevedere le seguenti protezioni e regolazioni:

Tabella 32: Tabella regolazioni del sistema di protezione di interfaccia (CEI 0-16)

Tabella 12 – Regolazioni del SPI

Protezione	Soglia di intervento	Tempo di intervento ⁽¹⁰⁰⁾	Tempo di apertura DDI ⁽¹⁰¹⁾⁽¹⁰²⁾
Massima tensione (59.S1, basata su calcolo valore efficace secondo l'Allegato S.	1,10 U_n	vedi Paragrafo E.3.2 Variabile in funzione valore iniziale e finale di tensione, al massimo 603 s	Il tempo totale di apertura del DDI si ottiene dalla colonna precedente aggiungendo, al massimo, 70 ms per apparecchiature MT e 100 ms per apparecchiature BT.
Massima tensione (59.S2)	1,20 U_n	0,60 s	
Minima tensione (27.S1)	0,85 U_n	1,5 s	
Minima tensione (27.S2)*	0,15 U_n	0,20 s	
Massima frequenza (81>.S1) \diamond (soglia restrittiva)	50,2 Hz	0,15 s	
Minima frequenza (81<.S1) \diamond (soglia restrittiva)	49,8 Hz	0,15 s	
Massima frequenza (81>.S2) \diamond (soglia permissiva)	51,5 Hz	1,0 s	
Minima frequenza (81<.S2) \diamond (soglia permissiva)	47,5 Hz	4,0 s	
Massima tensione residua (59V0)	5 % U_{rn} ^(oo)	25 s	
Massima tensione sequenza inversa (59 Vi)	15% U_n/E_n ^(o)		
Minima tensione sequenza diretta (27 Vd)	70% U_n/E_n ^(o)		
<p>* Nel caso di generatori sincroni, il valore può essere innalzato a 0,7 U_n e $t = 0.150$ s.</p> <p>\diamond Per valori di tensione al di sotto di 0,2 U_n, la protezione di massima/minima frequenza si deve inibire (non deve emettere alcun comando).</p> <p>(o) Regolazione espressa in % della tensione nominale concatenata U_n o della tensione nominale di fase E_n in funzione del metodo utilizzato (vedi Paragrafo 8.8.7.8.1)</p> <p>(oo) Regolazione espressa in % della tensione residua nominale V_{rn} misurata ai capi del triangolo aperto o calcolata all'interno del relè ($V_{rn}=3E_n=\sqrt{3}U_n$).</p> <p>U_n Regolazione espressa in % della tensione nominale concatenata U_n.</p>			

Il DSO si riserva di imporre altri tipi di regolazioni della protezione di interfaccia in base a particolari esigenze di esercizio della “zona elettrica” in cui si trova l’impianto di generazione.

Inoltre, l’SPI deve avere la capacità di ricevere segnali su protocollo serie CEI EN 61850 con l’obiettivo di gestire il comando di teledistacco. Il distributore, dunque, può in qualsiasi momento per esigenze di esercizio della rete comandare il distacco di un impianto di produzione.

Sotto, viene aggiunto lo schema logico funzionale di una protezione di interfaccia:

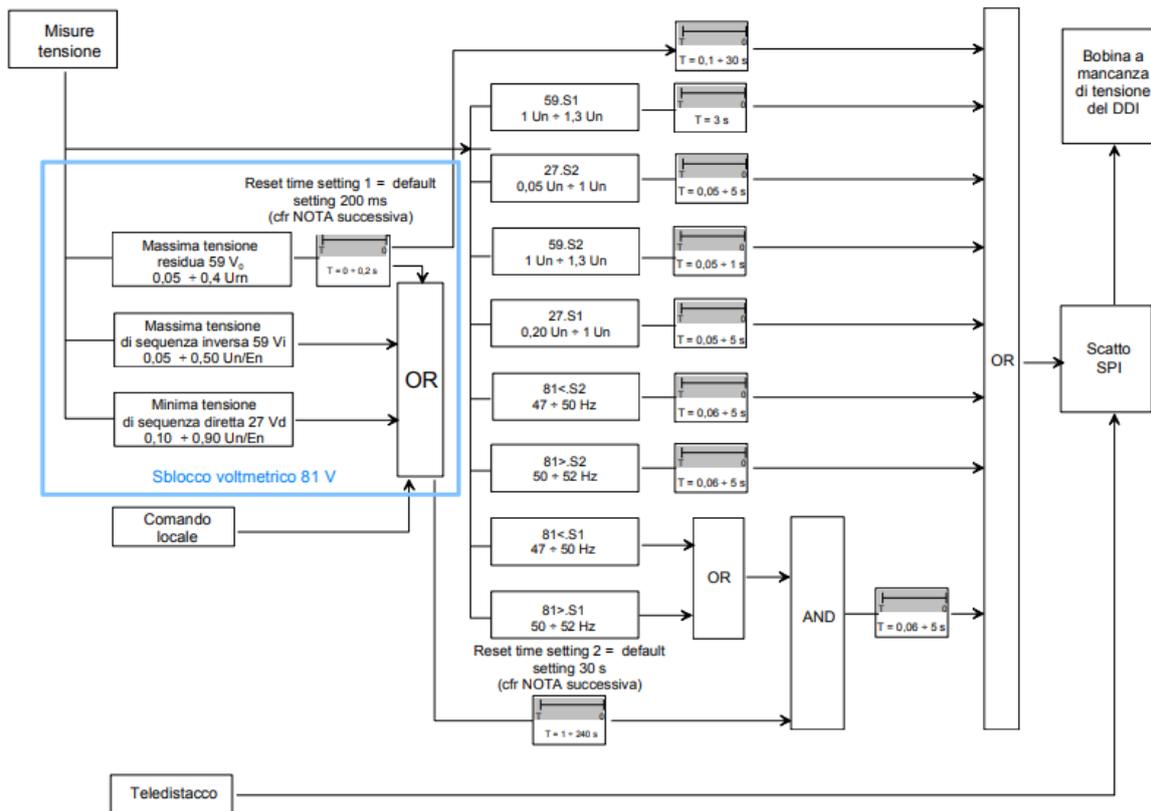


Figura 48 – Schema logico funzionale del SPI

Figura 101: Schema logico della protezione di interfaccia (CEI 0-16)

Approfondimento sul “Controllore Centrale di Impianto” (CCI)

Per completezza si vuole citare anche un nuovo dispositivo introdotto recentemente dalla CEI 0-16 nell’Allegato O per gli impianti di produzione di energia elettrica.

Questo componente è chiamato “controllore centrale di impianto” (CCI). La norma CEI 0-16 ha approfondito questo argomento nell’ultima revisione.

In particolare, questo dispositivo ha l’obiettivo di:

- Coordinare il funzionamento degli elementi costituenti l’impianto con l’obiettivo di soddisfare le richieste del DSO al punto di connessione con la rete elettrica;
- Raccogliere dall’impianto le informazioni per lo scambio dati con il distributore per migliorare l’esercizio della rete elettrica.

Il CCI offre tre tipologie di prestazioni:

- Obbligatorie: riguardano lo scambio dati tra produttore e distributore (osservabilità);
- Opzionali: riguardano la regolazione della tensione e la limitazione della potenza al punto di consegna (PdC) dell'impianto;
- Facoltative: riguardano la partecipazione dell'impianto di generazione al Mercato dei servizi del Dispacciamento (servizi di bilanciamento, regolazione secondaria e terziaria della potenza).

Il Controllore centrale di impianto è obbligatorio:

- Nelle nuove connessioni di impianti di produzione di potenza nominale complessiva maggiore o uguale a 1MW;
- Nelle nuove connessioni di impianti connessi alla rete di Media Tensione partecipanti ai servizi per il dispacciamento, con qualsiasi potenza installata.

Secondo la norma CEI 0-16 il CCI richiede in ingresso le seguenti informazioni:

- La misura delle tensioni nel punto di consegna;
- La misura delle correnti nel punto di consegna;
- Varie misure degli elementi di impianto;
- Informazioni sugli stati dei dispositivi di generatore;
- Informazione sullo stato del dispositivo di interfaccia.

Le misure prese, vengono elaborate per calcolare le potenze attive e reattive dell'impianto di produzione al PdC.

Nel caso degli inverter la norma prescrive che, se il generatore possiede una potenza superiore o uguale ai 170kW, la potenza attiva deve essere misurata su ciascuna unità di generazione.

L'invio delle misure al DSO deve essere in grado di rendere disponibile il dato di misura all'interfaccia del CCI verso il DSO con una periodicità di quattro secondi.

Dall'altro lato il CCI può:

- Impartire comandi;
- Permettere l'osservabilità dell'impianto di produzione dal DSO oppure da altri attori abilitati.

Nello schema seguente vengono rappresentati gli input e gli output del sistema in esame.

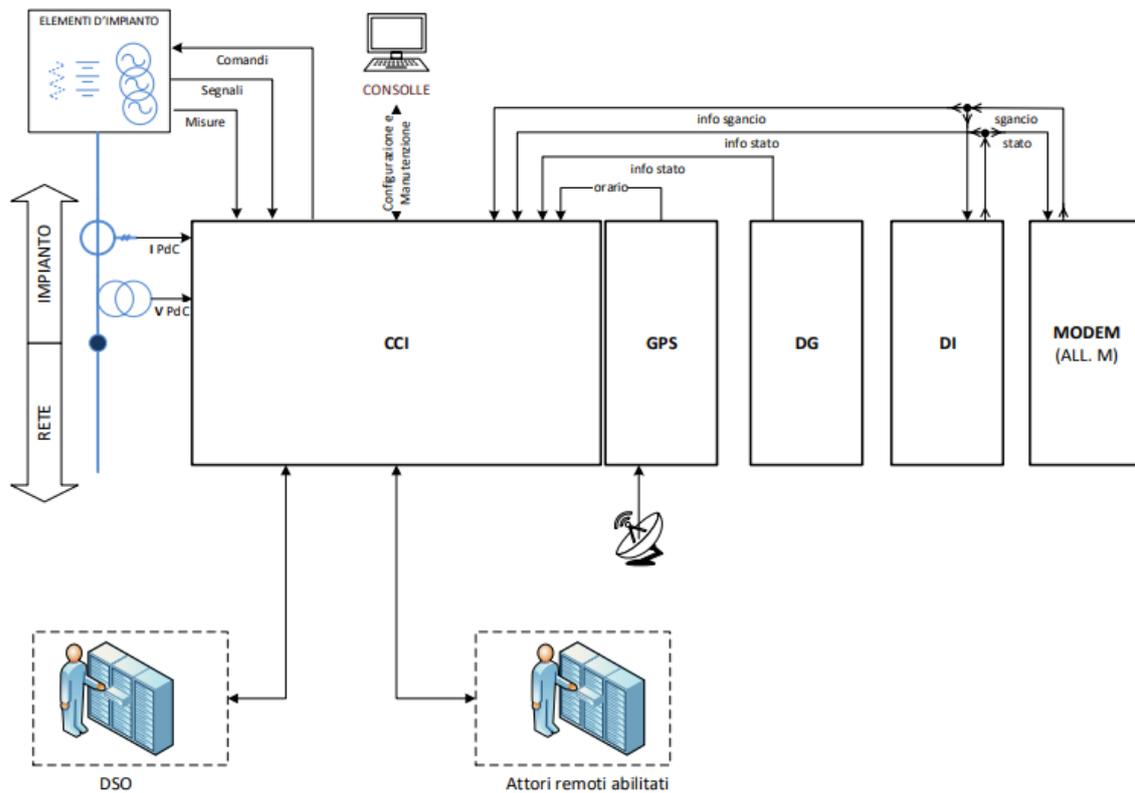


Figura 102: Schema logico CCI (CEI 0-16)

Si noti però che, secondo quanto prescritto dalla norma, il controllore centrale di impianto, nell'impianto fotovoltaico in esame in questo lavoro di tesi non risulta per il momento necessario perché possiede una potenza di picco inferiore ai 1000kW. Questo sistema viene illustrato per completezza e per sottolineare la novità introdotta recentemente dalla norma CEI 0-16.

Schema di massima per l'allaccio alla rete elettrica nazionale MT un impianto di produzione fotovoltaica (CEI 0-16)

Lo schema di collegamento di un impianto di generazione previsto dalla CEI 0-16 è indicato in Figura 103 a dimostrazione delle scelte effettuate sui componenti dell'impianto studiato in questa tesi.

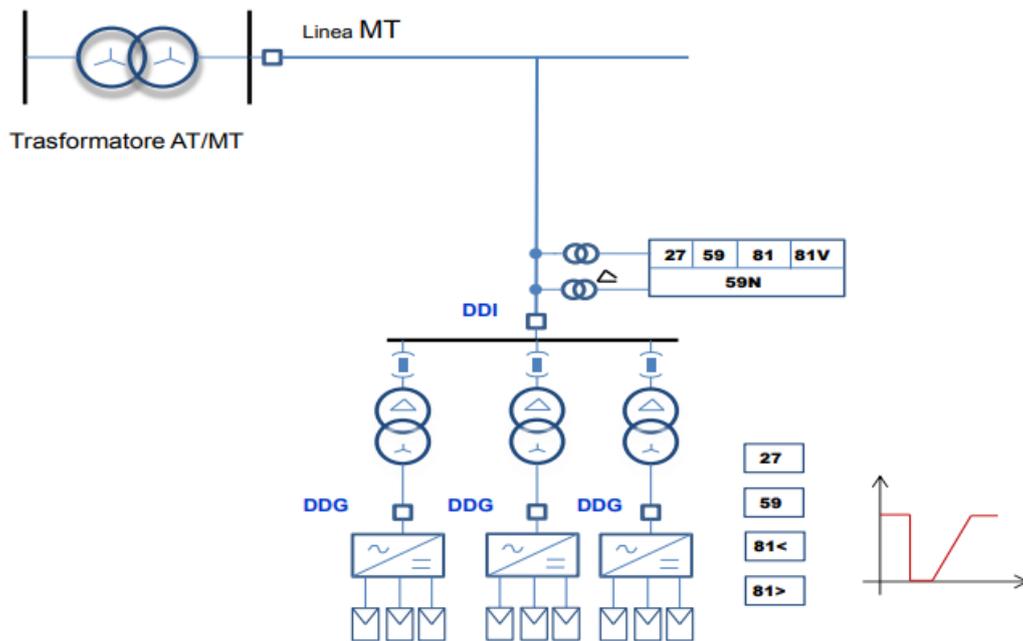


Figura 103: Schema di connessione alla rete elettrica nazionale (CEI 0-16)

I valori di regolazione riportati in Tabella 32 devono essere regolati in modo da non interferire con l'area di non intervento indicata per la funzione UVRT e OVRT delle unità di generazione statiche indicati nella Figura 104:

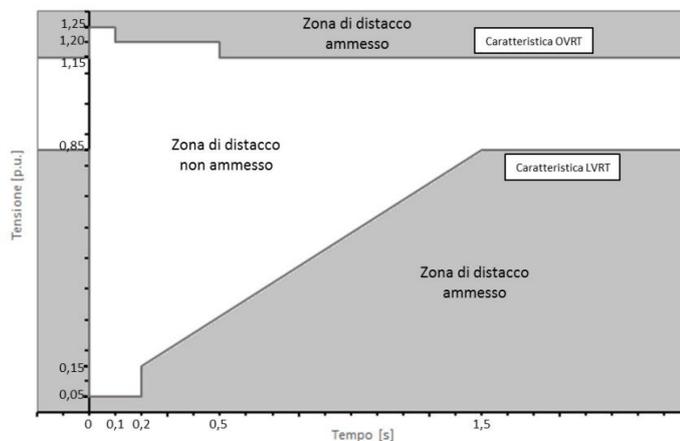


Figura 104: Zone di distacco ammesso e non ammesso (CEI 0-16)

Capitolo VI: Analisi della riduzione del fattore di potenza di uno stabilimento industriale

Con l'evolvere della generazione distribuita e quindi con il variare dell'assetto della rete, i distributori di energia elettrica (DSO) in accordo con il gestore della trasmissione (TERNA) e l'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (ARERA) aggiungono e modificano le norme per fare in modo di limitare le perdite sulle reti e aumentarne l'affidabilità.

Un esempio riguarda le modifiche circa l'energia reattiva prelevata e immessa in rete.

La delibera ARERA del 28 dicembre 2023 616/2023/R/eel ha definito le tariffe per l'anno 2024 che hanno subito modifiche rispetto all'anno precedente.

Nel 2023 sia per gli utenti BT e sia per quelli in media tensione i corrispettivi hanno subito una leggera riduzione.

Le utenze in bassa tensione (BT) che abbiano una potenza contrattuale superiore a 16,5kW:

- per energia reattiva oltre il 33% della attiva (F1 e F2): 1,169 c€/kvarh [1.274 nel 2023];
- per energia reattiva immessa in fascia F3: 1,169 c€/kvarh [1.689 nel 2023].

Le utenze in media tensione (MT) invece:

- l'energia reattiva oltre il 33% della attiva (F1 e F2): 0,408c€/kvarh [0.456 nel 2023] ($\cos\varphi=0,95$);
- l'energia reattiva immessa in fascia F3: 0,408 c€/kvarh [0.606 nel 2023].

Il mancato rispetto delle disposizioni indicate, può portare alla sospensione del servizio.

L'immissione dell'energia reattiva in rete in fascia F3 viene penalizzata dal 1° aprile 2023. In fascia F3, tendenzialmente le linee elettriche si trovano a lavorare a basso carico quindi con un comportamento già capacitivo, che causa un aumento di tensione. L'eventuale aggiunta di componente reattiva capacitiva peggiorerebbe la situazione.

Inoltre, con la maggiore diffusione delle fonti di generazione distribuita, la potenza circolante sulle linee di trasmissione nazionale sta diminuendo causando quindi un aumento del periodo di tempo in cui funzionano a basso carico.

L'energia reattiva in eccesso viene immessa in rete prevalentemente dagli utenti industriali durante le ore non lavorative o nei giorni festivi quando i motori (carichi induttivi) sono pochi e la potenza rifasante non viene ridotta.

È necessario avere un rifasatore controllato, in modo tale che escluda o inserisca le batterie di condensatori con l'obiettivo di mantenere un fattore di carico prossimo ad 1.

Le nuove tecnologie di rifasatori automatici, per evitare il problema dell'immissione in rete sono provvisti di un blocco dedicato.

È opportuno, periodicamente, effettuare la manutenzione al sistema onde evitare che restino incollati i contatti dei contattori di inserimento dei banchi.

Alcune utenze particolari come Data center, UPS, uffici, showroom siccome sono costituiti da un elevato numero di componenti elettronici, generano potenza reattiva capacitiva in condizioni di basso carico induttivo provocando l'aumento dell'energia penalizzata.

VI.1 Tipologie di rifasamento

Esistono vari metodi per rifasare un impianto:

- **rifasamento distribuito:** consiste nell'installare una o più batterie di condensatori in prossimità del carico da rifasare. Questa tipologia di rifasamento è utilizzata per rifasare le lampade fluorescenti: infatti, ognuna di esse contiene un condensatore interno.

Il rifasamento distribuito è la tecnologia migliore perché permette di ridurre la potenza reattiva circolante nell'impianto elettrico aumentandone quindi l'efficienza. Per contro è molto costoso dal momento che richiede un elevato numero di componenti.

Un buon compromesso è il rifasamento per gruppi di carico con caratteristiche elettriche simili o per settori di impianto;

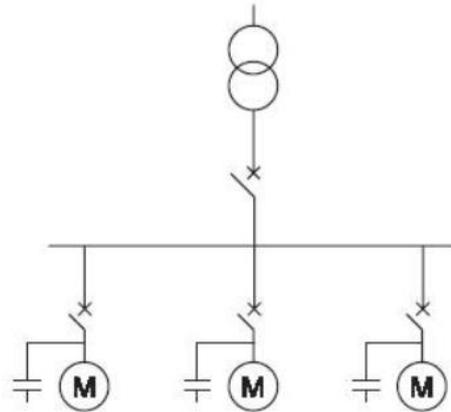


Figura 105: Rifasamento distribuito

- **rifasamento per gruppi:** in questo caso i carichi vengono suddivisi per gruppi e viene installata la capacità necessaria al rifasamento voluto. Ovviamente, la parte di impianto sottesa alla batteria di condensatori non sfrutta i benefici sulla riduzione delle correnti dovute alla circolazione di potenza reattiva;

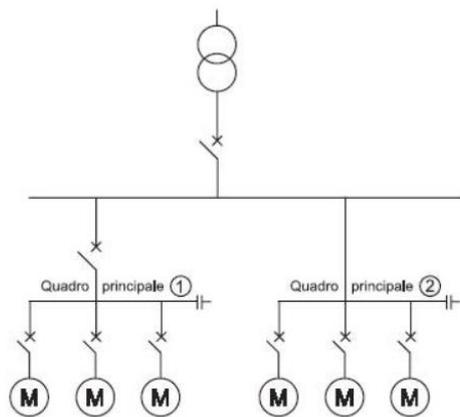


Figura 106: Rifasamento per gruppi

- **rifasamento centralizzato:** è un'organizzazione del rifasamento veloce ed economico. Si installa un'unica batteria di condensatori a monte dell'impianto regolando la potenza reattiva a livello complessivo di stabilimento. Lo svantaggio di questo metodo è che l'intera componente reattiva circola per l'intero impianto causando correnti maggiori nei cavi. Il beneficio si ha circa le penali imposte dall'ARERA ma le perdite sulle linee dell'impianto, rimangono le stesse.

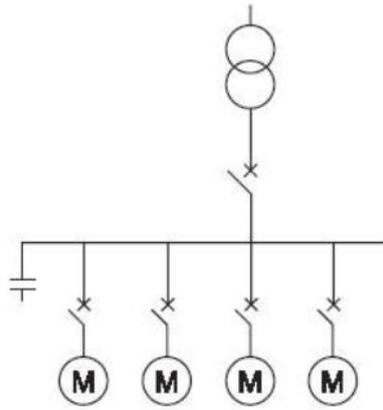


Figura 107: Rifasamento centralizzato

Generalmente, negli impianti si utilizza un sistema di rifasamento centralizzato oppure a gruppi di utenze.

A causa della variabilità dei carichi sottesi alla batteria di condensatori, per non immettere energia reattiva in rete (eccesso di rifasamento) oppure per rifasare ad un valore di fattore di potenza accettabile dalle norme, è necessario che il rifasatore abbia un'inserzione e disinserzione automatica.

La regolazione avviene tramite un regolatore di tipo varmetrico che determina istante per istante il valore di potenza reattiva rifasante necessaria.

Il regolatore è composto da un relè che confronta il valore del fattore di potenza di riferimento con quello reale della parte di impianto al quale fa riferimento. In base alla differenza tra il riferimento e quello misurato, il controllo comanda i contattori dedicati all'inserimento e il disinserimento dei banchi di condensatori con l'obiettivo di minimizzare l'errore del fattore di potenza (Figura 108).

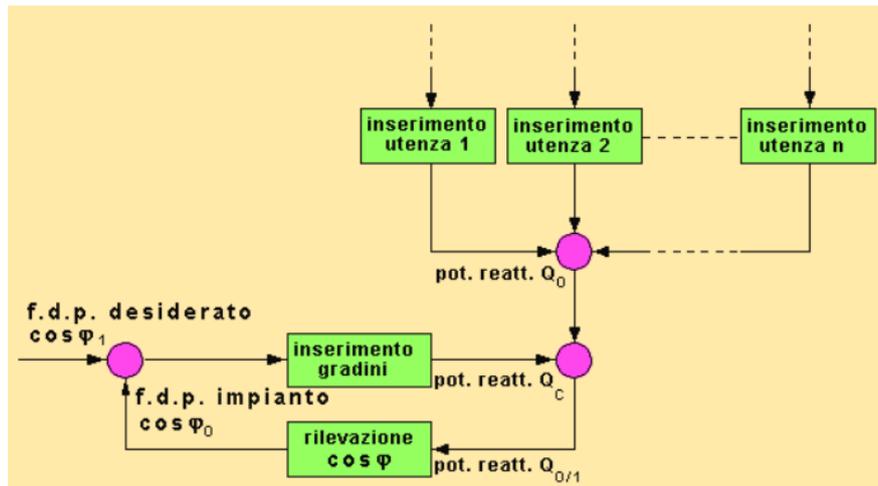


Figura 108: Schema a blocchi controllo del rifasamento

La misura del fattore di potenza istantaneo dell'impianto, avviene tramite l'utilizzo di un trasformatore di corrente (TA) posizionato a monte del rifasatore. La tensione viene misurata tramite trasformatori voltmetrici (TV) se la misura è effettuata in media tensione, oppure tramite inserzione diretta se la tensione da misurare è pari a 400V. La misura di corrente viene effettuata su una fase mentre quella di tensione sulle altre due fasi.

Senza opportuni accorgimenti sul controllo, il sistema di rifasamento rischia di andare in pendolazione ovvero di effettuare il cosiddetto "attacca-stacca" provocando danni ai condensatori dovuto alle correnti di inrush e una conseguente usura dei contatti dei contattori. Dunque, questa condizione creerebbe una situazione di instabilità con oscillazioni intorno ai valori di riferimento. Un modo semplice ed efficace per risolvere questa problematica è quello di impostare tempi di risposta ritardati (utilizzando un'isteresi) e intervalli di non intervento dipendenti dalla corrente nominale.

Inoltre, durante l'inserzione delle batterie di condensatori, la scarica di una può risultare dannosa per quella che va ad inserirsi: questo fatto risulta più problematico quando la taglia delle due batterie coinvolte è molto diversa.

Si noti che, il valore di capacità regolabile di un banco di condensatori è discretizzata, perciò l'obiettivo della regolazione è quella di scegliere una configurazione di capacità e quindi di potenza reattiva capacitiva tale da minimizzare la differenza tra il fattore di potenza di riferimento e quello netto dell'impianto reale.

Di conseguenza, è facile intuire che maggiore è il numero di combinazioni e maggiore sarà la precisione del sistema di rifasamento.

VI.2 Effetti del fotovoltaico sul fattore di potenza.

La potenza elettrica in alternata è formata da tre componenti:

- potenza reattiva Q [var];
- potenza attiva P [W];
- potenza apparente $S = \sqrt{P^2 + Q^2}$

Queste 3 grandezze vengono rappresentate nel triangolo delle potenze in questo modo:

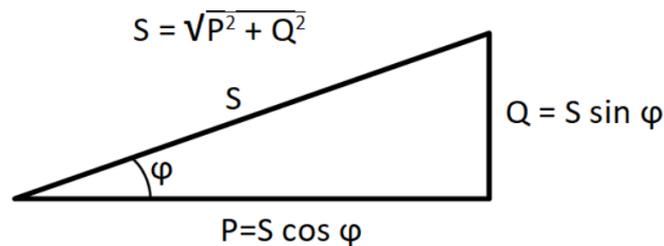


Figura 109: Triangolo delle potenze

Gli inverter utilizzati in questo impianto, hanno la possibilità di regolare il fattore di potenza da 0,8 capacitivo a 0,8 induttivo. Solitamente però, le impostazioni adottate, utilizzano come valore di riferimento 1. Questo perché si delega ad altri componenti la fornitura di energia reattiva.

Si nota infatti dai monitoraggi di impianti esistenti come la quota parte di energia reattiva generata da un impianto fotovoltaico sia trascurabile rispetto all'energia attiva.

Di conseguenza, quando viene introdotto un impianto di generazione fotovoltaica all'interno dell'impianto industriale si va a ridurre la quota di potenza attiva (quindi di energia attiva) acquistata dalla rete rimanendo quindi invariata la potenza reattiva acquistata (o energia reattiva).

Dunque, come rappresentato nella Figura 110, il fattore di potenza dell'impianto diminuisce tanto più la potenza fotovoltaica è elevata rispetto ai carichi. Graficamente la situazione viene rappresentata nei due triangoli vettoriali delle potenze sotto:

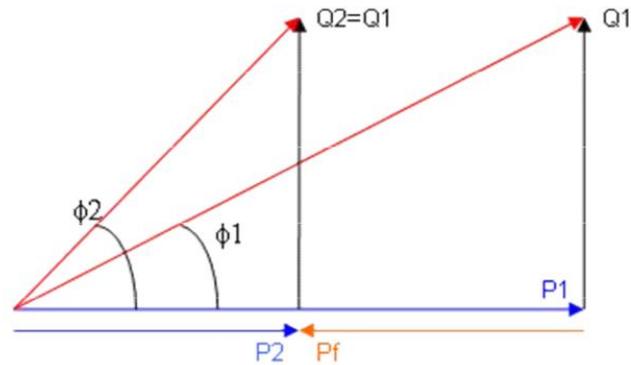


Figura 110: Triangolo delle potenze con impianto di generazione

La potenza attiva P_1 rappresenta la potenza attiva necessaria allo stabilimento in assenza dell'impianto fotovoltaico. Quindi questa, equivale all'energia attiva acquistata da rete.

Q_1 invece è il fabbisogno reattivo delle utenze.

In questa configurazione si presuppone che il fattore di potenza dell'impianto sia nei limiti normativi dell'ARERA per non incorrere al pagamento di penali in bolletta.

Introducendo l'impianto fotovoltaico, quindi la sola componente attiva di potenza P_f , la potenza acquistata in un determinato istante risulta dunque:

$$P_2 = P_1 - P_f \quad (114)$$

Per quanto detto sopra e per verifiche sperimentali, la potenza reattiva in un certo istante in presenza ed in assenza di fotovoltaico risulta invariata:

$$Q_2 = Q_1 \quad (115)$$

Di conseguenza, il fattore di potenza successivamente all'installazione dell'impianto fotovoltaico risulta inferiore rispetto al caso senza fotovoltaico:

$$\cos \varphi_2 < \cos \varphi_1 \Leftrightarrow \varphi_2 > \varphi_1 \quad (116)$$

È buona norma, dunque, ogni qualvolta venga allacciato un impianto di produzione di energia elettrica presso un'utenza verificarne l'impatto sul fattore di potenza sullo stabilimento.

VI.3 Fattore di potenza medio mensile prima e dopo l'installazione dell'impianto fotovoltaico

Dal portale del distributore, è possibile ricavare il fabbisogno di energia reattiva ed attiva nelle fasce F1 F2 ed F3 dello stabilimento.

Dalle tabelle seguenti, si illustrano i valori medi mensili del fattore di potenza relativamente alle fasce F1 ed F2 per le quali è prevista una penalizzazione sull'eccessivo assorbimento dell'energia reattiva dalla rete.

Tabella 33: Fattori di potenza medi mensili senza il contributo dell'impianto fotovoltaico

	Gennaio		Febbraio		Marzo	
	E attiva [kWh]	E reattiva [kvarh]	E attiva [kWh]	E reattiva [kvarh]	E attiva [kWh]	E reattiva [kvarh]
F1	46988.84	26781.59	54859.95	32203.49	73131.44	35918.39
F2	29303.69	16748.83	41601.59	24409.49	41026.04	21473.09
F3	48257.23	28306.03	54205.94	35055.44	72068.84	35173.94
Fabb. F1,F2,F3	124549.76	71836.45	150667.48	91668.41	186226.32	92565.41
Fatt. potenza medio F1 e F2	0.87		0.86		0.89	

	Aprile		Maggio		Giugno	
	E attiva [kWh]	E reattiva [kvarh]	E attiva [kWh]	E reattiva [kvarh]	E attiva [kWh]	E reattiva [kvarh]
F1	6991.35	452.24	11593.35	46.35	66868.04	10710.14
F2	5270.10	1735.65	6028.65	1.50	41698.49	6604.49
F3	9644.55	3389.40	10486.20	1.20	69470.84	8200.64
Fabb. F1,F2,F3	21905.99	5577.28	28108.20	49.05	178037.37	25515.27
Fatt. potenza medio F1 e F2	0.98		1.00		0.99	

	Luglio		Agosto		Settembre	
	E attiva [kWh]	E reattiva [kvarh]	E attiva [kWh]	E reattiva [kvarh]	E attiva [kWh]	E reattiva [kvarh]
F1	105149.10	45223.19	101893.64	47669.54	138626.24	50841.75
F2	72739.34	32120.83	71436.44	34858.34	94040.09	38326.34
F3	121549.19	53595.44	133489.49	62846.09	170015.39	63791.39
Fabb. F1,F2,F3	299437.62	130939.46	306819.57	145373.97	402681.73	152959.48
Fatt. potenza medio F1 e F2	0.92		0.90		0.93	

	Ottobre		Novembre		Dicembre	
	E attiva [kWh]	E reattiva [kvarh]	E attiva [kWh]	E reattiva [kvarh]	E attiva [kWh]	E reattiva [kvarh]
F1	125926.79	50996.99	88475.69	42729.14	61671.89	29017.79
F2	92506.34	36893.39	65686.49	31610.24	44605.79	21439.79
F3	171561.50	67749.92	110821.34	53783.83	90319.18	42069.28
Fabb. F1,F2,F3	389994.64	155640.30	264983.53	128123.22	196596.86	92526.85
Fatt. potenza medio F1 e F2	0.93		0.90		0.90	

Di seguito invece vengono riportate le tabelle (Tabella 35) relative al fattore di potenza medio mensile previsto per ogni mese dell'anno e stimato successivamente all'installazione dell'impianto fotovoltaico con le seguenti ipotesi:

- Energia prodotta dall'impianto fotovoltaico presa dalla simulazione di PVSYST nel caso in cui si abbia il terreno erboso e il controllo del backtracking;
- L'energia prodotta mensilmente ipotizzata nelle fasce F1 ed F2 è calcolata dividendo l'energia prodotta globale mensile per i giorni del mese. Questo permette di ricavare una produzione media giornaliera mensile. Dunque, la prodotta nelle fasce F1 ed F2 sarà l'energia prodotta mensilmente, sottratta al numero di giorni festivi presenti nel mese.

$$E_{prod. F1\&F2_i} = E_{TOT prod.i} - \frac{E_{TOT prod.i}}{num_{giorni_i}} \cdot num_{giorni festivi_i} [kWh]$$

(117)

con $i = Gen, Feb, \dots, Dic$

- Il fattore di potenza viene calcolato utilizzando l'energia attiva acquistata ottenuta sottraendo il fabbisogno totale con l'energia prodotta mensilmente in fascia F1 e F2.

Questo calcolo risulta realistico dal momento che nella fascia F3 notturna non si ha produzione fotovoltaica e quindi quella da tenere in considerazione è solo quella dei giorni festivi.

Tabella 34: Fasce orarie energia elettrica

FASCE ORARIE ENERGIA ELETTRICA			
ORARI DELLA GIORNATA	FERIALI	SABATO	DOMENICA - FESTIVI -
7:00 - 8:00	F2	F2	F3
8:00 - 19:00	F1	F2	F3
19:00 - 23:00	F2	F2	F3
23:00 - 7:00	F3	F3	F3

● PREZZO PIÙ ALTO
 ● PREZZO INTERMEDIO
 ● PREZZO PIÙ BASSO

Con l'introduzione dell'impianto fotovoltaico e con le ipotesi sopra descritte, la tabella dei fattori di potenza si modifica nella forma seguente:

Tabella 35: Fattori di potenza medi mensili con il contributo dell'impianto fotovoltaico

	Gennaio		Febbraio		Marzo	
	E attiva [kWh]	E reattiva [kvarh]	E attiva [kWh]	E reattiva [kvarh]	E attiva [kWh]	E reattiva [kvarh]
F1	46988.84	26781.59	54859.95	32203.49	73131.44	35918.39
F2	29303.69	16748.83	41601.59	24409.49	41026.04	21473.09
F3	48257.23	28306.03	54205.94	35055.44	72068.84	35173.94
Prodotta FTV F1 & F2	25456.45	-	36907.71	-	56478.77	-
Fabb. F1,F2	76292.53	43530.42	96461.54	56612.98	114157.48	57391.48
Fatt. potenza medio F1 e F2	0.76		0.72		0.71	

	Aprile		Maggio		Giugno	
	E attiva [kWh]	E reattiva [kvarh]	E attiva [kWh]	E reattiva [kvarh]	E attiva [kWh]	E reattiva [kvarh]
F1	6991.35	452.24	11593.35	46.35	66868.04	10710.14
F2	5270.10	1735.65	6028.65	1.50	41698.49	6604.49
F3	9644.55	3389.40	10486.20	1.20	69470.84	8200.64
Prodotta FTV F1 & F2	8344.40	-	14045.03	-	76405.83	-
Fabb. F1,F2	12261.44	2187.89	17622.00	47.85	108566.53	17314.63
Fatt. potenza medio F1 e F2	0.87		1.00		0.88	

	Luglio		Agosto		Settembre	
	E attiva [kWh]	E reattiva [kvarh]	E attiva [kWh]	E reattiva [kvarh]	E attiva [kWh]	E reattiva [kvarh]
F1	105149.10	45223.19	101893.64	47669.54	138626.24	50841.75
F2	72739.34	32120.83	71436.44	34858.34	94040.09	38326.34
F3	121549.19	53595.44	133489.49	62846.09	170015.39	63791.39
Prodotta FTV F1 & F2	114136.65	-	106481.74	-	104955.93	-
Fabb. F1,F2	177888.44	77344.03	173330.08	82527.88	232666.33	89168.09
Fatt. potenza medio F1 e F2	0.64		0.63		0.82	

	Ottobre		Novembre		Dicembre	
	E attiva [kWh]	E reattiva [kvarh]	E attiva [kWh]	E reattiva [kvarh]	E attiva [kWh]	E reattiva [kvarh]
F1	125926.79	50996.99	88475.69	42729.14	61671.89	29017.79
F2	92506.34	36893.39	65686.49	31610.24	44605.79	21439.79
F3	171561.50	67749.92	110821.34	53783.83	90319.18	42069.28
Prodotta FTV F1 & F2	82770.58	-	39959.17	-	21633.35	-
Fabb. F1,F2	218433.13	87890.38	154162.19	74339.38	106277.68	50457.57
Fatt. potenza medio F1 e F2	0.84		0.84		0.86	

Come ipotizzato, si noti come il contributo dell'impianto di produzione da fonte rinnovabile, crei una riduzione del fattore di potenza medio mensile al di sotto dei limiti stabiliti dall'ARERA per non incappare in penali.

VI.4 Dimensionamento del rifasatore

Il dimensionamento delle batterie di condensatori viene effettuato considerando di installare un unico rifasatore concentrato a monte di tutto lo stabilimento.

Il calcolo per il corretto dimensionamento della potenza rifasante avviene con la seguente formula:

$$Q_c = P \cdot (\tan \varphi_1 - \tan \varphi_2)$$

(118)

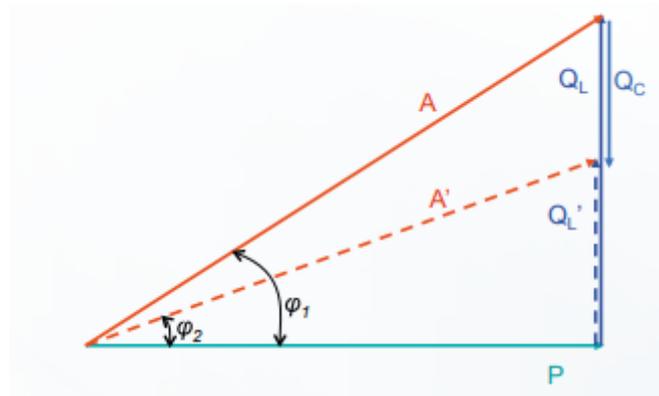


Figura 111: Triangolo delle potenze con il rifasamento (catalogo condensatori ICAR)

Con:

- Q_c : potenza reattiva necessaria per rifasare al valore di fattore di potenza scelto come riferimento;
- P : potenza attiva installata;
- $\tan \varphi_1$: tangente dell'angolo di sfasamento della corrente sulla tensione prima del rifasamento;
- $\tan \varphi_2$: tangente dell'angolo di sfasamento della corrente sulla tensione al valore voluto;
- Nel grafico: Q_L =potenza reattiva induttiva prima del rifasamento, Q_L' =potenza reattiva induttiva dopo il rifasamento, A =potenza apparente prima del rifasamento, A' =potenza apparente dopo il rifasamento (ridotta).

Per comodità, alcuni costruttori di rifasatori, mettono a disposizione una tabella con elencati i coefficienti necessari a moltiplicare il valore di potenza P per ottenere il valore di Q_c data una determinata condizione di partenza del fattore di potenza.

La relazione 118 si riduce dunque a:

$$Q_c = k \cdot P$$

(119)

I coefficienti k sono rappresentati nella Tabella 37.

Si noti che il coefficiente k è pari a:

$$k = (\tan \varphi_1 - \tan \varphi_2)$$

(120)

Per quanto riguarda il valore di potenza P viene preso il valore di potenza contrattuale del contatore pari a 800kW. Questo causa un leggero sovradimensionamento della potenza rifasante a causa della produzione fotovoltaica, ma si ritiene ragionevole per futuri incrementi di carichi induttivi.

Come spiegato nei paragrafi precedenti, sarà il controllo del rifasatore che si occuperà della regolazione istantanea in modo da minimizzare la differenza tra il fattore di potenza di riferimento e quello realmente misurato.

Questa capacità di rifasamento viene aggiunta alle eventuali capacità già presenti nello stabilimento. Questo non crea problemi nel dimensionamento siccome la condizione di partenza attuale senza fotovoltaico non è sufficiente a rispettare le disposizioni della delibera ARERA.

Si sceglie come riferimento un fattore di potenza pari a $\cos \varphi_2 = 0,97$ conservativo rispetto alla norma.

Per il dimensionamento del condensatore, si tiene conto del mese in cui il fattore di potenza è minore in assoluto in modo tale da riuscire a rifasare al valore voluto anche nella condizione peggiore.

Di conseguenza, dalla Tabella 35, il mese in cui si ha il fattore di potenza minore è agosto con un $\cos \varphi_1 = 0,63$.

$$Q_c = k \cdot P = (\tan \varphi_1 - \tan \varphi_2) \cdot P = 0,982 \cdot 800 = 785,6kvar$$

(121)

La potenza rifasante necessaria per portare il fattore di potenza a 0,97 è di 785,6kvar.

Il rifasatore scelto da catalogo della ICAR ha una potenza reattiva rifasante a 400V pari a 825kvar. Ovviamente, la scelta è ricaduta su una macchina che possa erogare una potenza superiore rispetto ai 785,6kvar. Altrimenti, a rigor di logica, non si riuscirebbe a rifasare al fattore di potenza voluto.

Il modello di rifasatore su cui ricade la scelta è il MULTImatic TC10 IN0AKF388050700.

Esso possiede banchi di condensatori organizzati in questo modo:

$$2 \times 82,5 - 4 \times 165 \text{ kvar}$$

(122)

Il numero di combinazioni possibili è 10. Il regolatore quindi, in base ai criteri spiegati precedentemente imposta il valore di capacità in modo da minimizzare l'errore con il riferimento impostato.

Il rifasatore ha le seguenti caratteristiche elettriche:



CARATTERISTICHE TECNICHE:

Tensione nominale di impiego	Ue=400V
Frequenza nominale	50Hz
Sovraccarico max In (condensatori)	3xIn (continuo) 4xIn (1600s ogni 60 minuti) 5xIn (800s ogni 60 minuti)
Sovraccarico max In (quadro)	1.3xIn
Sovraccarico max Vn (quadro)	1.1xUe
Tensione di isolamento (quadro)	690V
Classe di temperatura (condensatori)	-25/+70°C
Classe di temperatura (quadro)	-5/+40°C
Dispositivi di scarica	montati su ogni batteria
Installazione	per interno
Servizio	continuo
Collegamenti interni	a triangolo
Dispositivi di inserzione	contattori per condensatori (AC6b)
Perdite totali	~ 3W/kvar
Finitura meccanica interna	zinco passivata
Norme di riferimento (condensatori)	CEI EN 60831-1/2
Norme di riferimento (apparecchiatura)	CEI EN 61439-1/2, CEI EN 61921

Figura 112: Caratteristiche elettriche rifasatore (catalogo condensatori ICAR)

Per questo stabilimento, i trasformatori presenti sono già rifasati per la loro quota parte di energia reattiva prelevata. Quindi non si entra nel merito del rifasamento dei gruppi di

trasformatori. Qualora bisognasse rifasare anche i trasformatori, la potenza rifasante viene calcolata con la seguente formula:

$$Q_c = I_{0\%} \cdot \frac{A_N}{100}$$

(123)

con:

- $I_{0\%}$: corrente percentuale assorbita a vuoto dal trasformatore;
- A_N [kVA]: potenza apparente di targa del trasformatore.

VI.5 Dimensionamento del trasduttore di corrente (TA)

Il TA deve essere scelto in funzione della corrente assorbita dai carichi da rifasare. Il primario del trasformatore amperometrico deve avere una corrente nominale almeno uguale o superiore alla massima corrente che può assorbire il carico. Se però il TA risultasse sovradimensionato, nel caso in cui le correnti da misurare siano basse, si indurrà una corrente al secondario di basso valore rendendo così difficoltosa l'elaborazione del segnale da parte del regolatore.

Solitamente, il secondario del TA ha un fondo scala pari a 5A;

La potenza apparente erogabile dal trasduttore (chiamata prestazione) va dimensionata in base alla distanza tra il trasduttore e il rifasatore;

La classe del TA va scelta in modo tale da ottenere una buona precisione del regolatore. Una classe ottimale può essere 1 o 0,5;

Il cavo di collegamento tra il trasduttore e il rifasatore deve avere una sezione tale da non indebolire il segnale proveniente dallo stesso: per distanze intorno ai 10mt la sezione opportuna è un 4mm² oltre, è meglio utilizzare un 6mm².

La sezione del cavo dipende dalla prestazione del trasduttore. Infatti, la potenza apparente dissipata per ogni metro lineare di cavo è indicata nella Tabella 36:

Tabella 36: Perdita sui cavi dei TA

Sezione del cavo [mm ²]	VA per metro lineare a 20°C
2,5	0,41
4	0,2540
6	0,1690
10	0,0975
16	0,0620

Nel progetto in esame, si ipotizza di installare un TA 2000/5A da 20VA.

Poiché la distanza tra il rifasatore e i trasduttori è di circa 15mt, si sceglie un cavo di sezione di 6mm², infatti, tramite la Tabella 36 si avrebbe la seguente perdita:

$$S_{diss_{6mmq}} = 0,1690 \frac{VA}{m} \cdot 15m = 2,54VA \rightarrow \text{Accettabile!}$$

(124)

Il rifasatore internamente è già predisposto per avere le prese di tensione collegate alle prese delle linee L2 ed L3. Di conseguenza, il TA va collegato alla linea L1 per misurare la corrente in quadratura alle tensioni.

VI.7. Impianti elettrici e armoniche

È necessario prestare particolare attenzione alle armoniche presente negli impianti elettrici dello stabilimento.

Queste sono generate dai carichi non lineari come, ad esempio, i convertitori elettronici (inverter, raddrizzatori, chopper...), i trasformatori con il nucleo in saturazione oppure da carichi che possiedono un assorbimento non continuativo come, ad esempio, le saldatrici ad arco.

Queste armoniche tendono a creare assorbimenti eccessivi e quindi perdite aggiuntive nei componenti interessati. Per esempio, un eccessivo contenuto armonico crea nei trasformatori l'aumento delle perdite nel ferro e nel rame diminuendone l'efficienza e creando surriscaldamenti.

Nelle macchine rotanti invece, si creano coppie parassite che in alcuni casi si oppongono alla coppia principale funzionando quindi da freno oltre al relativo riscaldamento indesiderato.

Spesso, i convertitori elettronici datati, iniettano componenti continue in rete che causano la saturazione dei nuclei magnetici con conseguente aumento di corrente magnetizzante ed eccessive perdite Joule per quanto riguarda i trasformatori e i motori.

L'effetto delle armoniche sui condensatori dei rifasatori creano anche per questi componenti un surriscaldamento e un aumento di tensione creando un invecchiamento precoce.

Inoltre, il rifasamento composto solamente dai condensatori, incrementa il contenuto armonico contribuendo a peggiorare la situazione.

Il rifasamento di carichi con contenuto armonico elevato richiede particolari accorgimenti.

Introducendo una capacità all'interno di un circuito ohmico-induttivo, per determinate armoniche il sistema capacitivo con quello induttivo possono andare in risonanza parallelo causando tensioni e correnti di valore molto elevato con la conseguenza dello scoppio dei condensatori.

La condizione di risonanza è rappresentata dalla seguente relazione:

$$2 \cdot \pi \cdot f \cdot L = \frac{1}{2 \cdot \pi \cdot f \cdot C} \quad (125)$$

$$f = \frac{1}{2 \cdot \pi \cdot \sqrt{L_{cc} \cdot C}} \quad (126)$$

Nello schema riportato sotto, viene rappresentato un sistema elementare dotato di trasformatore, batteria di condensatori per il rifasamento, inverter e motore. Il sistema è convertito poi nello schema elettrico sotto. L'induttanza solitamente è rappresentata dall'induttanza di cortocircuito del trasformatore.

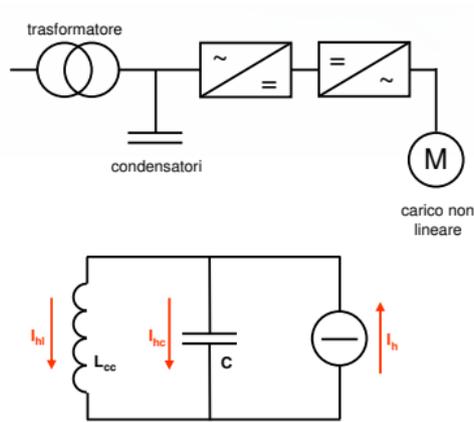


Figura 113: Sistema elettrico semplificato per lo studio delle armoniche (rifasamento ICAR)

L'ordine armonico della risonanza si calcola dunque con la seguente formula:

$$N = \sqrt{\frac{A \cdot 100}{Q_C \cdot V_{cc\%}}}$$

(127)

- N : ordine armonico multiplo della frequenza di rete;
- Q_C : Potenza rifasatore;
- $V_{cc\%}$: Tensione di corto circuito percentuale del trasformatore;
- A : Potenza apparente del trasformatore.

Se nel sistema elettrico fossero presenti armoniche di valore simile ad N , si presenta il pericolo della risonanza tra induttanze e capacità.

Per spostare l'ordine armonico di risonanza a frequenze lontane dalle armoniche presenti, si aggiunge in serie ai condensatori di rifasamento un'induttanza aggiuntiva. Infatti, la formula della frequenza di risonanza assumerà la seguente forma:

$$f = \frac{1}{2 \cdot \pi \cdot \sqrt{(L_{cc} + L_f) \cdot C}}$$

(128)

- L_{cc} : induttanza di corto circuito del trasformatore;
- L_f : induttanza serie aggiuntiva alla batteria di condensatori;
- C : capacità di rifasamento.

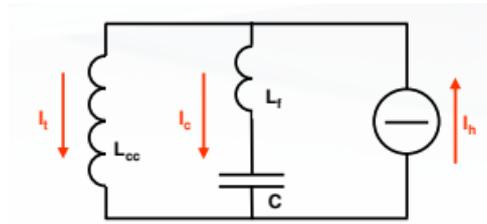


Figura 114: Schema elettrico semplificato con aggiunta di un'induttanza (rifasamento ICAR)

Con l'induttanza L_f si cerca di ridurre la frequenza di risonanza ad un valore sotto i 250Hz ovvero sotto alla quinta armonica spesso presente negli impianti elettrici.

Per filtrare invece alcune tipologie di armoniche, vengono progettati appositi filtri aventi come frequenza di risonanza lo stesso ordine dell'armonica da filtrare. In questo modo sono in grado di "intrappolare" l'armonica "incriminata" siccome alla frequenza di risonanza questi sistemi presentano un'impedenza molto bassa.

Dunque, questi, oltre a fungere da "trappola" per alcune armoniche, riescono a fornire potenza reattiva capacitiva per quanto riguarda l'armonica fondamentale.

Questi particolari dimensionamenti sui filtri per ridurre le armoniche richiedono un'analisi approfondita tramite inserimento nell'impianto di strumenti adatti alla misurazione delle armoniche e della qualità della tensione, Dopo il campionamento per periodi di tempo è possibile dimensionare correttamente i filtri.

La lunghezza del periodo di tempo in esame cambia in base alla rappresentatività delle misure. In altre parole, il monitoraggio ha lo scopo di permettere uno studio globale delle armoniche per cui è necessario che i dati raccolti tengano in considerazione il maggior numero di situazioni che possono presentarsi.

La tecnologia costruttiva delle batterie di condensatori che permettono di resistere anche alle sollecitazioni causate dalle armoniche sono in film di polipropilene metallizzato.

Conclusioni

Dopo gli aspetti introduttivi iniziali in cui vengono spiegati i principi fisici che regolano la produzione fotovoltaica si è passati a confrontare varie tipologie di installazione a terra. Dalle simulazioni effettuate, grazie alla bifaccialità dei moduli, il valore aggiunto di un impianto fotovoltaico si ottiene massimizzando il fattore di albedo del suolo. In particolare, se si depositasse uno strato di materiale bianco come ad esempio la ghiaia, l'impianto, annualmente, riuscirebbe a produrre il 3,13% in più rispetto ad un impianto installato su prato.

L'algoritmo Matlab scritto in questo documento permette di effettuare uno studio di producibilità durante la fase di progettazione preliminare. Infatti, incrocia le curve di carico dello stabilimento industriale con quelle di producibilità scaricate da PVGIS calcolando la quantità di energia autoconsumata, venduta, acquistata e l'indice di rendimento dell'impianto.

Questo strumento è utile in fase di preventivo a cui seguirà poi uno studio approfondito su un software dedicato come PVSYST con il quale si potrà entrare nei dettagli modellizzando le ombre e gli oggetti circostanti che potrebbero influenzarne la produzione annua.

Un impianto di produzione efficiente necessita una progettazione elettrica specifica volta a minimizzare le perdite utilizzando componenti ad elevati rendimenti e dimensionando i cavi in modo tale da contenere le cadute di tensione attraverso di essi. Non meno importante è la sicurezza elettrica. Per questo sono state dimensionate le protezioni al fine di evitare surriscaldamenti dei componenti e pericoli alle persone dai contatti diretti e indiretti.

Quando si introduce un impianto di produzione di energia elettrica di taglia paragonabile a quella del carico complessivo dell'utenza, risulta necessario considerare l'impatto della fonte di generazione sul fattore di potenza. Spesso questo aspetto viene trascurato incappando in penali in bolletta per l'eccessivo prelievo di energia reattiva.

Per questo nel documento viene affrontata anche la progettazione dei rifasatori al fine di adeguare l'utente alle norme. Il target di $\cos \varphi$ impostato è di 0,97 con l'obiettivo di avere un margine rispetto alla delibera ARERA per eventuali prossime modifiche ai carichi di stabilimento.

Ormai, gli impianti di produzione fotovoltaica in cessione totale non hanno più la convenienza di alcuni anni fa. Oggi, il prezzo dell'energia elettrica varia durante il giorno in funzione della domanda e della disponibilità delle fonti di generazione non programmabili. Infatti, la quota fotovoltaica inizia ad avere un peso rilevante tant'è che nelle fasce centrali della giornata il PUN (Prezzo Unico Nazionale) scende. Addirittura, in alcuni Paesi il prezzo dell'energia in alcuni momenti della giornata arriva ad essere negativo a causa della sovrapproduzione delle fonti non programmabili e non regolabili. Quindi, senza particolari incentivi in questo caso il ritorno d'investimento risulta di difficile ammortamento.

Tuttavia, per quanto riguarda un impianto progettato per l'autoconsumo si ottengono elevati margini di guadagno con periodi di ammortamento in generale inferiori ai 5 anni riuscendo perciò a ridurre la quantità di energia elettrica acquistata.

A causa dell'elevata variazione durante il giorno del PUN, si stanno studiando soluzioni volte a contribuire ai servizi di rete sfruttando accumulatori elettrochimici per immagazzinare l'energia elettrica quando il prezzo è basso e venderla nelle fasce orarie di bassa produzione in cui il prezzo è maggiore.

Negli ultimi anni, la sensibilità sul tempo di ritorno dell'investimento di un impianto fotovoltaico è passata in secondo piano lasciando spazio agli aspetti ambientali. Infatti, l'obiettivo degli imprenditori è quello di diminuire le emissioni di CO₂ per offrire al mercato prodotti sostenibili lavorando sull'efficientamento dell'impianto riducendo i consumi e l'autoproduzione dell'energia.

APPENDICE

Diagrammi delle perdite

Diagramma delle perdite impianto con erba in presenza del backtracking



PVsyst V7.4.7
 VC0, Simulation date:
 22/06/24 16:57
 with V7.4.7

Project: Tesi UFFICIALE
 Variant: ERBA CON BACKTRACKING

Alberto Casetta (Italy)

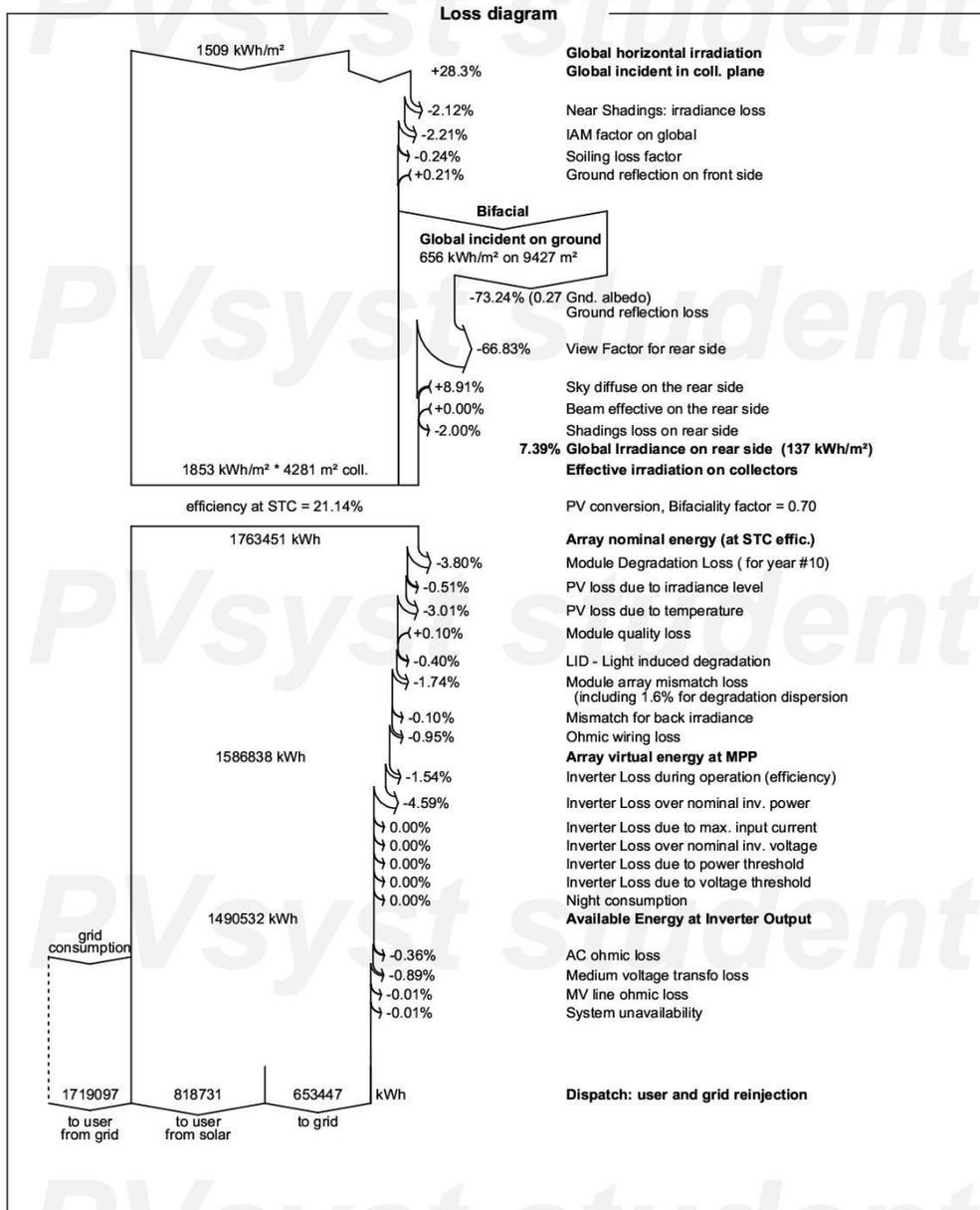


Diagramma delle perdite impianto con erba senza il backtracking



PVsyst V7.4.7
 VC1, Simulation date:
 23/06/24 09:19
 with V7.4.7

Project: Tesi UFFICIALE
Variant: ERBA SENZA BACKTRACKING

Alberto Casetta (Italy)

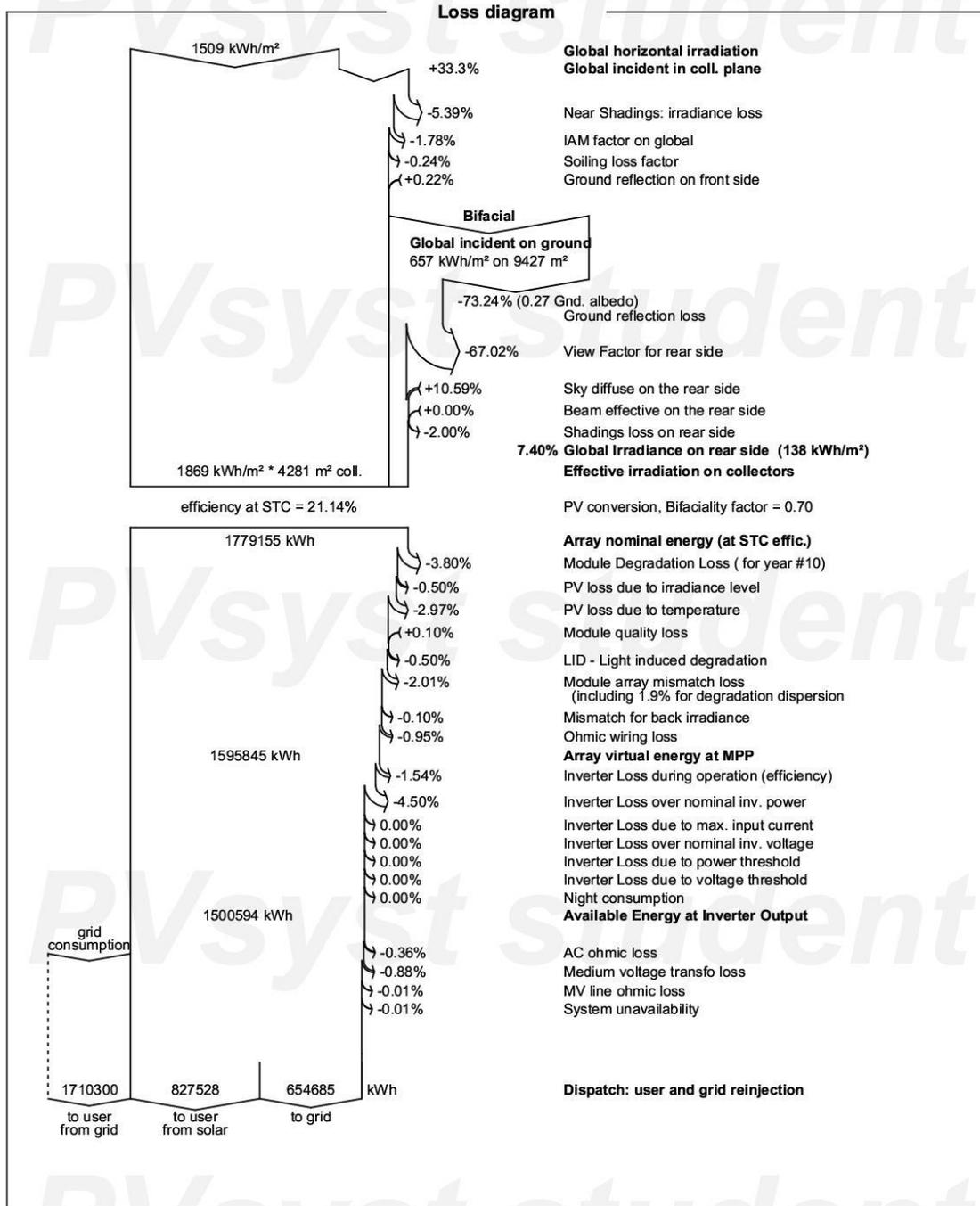


Diagramma delle perdite impianto con ghiaia in presenza del backtracking



PVsyst V7.4.7
 VC2, Simulation date:
 23/06/24 09:26
 with V7.4.7

Project: Tesi UFFICIALE
 Variant: GHIAIA CON BACKTRACKING

Alberto Casetta (Italy)

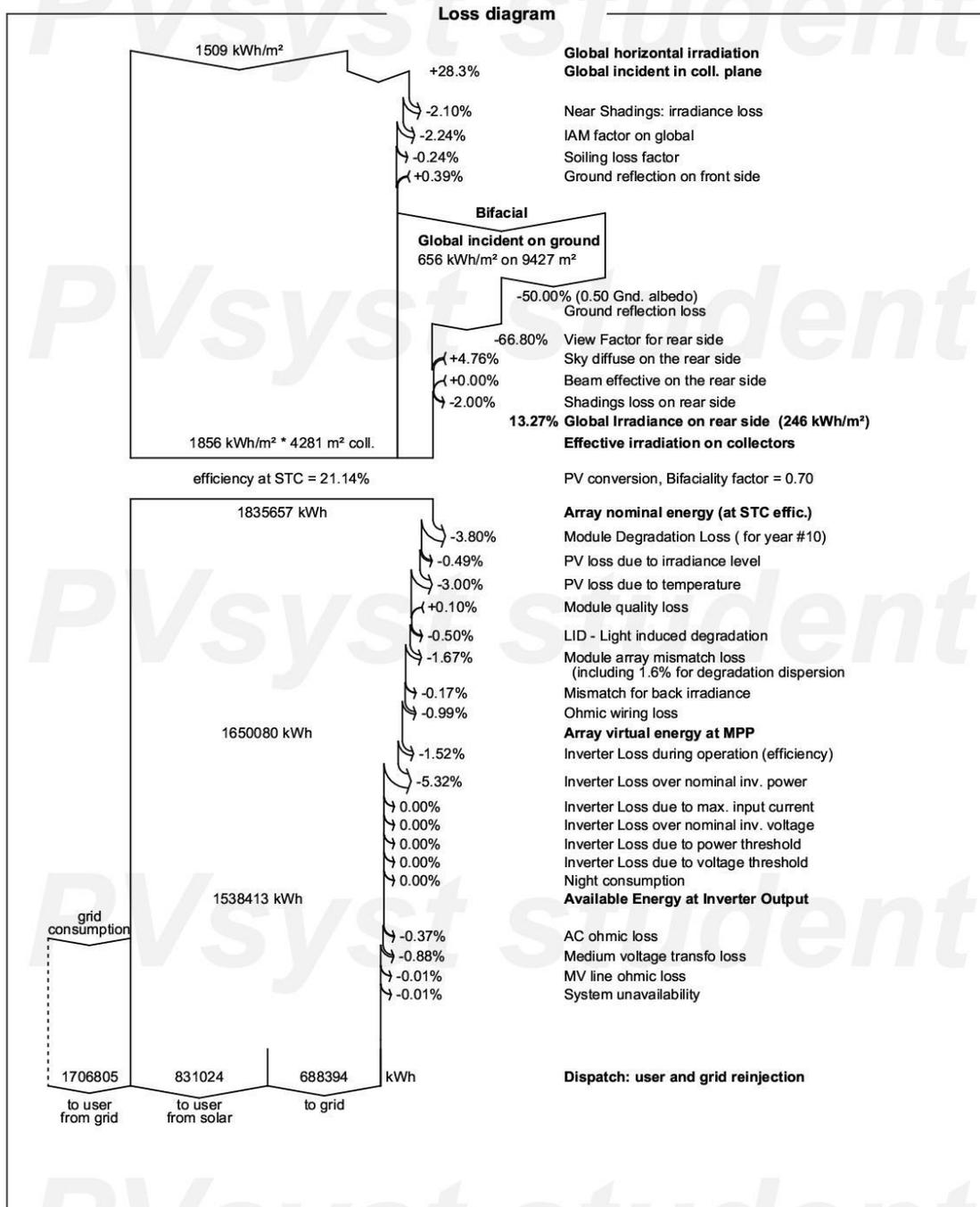


Diagramma delle perdite impianto con erba in presenza del backtracking e senza limitazione dell'immissione

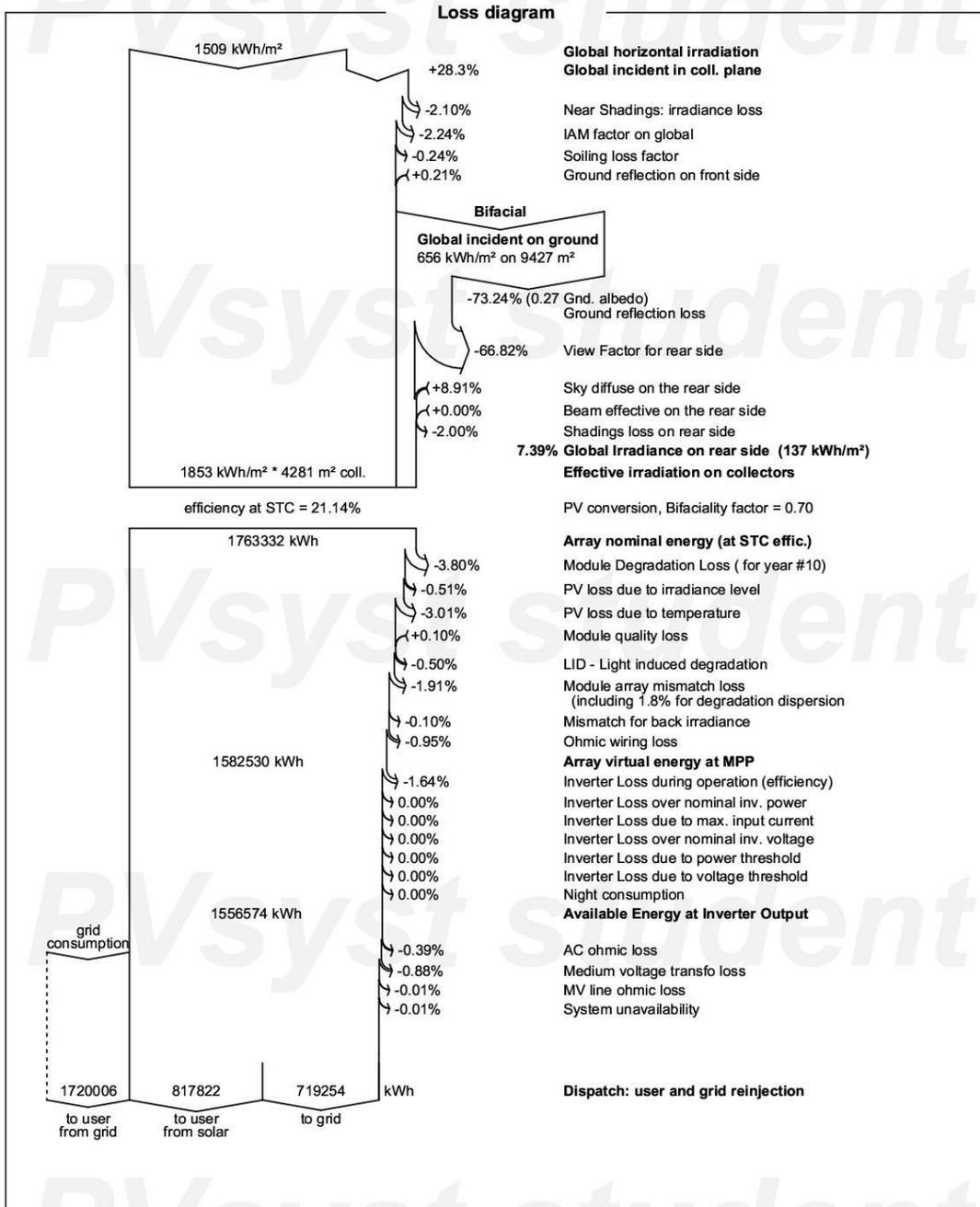


PVsyst V7.4.7
 VC4, Simulation date:
 23/06/24 09:31
 with V7.4.7

Project: Tesi UFFICIALE

Variant: ERBA CON BACKTRACKING SENZA LIMITAZIONE DI POTENZA IMMESSA

Alberto Casetta (Italy)



Codice MATLAB per lo studio di producibilità:

```

clear all;
clear;

%Importazione file.
Produzione_1kWp= importdata("produzione 1 kwp.txt"); % [Wh] produzione di 1kWp
senza maggiorazione dovuta alla bifaccialità
Fabbisogno = importdata("Fabbisogno_attiva_2023.txt"); %kWh
Irradianza=importdata("G.txt");

%Assegnazione variabili, matrici e vettori.
Prodotta=zeros(length(Produzione_1kWp), 12);
Autoconsumo=zeros(length(Produzione_1kWp), 12);
Fabbisogno_diurno=zeros(length(Produzione_1kWp), 12);
Venduta=zeros(length(Produzione_1kWp), 12);
Ore_luce=zeros(1,12);

Num_pannelli=1378;
Pwr_pannelli=655; %[W]
Pwr_plant=Num_pannelli*Pwr_pannelli/1000; %kW potenza dell'impianto
Perc_bifac=6.7; %[%] 3.5 e 15 per erba con backtracking
Perc_perdita=14.5; %[%] 6.7 e 15 per ghiaia con backtracking
%[%] 3.5 e 14.5 per erba senza backtracking
%[%] 6.7 e 14.5 per ghiaia senza backtracking
P_max=500; %Pmax immettibile in rete

%Esecuzione
Prodotta=(Produzione_1kWp*(1-
Perc_perdita/100)*Pwr_plant*(1+(Perc_bifac/100)))/1000; %[kWh] %Da PVGIS

for i=1:length(Produzione_1kWp) %Prodotta senza limitazione
dell'immissione
    for j=1:length(Produzione_1kWp(1,:))
        if(Prodotta(i,j)==0)
            Fabbisogno_diurno(i,j)=0;
        else
            Fabbisogno_diurno(i,j)=Fabbisogno(i,j);
        end
    end
end

for i=1:length(Produzione_1kWp) %Prodotta con limitazione
dell'immissione (500kW)
    for j=1:length(Produzione_1kWp(1,:))
        if((Prodotta(i,j)-Fabbisogno_diurno(i,j))>P_max)
            Prodotta_lim(i,j)=P_max + Fabbisogno_diurno(i,j);
        else
            Prodotta_lim(i,j)=Prodotta(i,j);
        end
    end
end

Autoconsumo=min(Fabbisogno,Prodotta_lim); %kWh

```

```

for i=1:length(Produzione_1kWp)           %Calcolo matrice energia venduta
    for j=1:length(Produzione_1kWp(1,:))
        Vendita(i,j)=Prodotta_lim(i,j)-Autoconsumo(i,j);
    end
end

for i=1:length(Produzione_1kWp(1,:))     %Calcolo ore di luce
    for j=1:length(Produzione_1kWp)
        if(Prodotta(j,i)>0)
            Ore_luce(i)=Ore_luce(i)+1;
        end
    end
end

PR_sum=0;
for i=1:length(Produzione_1kWp)
    for j=1:length(Produzione_1kWp(1,:))
        if (Produzione_1kWp(i,j) >0)
            PR(i,j)=(Prodotta_lim(i,j)/Pwr_plant)*(1000/Irradianza(i,j));
            PR_sum=PR_sum+PR(i,j);
        else
            PR(i,j)=0;
        end
    end
end

PR_mean=PR_sum/sum(Ore_luce);

Tot_prodotta_lim=sum(Prodotta_lim, "all")/10^3;           %MWh prodotti da FTV
con limitazione immissione
h_eq_lim=Tot_prodotta_lim/Pwr_plant*1000;

Tot_autoconsumata=sum(Autoconsumo, "all")/10^3;           %MWh autoconsumati
Perc_autoconsumo=Tot_autoconsumata/Tot_prodotta_lim;

Tot_fab_diurno=sum(Fabbisogno_diurno, "all")/10^3;         %[MWh]
Perc_fabbisogno_copribile=Tot_autoconsumata/Tot_fab_diurno; %Percentuale
fabbisogno copribile

Tot_fabbisogno=sum(Fabbisogno, "all")/10^3;               %[MWh]
Perc_fabb_del_totale=Tot_autoconsumata/Tot_fabbisogno;    %Percentuale
fabbisogno del totale

Tot_venduta=Tot_prodotta_lim-Tot_autoconsumata;           %Venduta senza
limitazioni
Perc_venduta=Tot_venduta/Tot_prodotta_lim;                 %Percentuale venduta
senza limitazioni

Tot_acquisto_residuo=Tot_fabbisogno-Tot_autoconsumata;
Perc_Acquisto=Tot_acquisto_residuo/Tot_fabbisogno;

Prodotta_mens_lim=sum(Prodotta_lim)/10^3;
Prodotta_mens=sum(Prodotta)/10^3;

```

```

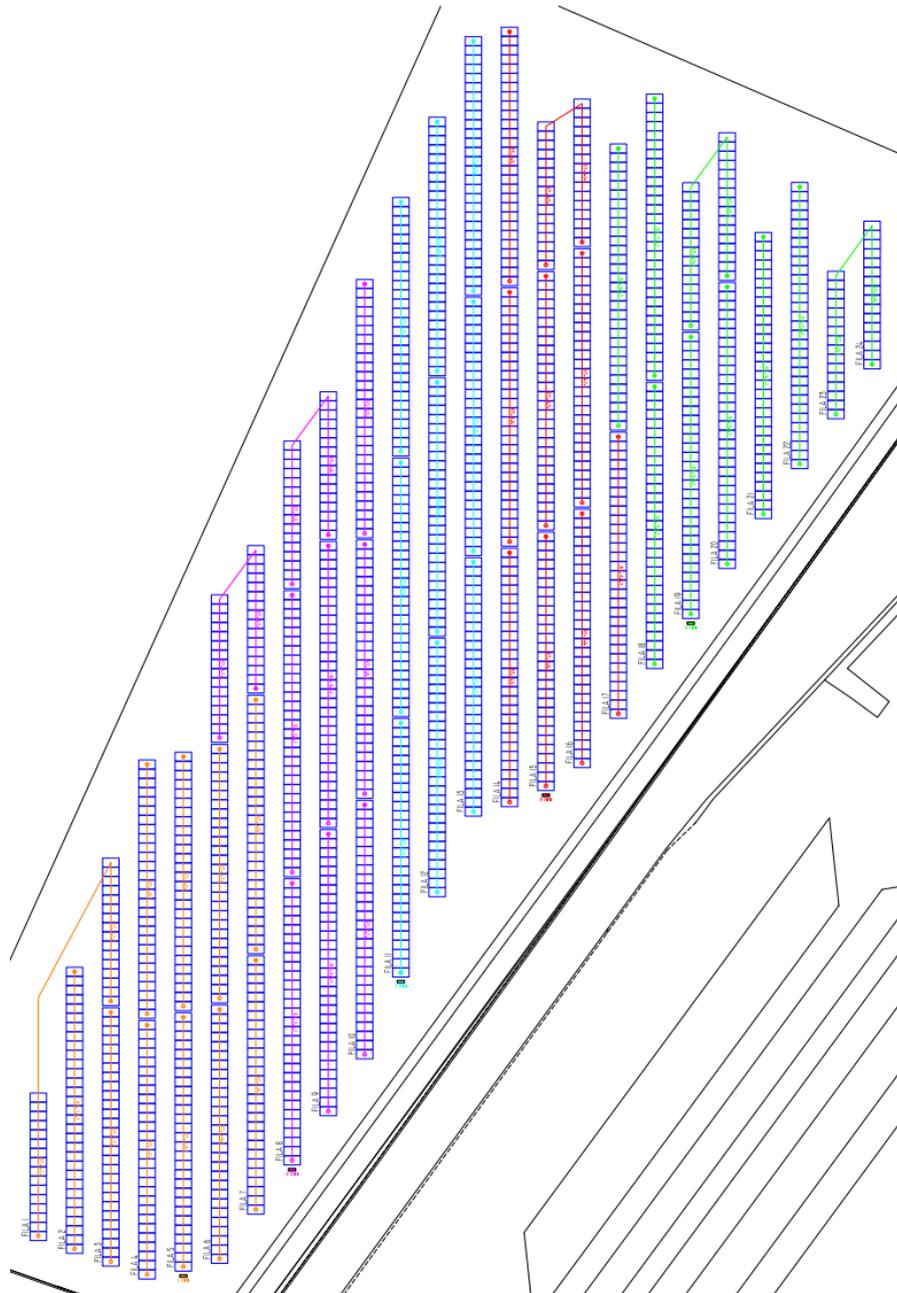
%GRAFICI
figure();
mesi=["Gennaio" "Febbraio" "Marzo" "Aprile" "Maggio" "Giugno" "Luglio" "Agosto"
"Settembre" "Ottobre" "Novembre" "Dicembre"];
bar(Ore_luce)
grid on
title("Ore di luce")
xlabel("Mesi")
ylabel("Ore")
legend("Ore di luce")

figure();
mesi=["Gennaio" "Febbraio" "Marzo" "Aprile" "Maggio" "Giugno" "Luglio" "Agosto"
"Settembre" "Ottobre" "Novembre" "Dicembre"];
bar(Prodotta_mens)
grid on
title("Energia prodotta senza limitazione immissione")
xlabel("Mesi")
ylabel("MWh")
legend("Energia prodotta")

figure();
mesi=["Gennaio" "Febbraio" "Marzo" "Aprile" "Maggio" "Giugno" "Luglio" "Agosto"
"Settembre" "Ottobre" "Novembre" "Dicembre"];
bar(Prodotta_mens_lim)
grid on
title("Energia prodotta con limitazione immissione")
xlabel("Mesi")
ylabel("MWh")
legend("Energia prodotta")

```

Planimetria e stringatura



Particolare della stringatura spezzata tra vele indipendenti per evitare il fenomeno del mismatch a causa dell'eventuale diversa inclinazione.

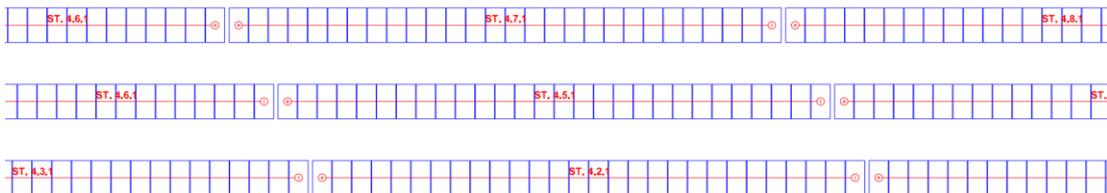


Tabella fattori k per il dimensionamento del rifasatore

Tabella 37: catalogo rifasatori ICAR

Fattore di potenza iniziale	Fattore di potenza finale							
	0,9	0,91	0,92	0,93	0,94	0,95	0,96	0,97
0,60	0,849	0,878	0,907	0,938	0,970	1,005	1,042	1,083
0,61	0,815	0,843	0,873	0,904	0,936	0,970	1,007	1,048
0,62	0,781	0,810	0,839	0,870	0,903	0,937	0,974	1,015
0,63	0,748	0,777	0,807	0,837	0,870	0,904	0,941	0,982
0,64	0,716	0,745	0,775	0,805	0,838	0,872	0,909	0,950
0,65	0,685	0,714	0,743	0,774	0,806	0,840	0,877	0,919
0,66	0,654	0,683	0,712	0,743	0,775	0,810	0,847	0,888
0,67	0,624	0,652	0,682	0,713	0,745	0,779	0,816	0,857
0,68	0,594	0,623	0,652	0,683	0,715	0,750	0,787	0,828
0,69	0,565	0,593	0,623	0,654	0,686	0,720	0,757	0,798
0,70	0,536	0,565	0,594	0,625	0,657	0,692	0,729	0,770
0,71	0,508	0,536	0,566	0,597	0,629	0,663	0,700	0,741
0,72	0,480	0,508	0,538	0,569	0,601	0,635	0,672	0,713
0,73	0,452	0,481	0,510	0,541	0,573	0,608	0,645	0,686
0,74	0,425	0,453	0,483	0,514	0,546	0,580	0,617	0,658
0,75	0,398	0,426	0,456	0,487	0,519	0,553	0,590	0,631
0,76	0,371	0,400	0,429	0,460	0,492	0,526	0,563	0,605
0,77	0,344	0,373	0,403	0,433	0,466	0,500	0,537	0,578
0,78	0,318	0,347	0,376	0,407	0,439	0,474	0,511	0,552
0,79	0,292	0,320	0,350	0,381	0,413	0,447	0,484	0,525
0,80	0,266	0,294	0,324	0,355	0,387	0,421	0,458	0,499
0,81	0,240	0,268	0,298	0,329	0,361	0,395	0,432	0,473
0,82	0,214	0,242	0,272	0,303	0,335	0,369	0,406	0,447
0,83	0,188	0,216	0,246	0,277	0,309	0,343	0,380	0,421
0,84	0,162	0,190	0,220	0,251	0,283	0,317	0,354	0,395
0,85	0,135	0,164	0,194	0,225	0,257	0,291	0,328	0,369
0,86	0,109	0,138	0,167	0,198	0,230	0,265	0,302	0,343
0,87	0,082	0,111	0,141	0,172	0,204	0,238	0,275	0,316
0,88	0,055	0,084	0,114	0,145	0,177	0,211	0,248	0,289
0,89	0,028	0,057	0,086	0,117	0,149	0,184	0,221	0,262
0,90	-	0,029	0,058	0,089	0,121	0,156	0,193	0,234

Riferimenti normativi

- CEI 0-16;
- CEI UNEL 35024;
- CEI UNEL 35026;
- CEI EN 50110-1 (Esercizio degli impianti elettrici)
- CEI 11-27 (Lavori su impianti elettrici)
- CEI 0-10 (Guida alla manutenzione degli impianti elettrici)
- Guida per la definizione della documentazione di progetto degli impianti elettrici
- CEI 64-14 Guida alla verifica degli impianti elettrici utilizzatori
- IEC/TS 60479-1 Effects of current on human beings and livestock – Part 1: General aspects
- IEC 60364-7-712 Electrical installations of buildings – Part 7-712: Requirements for special installations or locations – Solar photovoltaic (PV) power supply systems
- CEI 64-57 Edilizia ad uso residenziale e terziario - Guida per l'integrazione degli impianti elettrici utilizzatori e per la predisposizione di impianti ausiliari, telefonici e di trasmissione dati negli edifici -
- CEI EN 61140 (CEI 0-13) Protezione contro i contatti elettrici - Aspetti comuni per gli impianti e le apparecchiature
- CEI 11-25 (CEI EN 60909-0)

Software utilizzati

- Word;
- Matlab;
- Excel;
- Power Point;
- PVSYST;
- AutoCAD.

Bibliografia e sitografia

- Figura 1: <https://www.terna.it/it/sistema-elettrico/transparency-report/renewable-generation>;
- Figura 2: <https://www.terna.it/it/sistema-elettrico/transparency-report/actual-generation>;
- <https://www.enelgreenpower.com/it/learning-hub/energie-rinnovabili/italia>;
- Figura 3: <https://www.energyexpert.it/impianto-solare-per-produzione-energia-termica/la-radiazione-solare/pdf>;
- Figura 4: https://www.isac.cnr.it/dinamica/davolio/tmp/Didattica/dispense_radiazione.pdf;
- Tabella 1: <https://it.wikipedia.org/wiki/Albedo>;
- Figura 5: <https://www.climalteranti.it/2014/05/07/l-effetto-serra-e-il-motore-del-sistema-climatico/>;
- Figura 6: <http://www.centrometeo.com/articoli-reportage-approfondimenti/astronomia-meteo-matematica-calcoli-utili/5229-calcolo-posizione-solare-azimuth-declinazione>;
- Figura 7: <https://www.e-education.psu.edu/eme810/node/469>;
- Figura 8: <http://www.ilpaesedellemeridiane.com/simulatori/04noz/08altezzasole.htm>;
- Figura 10: https://www.imt-solar.com/fileadmin/docs/en/products/Si-Sensor_202307_E.pdf;
- Figura 11: <https://www.quora.com/What-is-the-range-of-an-energy-band-gap-in-a-semiconductor>;
- Figura 12: <https://www.riassuntini.com/fisica/semiconduttori.html>;
- Figura 13: <http://www.antoniosantoro.com/I%20semiconduttori.htm>;
- Figura 14: https://it.wikipedia.org/wiki/Giunzione_p-n;
- Figura 15: <https://www.nrel.gov/pv/cell-efficiency.html>;
- Figura 17: <http://www.consulente-energia.com/ao-come-misurare-la-curva-v-i-di-un-pannello-fotovoltaico-determinare-curva-caratteristica-tensione-corrente-vi-di-un-singolo-modulo-fotovoltaico-curva-vi.html>;
- Figura 18: slide lezioni corso Generazione fotovoltaica ed eolica di energia elettrica del Prof. Filippo Spertino;

- Figura 21: <http://www.consulente-energia.com/ao-come-misurare-la-curva-v-i-di-un-pannello-fotovoltaico-determinare-curva-caratteristica-tensione-corrente-vi-di-un-singolo-modulo-fotovoltaico-curva-vi.html>;
- Figura 22: <https://www.energisolare100.com/it/blog/impianto-fotovoltaicodifferenzadiodo-blocco-diodo-by-pass/>;
- Figura 26: <https://www.csisolar.com/bihiku7/>;
- Figura 27: <https://www.vpsolar.com/le-ultime-tecnologie-nel-settore-fotovoltaico-bifacial-cells/>;
- Figura 28: <https://docs.rs-online.com/f655/A700000008759853.pdf>;
- Figura 29: slide Prof. Di Leo PoliTO;
- Figura 30: Inverter multi stringa: https://www.researchgate.net/figure/Multi-String-Inverter-II-GRID-CONNECTED-INVERTERS_fig2_317305109;
- Figura 31: <https://earth.google.com/web>;
- Figura 63: https://www.linkedin.com/posts/ayman-mousa-907107132_important-gcr-gcr-activity-7111438787229941760-5CeU;
- Figura 65: PVGIS https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/en/;
- Figura 69: https://www.sunearthtools.com/dp/tools/pos_sun.php;
- Figura 70: <https://biblus.acca.it/orientamento-dei-pannelli-fotovoltaici-come-definirlo-correttamente/>;
- Figura 73: <https://www.csisolar.com/bihiku7/>;
- Figura 74: datasheet Canadian Solar CS7N655MB-AG;
- Figura 78: <http://www.cvsperoni.it/index.php/connettori-per-fotovoltaici/>;
- Figura 79: <https://www.csisolar.com/downloads/>;
- Figura 80: https://www.elektro.it/tubi_protettivi/tubi_protettivi_04.html;
- Figura 83: <https://it.linkedin.com/pulse/ridurre-le-emissioni-di-induzione-magnetica-un-costo-zero-vasta>;
- Figura 84: <https://www.picenumplast.com/download/?id=3548>;
- Figura 86: <https://www.cementubi.it/portfolio-articoli/pozzetti/>;
- Figura 87: <https://www.comcavi.it/cavi/cavi-elettrici-cpr/h1z2z2-k/>;
- Tabella 22: <https://www.comcavi.it/wp-content/uploads/pdf/H1Z2Z2-K.pdf>;
- Figura 75, Figura 76, Tabella 16, Figura 77, Tabella 17, Tabella 18, Tabella 20: datasheet inverter Huawei SUN2000 185KTL-H1;

- Tabella 19:
https://www.studiopetrillo.com/files/Tabella_grado%20di_protezione_IP.pdf;
- Figura 88: <https://www.baldassaricavi.it/wp-content/uploads/2019/12/17-ARG16R16.pdf>;
- Figura 89: <https://new.abb.com/products/it/1SDA083662R1/t4v-ha-250-tma-200-2000-3p-f-f-800v-ac>;
- Figura 90: <https://new.abb.com/products/it/1SDA083662R1/t4v-ha-250-tma-200-2000-3p-f-f-800v-ac>
- Figura 91: <https://new.abb.com/products/it/1SDA104317R1/e2-2s-e9-1250-ekip-dip-lsi-3p-fhr>
- Figura 92:
<https://search.abb.com/library/Download.aspx?DocumentID=1SDH001000R0001&LanguageCode=it&DocumentPartId=&Action=Launch>
- Figura 95:
http://www.mftrasformatori.it/imgs_2009/file/scheda_mf_trasformatori_olio_it916.pdf
- Figura 98:
https://www.voltimum.it/sites/www.voltimum.it/files/it/attachments/pdi/f/1003guida_cavi_mt.pdf;
- Figura 99: <https://www.comecavi.it/cavi/cavi-elettrici-media-tensione/rg7h1r/>;
- Figura 100, Figura 101, Figura 102, Figura 103, Figura 104, Tabella 32: CEI 0-16;
- Figura 105: https://www.microst.it/tutorial/rifasamento_2.htm;
- Figura 106: https://www.microst.it/tutorial/rifasamento_2.htm;
- Figura 107: https://www.microst.it/tutorial/rifasamento_2.htm;
- Figura 108: https://www.elektro.it/rifasamento_html/rifasamento_03.html;
- Figura 109: <https://elettronici.altervista.org/ac-potenza/elettrotecnica-ac-potenze.html>;
- Figura 110: <https://www.comarcond.com/wp-content/uploads/2019/05/GUIDA-Impianto-Fotovoltaico-e-Rifasamento.pdf>;
- Tabella 34: <https://www.switcho.it/blog/luce-gas/fasce-orarie-energia-elettrica/>;
- Figura 111, Figura 112: catalogo condensatori ICAR;
- Figura 113, Figura 114: Rifasamento ICAR;
- Slide corso “Distribuzione ed utilizzazione dell’energia elettrica” del Prof. Gianfranco Chicco (Politecnico di Torino);

- Slide corso “Progettazione di impianto elettrici” Prof. Di Leo (Politecnico di Torino);
- Slide corso “Conversione fotovoltaica ed eolica di energia elettrica” Prof. Filippo Spertino (Politecnico di Torino);
- “Le energie rinnovabili – Le nuove tecnologie di produzione elettrica e termica” a cura di Luca Rubini, Silvia Sangiorgio - HOEPLI.

Ringraziamenti

Ringrazio papà, mamma, Riccardo, i nonni e gli amici che mi sono stati vicino nei momenti più difficili della mia carriera universitaria supportandomi e incoraggiandomi ad andare avanti verso l'obiettivo finale che oggi raggiungo.

Ringrazio il mio relatore il Prof. Filippo Spertino e il Prof. Alessandro Ciocia per avermi affiancato nel progetto di tesi.

Un ringraziamento particolare va all'azienda Albasolar di Alba guidata da Massimo Marengo che mi sta permettendo di imparare molto nel settore del fotovoltaico e della progettazione elettrica. In modo particolare ci tengo a ringraziare il mio tutor aziendale l'Ing. D. Mascolo, P. Giacchero, l'Ing. M. Ragusa, l'Ing. M. Sampò, l'Ing. L. Cugno e l'Ing. F. Viglino sempre disponibili al confronto e all'ascolto per gestire al meglio le attività lavorative.