

POLITECNICO DI MILANO

Facoltà di Ingegneria dei Sistemi

Corso di laurea in Ingegneria Gestionale



“Identificazione di elementi caratteristici nello sviluppo di progetti riguardanti impianti fotovoltaici di grossa taglia mediante curve ad S”

Relatore: Dott. Ing. Franco CARON

Candidato: Lara LEOTTA matricola 725628

Anno Accademico 2009 - 2010

Indice

| | |
|--|-----------|
| Indice | 1 |
| Indice delle figure | 5 |
| Indice delle tabelle | 6 |
| Indice dei grafici | 6 |
| Sintesi | 7 |
| Abstract | 8 |
| Introduzione | 9 |
| Capitolo 1. L'impianto fotovoltaico | 13 |
| 1. L'impianto fotovoltaico: cenni sul funzionamento..... | 13 |
| 2. Classificazione degli impianti fotovoltaici | 16 |
| 2.1 Gli impianti isolati | 17 |
| 2.2 Gli impianti collegati alla rete | 18 |
| 3. Il risparmio di combustibile | 20 |
| 4. L'impatto sul territorio | 22 |
| 5. Il fotovoltaico e l'architettura | 22 |
| 6. Incentivi e benefici economici per il fotovoltaico | 25 |
| 6.1 Cessione in rete..... | 25 |
| 6.2 Scambio sul posto | 27 |
| 6.3 Costi da sostenere | 28 |
| 6.4 Il regime fiscale relativo all'incentivazione | 29 |
| 6.5 La cessione del credito per il finanziamento dell'impianto..... | 31 |
| 6.6 Nuovo Conto Energia 2011 | 32 |
| 6.7 Altre forme di incentivazione | 34 |
| 7. Calcolo del rendimento economico degli impianti fotovoltaici | 36 |
| 7.1 Caso 1: impianto fotovoltaico totalmente integrato su abitazione da 3 kW in Sicilia..... | 36 |
| 7.2 Caso 2: impianto fotovoltaico parzialmente integrato su azienda agricola in Marche | 37 |

Indice

| | |
|--|-----------|
| 7.3 Caso 3: impianto fotovoltaico non integrato in Piemonte | 39 |
| Capitolo 2. Progettazione e pianificazione d'impianto | 43 |
| 1. Progetto preliminare | 43 |
| 2. Progetto definitivo..... | 45 |
| 3. Progetto esecutivo | 48 |
| 4. Pianificazione del progetto | 51 |
| 5. Avanzamento fisico del progetto | 54 |
| 6. Curve ad S | 56 |
| Capitolo 3. Progettazione di base | 57 |
| 1. Studio di fattibilità | 58 |
| 1.1. Sopralluogo e progetto preliminare | 58 |
| 1.2. Verifica di fattibilità geotecnica | 60 |
| 1.3. Analisi irraggiamento..... | 64 |
| 1.4. Progetto definitivo | 67 |
| 2. Procedura per l'iter autorizzativo..... | 72 |
| 2.1. Autorizzazione permesso a costruire | 72 |
| 2.2. Richiesta di connessione | 74 |
| 2.3. Relazione paesaggistica..... | 75 |
| 2.4. Relazione geologica | 75 |
| 2.5. Studio di impatto ambientale..... | 77 |
| 3. Progettazione di base..... | 78 |
| 3.1. Ricerca di mercato per i moduli fotovoltaici..... | 80 |
| 3.2. Stesura del Single Line Diagram di massima..... | 82 |
| 3.3. Dimensionamento del sistema fotovoltaico | 83 |
| 3.4. Dimensionamento del sistema elettrico | 86 |
| 3.5. Dimensionamento del sistema di monitoraggio | 92 |
| 3.6. Richiesta offerta fornitura montaggi..... | 94 |
| 4. Presentazione dell'offerta per la gara d'appalto | 95 |
| 4.1. Relazione di calcolo di producibilità energetica..... | 96 |
| 4.2. Preventivo impianto chiavi in mano | 98 |
| 4.3. Presentazione finale dell'offerta e negoziazione | 99 |

| | |
|--|------------|
| Capitolo 4. Progettazione di dettaglio | 102 |
| 1. Ingegneria per la fornitura | 103 |
| 2. Ingegneria di dettaglio sistema fotovoltaico..... | 104 |
| 3. Ingegneria di dettaglio sistema elettrico..... | 105 |
| 3.1. Dimensionamento dei componenti principali..... | 110 |
| 3.1.1. Dimensionamento delle protezioni | 110 |
| 3.1.2. Dimensionamento dei trasformatori | 112 |
| 3.1.3. Dimensionamento degli inverter | 113 |
| 3.1.4. Dimensionamento dei quadri elettrici e quadri di campo | 115 |
| 3.1.5. Dimensionamento del dei gruppi di misura di energia | 117 |
| 3.1.6. Dimensionamento delle cabine elettriche | 118 |
| 3.1.7. Progettazione per la costruzione dei componenti principali | 119 |
| 3.2. Dimensionamento della rete di terra | 122 |
| 3.2.1. Dimensionamento cavi e supporti alle vie cavi..... | 124 |
| 3.2.2. Ingegneria per la costruzione rete di terra..... | 124 |
| 3.3. Dimensionamento dei cavi | 125 |
| 3.3.1. Cavi solari | 125 |
| 3.3.2. Cavi elettrici non solari..... | 126 |
| 3.3.3. Dimensionamento vie e supporti alle vie cavi | 127 |
| 3.3.4. Ingegneria per la costruzione cavi | 128 |
| 3.4. Ingegneria elettrica per le scariche elettriche | 129 |
| 3.5. Ingegneria per il coordinamento | 131 |
| 4. Ingegneria per il sistema di monitoraggio | 132 |
| 4.1. Sistema di supervisione | 132 |
| 4.2. Dimensionamento della cabina di supervisione | 132 |
| 4.3. Dimensionamento della stazione meteo..... | 133 |
| 4.4. Dimensionamento del sistema HVAC (Heating, Ventilation and Air Conditioning) .. | 133 |
| 4.5. Dimensionamento del sistema TVCC..... | 134 |
| 4.6. Ingegneria per la costruzione sistema di monitoraggio | 134 |
| 5. Definizione appalti e consegne | 136 |
| 6. Costruzione | 139 |
| 6.1. Costruzione opere civili | 140 |
| 6.2. Costruzione opere meccaniche | 141 |
| 6.3. Costruzione opere elettriche | 142 |

Indice

| | |
|---|------------|
| 7. Collaudi | 147 |
| Capitolo 5. Implementazione delle curve ad S | 151 |
| 1. Progettazione delle attività | 151 |
| 2. Attività del progetto definitivo | 154 |
| 3. Attività del esecutivo..... | 154 |
| 4. Progetto: stesura curva ad S..... | 159 |
| 5. Formazione curve ad S delle macrofasi di progetto..... | 162 |
| 6. Confronto tra le curve di macrofase..... | 167 |
| 7. Metodologie di modellizzazione..... | 169 |
| 8. Teoria delle curve spline cubiche..... | 171 |
| 9. Implementazione delle curve spline cubiche..... | 174 |
| 10. Confronto curve spline delle macrofasi..... | 178 |
| Capitolo 6. Conclusioni | 181 |
| Bibliografia..... | 186 |

Indice delle figure

| | |
|---|-----|
| Figura 1. Esempio di sistema fotovoltaico isolato..... | 13 |
| Figura 2. Esempio di sistema fotovoltaico connesso alla rete elettrica. | 15 |
| Figura 3. Work Breakdown Structure di un impianto fotovoltaico di grossa taglia..... | 52 |
| Figura 4. Esempio di modello reticolare su un work package | 53 |
| Figura 5. Esempio di curve ad S..... | 54 |
| Figura 6. Carta d’uso del suolo e carta dei vincoli idrogeologici della regione Piemonte | 58 |
| Figura 7. Esempio del diagramma solare | 59 |
| Figura 8. Componente diffusa della radiazione solare..... | 65 |
| Figura 9. Componente diretta della radiazione solare..... | 66 |
| Figura 10. Componente riflessa della radiazione solare | 66 |
| Figura 11. Planimetria generale dell’impianto fotovoltaico..... | 70 |
| Figura 12. Carta geologica del comune di Oleggio | 76 |
| Figura 13. Ciclo dell’ingegneria per la fornitura del componente..... | 79 |
| Figura 14. Schema di dimensionamento di massima dell’impianto | 80 |
| Figura 15. Esempio di schema elettrico unifilare | 83 |
| Figura 16. Esempio di disposizione corretta delle stringhe sul campo fotovoltaico | 84 |
| Figura 17. Schema disposizione stringhe fotovoltaiche..... | 85 |
| Figura 18. Schema di collegamento tra campo fotovoltaico e sistema di supervisione..... | 93 |
| Figura 19. Esempio schema elettrico unifilare definitivo | 95 |
| Figura 20. Ciclo di ingegneria per la fornitura | 104 |
| Figura 21. Schema del dimensionamento di dettaglio del sistema elettrico | 109 |
| Figura 22. Schema a blocchi dell’inverter..... | 120 |
| Figura 23. Esempio carico del bilico per il trasporto dei moduli fotovoltaici..... | 139 |
| Figura 24. Schema delle attività di costruzione civile | 141 |
| Figura 25. Schema delle attività di costruzione meccanica..... | 142 |
| Figura 26. Schema delle attività di costruzione elettrica | 146 |
| Figura 27. Presentazione delle attività nel foglio excel | 151 |
| Figura 28. Esempio di legami logico temporali tra più attività..... | 152 |
| Figura 29. Esempio delle attività con in campi di inizio e fine logici | 153 |
| Figura 30. Esempio di scomposizione delle ore del documento secondo le revisioni..... | 156 |
| Figura 31. Esempio scomposizione dei documenti di montaggio secondo le revisioni contrattuali | 157 |
| Figura 32. Esempio della formazione del documento di ingegneria di dettaglio nel tempo..... | 158 |
| Figura 33. Esempio del peso percentuale delle attività di un work package suddiviso nelle revisioni | 160 |
| Figura 34. Esempio di calcolo dell’avanzamento cumulato di progetto..... | 161 |
| Figura 35. Definizione ore per emissione dei documenti di ingegneria di dettaglio | 163 |
| Figura 36. Definizione ore per emissione dei documenti di fornitura per la progettazione di dettaglio | 163 |
| Figura 37. Milestones della fase di ingegneria nella griglia dei pesi a livello temporale..... | 175 |
| Figura 38. Tabelle degli avanzamento cumulati delle fasi di ingegneria, fornitura, costruzione e collaudo | 178 |

Indice delle tabelle

| | |
|--|------|
| Tabella 1. Risparmio di combustibile in TEP..... | 21 |
| Tabella 2. Emissioni evitate in atmosfera. | 21 |
| Tabella 3. Fattori di emissione di CO ₂ per la produzione di un kW elettrico..... | 22 |
| Tabella 4. Valori di fabbisogno di energia per la climatizzazione invernale espresso in kWh/m ² anno. | 24 |
| Tabella 5. Tariffe incentivanti, espresse in €/kWh, suddivise per dimensione dell'impianto e per tipologia d'integrazione..... | 25 |
| Tabella 6. Corrispettivo da pagare per ottenere il punto di connessione, suddiviso per diverse potenze. | 29 |
| Tabella 7. Tariffe incentivanti espresse in €/kWh per impianti fotovoltaici suddivisi per potenza di produzione e data di entrata in esercizio. | 32 |
| Tabella 8. Tariffe incentivanti per impianti integrati con caratteristiche innovative suddivise per potenza di produzione. | 33 |
| Tabella 9. Tariffe incentivanti per impianti a concentrazione suddivise per potenza di produzione. | 33 |
| Tabella 10. Valori dei coefficienti parziali delle azioni dei carichi..... | 62 |
| Tabella 11. Coefficienti parziali delle resistenze meccaniche..... | 62 |
| Tabella 12. Coefficienti minimi di sicurezza per le azioni di sifonamento..... | 33 |
| Tabella 13. Coefficienti parziali delle resistenze globali | 64 |
| Tabella 14. Sezione di neutro in relazione alla sezione di fase. | 106 |
| Tabella 15. Tabella dei coefficienti di contemporaneità dei carichi..... | 1066 |
| Tabella 16. Valori di rischio tollerabile per tipo di perdita..... | 106 |
| Tabella 17. Milestones reali della fase di ingegneria..... | 175 |
| Tabella 18. Milestones reali della fase di costruzione | 177 |

Indice dei grafici

| | |
|---|-----|
| Grafico 1. Grafico della densità di energia in relazione alla lunghezza d'onda..... | 13 |
| Grafico 2. Grafico della curva di tensione-corrente..... | 15 |
| Grafico 3. Grafico dell'avanzamento fisico del progetto..... | 162 |
| Grafico 4. Grafico dell'avanzamento fisico della fase di ingegneria..... | 165 |
| Grafico 5. Grafico dell'avanzamento fisico della fase di fornitura | 15 |
| Grafico 6. Grafico dell'avanzamento fisico della fase di costruzione e collaudo | 13 |
| Grafico 7. Grafico di comparazione delle curve di avanzamento reali..... | 169 |
| Grafico 8. Grafico dell'avanzamento delle macrofasi in forma di curve spline cubiche..... | 13 |
| Grafico 9. Grafico del confronto delle curve di macrofase spline ottimizzato | 15 |

Sintesi

La tesi riguarda l'individuazione degli elementi caratteristici nella progettazione degli impianti fotovoltaici, attualmente di grande interesse per le forti incentivazioni economiche di cui sono oggetto, motivo per cui la loro diffusione si sta espandendo rapidamente.

La pianificazione di un progetto non è semplice, specie se l'impianto è complesso, e spesso viene considerata di poca importanza; tuttavia, sfruttando gli elementi fortemente ripetitivi all'interno della progettazione, è possibile utilizzare le regolarità individuate come uno strumento molto potente di previsione e pianificazione per una famiglia di progetti simili in futuro.

Il metodo utilizzato consiste nella costruzione delle curve ad S a partire dal diagramma reticolare delle attività di progetto, in quanto si vuole evidenziare l'avanzamento fisico del progetto da cui ricavare le relazioni tra le curve rispetto all'avanzamento temporale. La loro peculiarità consiste nella standardizzazione delle attività ripetitive, creando così uno schema pratico da replicare nel tempo; la modellizzazione matematica consente di sviluppare un'approssimazione delle curve reali a partire da pochissime informazioni.

Il caso si focalizza sulla progettazione di un impianto fotovoltaico a terra di potenza pari a 1 MW: costruendo i singoli piani di lavoro suddivisi per fase, si possono dedurre delle informazioni fondamentali per progetti simili dalle relazioni tra le diverse curve create. La procedura autorizzativa è indispensabile, ma produce un esiguo avanzamento in molto tempo, che causa un ritardo temporale nell'inizio della fase di fornitura e di costruzione sino alla metà della durata totale del progetto.

Le informazioni ricavabili dal grafico di confronto delle curve ad S costituiscono la base per pianificare futuri progetti di impianti fotovoltaici di grande taglia non integrati; inoltre, il modello realizzato sulla base del dettaglio delle relazioni logiche temporali tra le attività può essere adoperato e modificato secondo necessità nella progettazione dettagliata, costituendo la base per il controllo degli avanzamenti del progetto tra quanto pianificato e quanto realizzato in ogni momento.

Abstract

The thesis concerns the individualization of the characteristic elements in the planning of the photovoltaic plants, currently of great interest for the strong economic incentives which these plants are object, reason for which their diffusion is quickly expanding.

The planning of a project is not simple, especially if the plant is complex, and it is often considered of little importance; nevertheless, exploiting the strongly repetitive elements inside the planning, it is possible to utilize in the future the individualized patterns as a very powerful tool of forecast and planning for a family of similar projects.

The used method consists in the construction of the S curves from the reticular diagram of the project activities, because the method want to emphasize the physical advancement of the project to obtain the connections among the curves in comparison to the temporal advancement. The peculiarity of S curves consists in the standardization of the repetitive activities, so creating a practical scheme to be replied in the time. The mathematical modeling allows to develop an approximation of the real curves starting from little information.

The case focuses it on the planning of a photovoltaic earth plant of 1 MW capacity. Building the single job plans divided by phase, we can deduced basic information for similar projects from the connections among the created curves. The authorization procedure is indispensable, but produces little physical advancement in a lot of time; that causes a time-lag in the starting of the construction and supplying phases, until the half of the project total duration.

The deducible information from the graph of S curves comparison found the basis to plan future projects of large photovoltaic earth plants. Moreover, the model realized on the ground of the temporal logical relationships among the activities described into details can be used and modified according to necessity in the detailed planning, founding the basis for the project advancements control between what has planned and what has made in every moment.

Introduzione

La presente tesi mira ad approfondire la pianificazione dei progetti d'impianto, sia in ottica di controllo dell'andamento del progetto in fase esecutiva, sia come creazione di modelli caratteristici a progettare impianti specifici. Per progetti complessi, la pianificazione è molto importante, in quanto consente di definire i punti basilari del contratto con il committente dei lavori, procedendo nella scomposizione dei singoli pacchetti di lavoro sempre più dettagliatamente, sino a definire tutte le attività che compongono il progetto, relazionate opportunamente tra loro da legami logici e temporali; ottenuto così il piano di lavoro, è molto più semplice effettuare il controllo tra quanto pianificato e quanto realizzato in fase di esecuzione, rendendosi conto immediatamente dei ritardi temporali e consentendo di intraprendere misure di recupero. Tale punto focale viene reso possibile dall'utilizzo delle curve ad S, strumento molto sintetico ma da cui è possibile ricavare una gran quantità di informazioni rilevanti al fine della buona performance di progetto. Tuttavia, per svariati tipi di impianti, la progettazione è pressoché ripetitiva; ciò permette di creare dei veri e propri modelli, dato che vi sono degli elementi che si ripetono per tutti i progetti della stessa tipologia d'impianto, rendendo la pianificazione iniziale molto più agevole e veloce, senza perdere troppo tempo a stendere un piano di lavoro dettagliato, quando basta prendere il piano di lavoro del modello e modificarlo secondo le necessità.

Gli impianti oggetto di progettazione e pianificazione possono essere dei più vari, da uno complesso come una raffineria, sino ai più semplici impianti elettrici casalinghi; ad oggi, l'attenzione del mondo intero si pone sul creare impianti in grado di fornire l'energia per le attività industriali che non arrechino danno all'ambiente, in quanto mantenere l'equilibrio climatico sul nostro pianeta sta divenendo sempre più difficile. Nuove potenze industriali stanno emergendo a livello mondiale, portando sia benefici economici per la popolazione, che inevitabilmente svantaggi per il pianeta; infatti, ogni nuova attività industriale ha bisogno di energia per poter funzionare, ma utilizzando i metodi tradizionali per crearla si immettono nell'atmosfera quantitativi maggiori di anidride carbonica e di altri inquinanti, che portano a sconvolgere l'equilibrio climatico mondiale. Negli ultimi anni l'interesse generale si è spostato sulle fonti rinnovabili, in grado di dare energia senza emettere sostanze inquinanti nell'atmosfera; in particolare, ci si rivolge alle tecnologie ormai consolidate per poter produrre energia pulita, e gli impianti fotovoltaici sono tra questi.

Nel primo capitolo illustro il funzionamento dell'impianto fotovoltaico, quindi come trasforma l'energia solare in energia elettrica utilizzando il fenomeno fisico dell'interazione della radiazione luminosa con gli elettroni di valenza nei materiali semiconduttori; in seguito, presento le varie tipologie di impianto, che si differenziano per essere connessi o meno alla rete, e per modalità di installazione, se fissi o a inseguimento. La tecnologia ha permesso negli anni di ottenere superfici fotovoltaiche sempre più sottili e flessibili, arrivando a creare elementi facilmente inseribili nell'architettura odierna, in sostituzione o come copertura di tetti, finestre, pergole, e altro ancora; tali piccoli impianti sono in grado di alimentare piccole utenze, senza che queste prendano energia dalla rete elettrica, a meno che il fabbisogno sia superiore alla produzione. Tale generazione elettrica distribuita affianca quindi la generazione tradizionale nelle centrali termoelettriche, consentendo di ridurre l'utilizzo di gas e petrolio per produrre energia elettrica, e quindi le emissioni di inquinanti. Per tale motivo, i governi europei incentivano l'utilizzo di pannelli fotovoltaici, attraverso il pagamento dell'energia prodotta; in particolare in Italia è attivo il Conto Energia, dove il governo, anziché finanziare la costruzione di impianti fotovoltaici di qualunque taglia, la rimborsa negli anni attraverso il pagamento dell'energia elettrica prodotta. Tale strumento consente di ripagare ampiamente l'investimento effettuato negli anni, dato che la tariffa incentivante è attiva per 20 anni, e che l'impianto ha in generale una vita utile di 25 anni; inoltre, il rendimento economico è illustrato da tre casi specifici, e in ognuno risulta essere un investimento fruttuoso, anche al netto della tassazione. Gli incentivi maggiori vanno agli impianti casalinghi, per soddisfare il fabbisogno dell'utenza abitativa; tuttavia sono gli utenti industriali i maggiori consumatori di energia elettrica, e anche se incentivati in misura minore, pure le imprese si

adoperano per costruire impianti fotovoltaici di potenza considerevole, in modo da sfruttare la produzione per i propri fabbisogni. Grandi impianti necessitano di una progettazione adeguata; se per gli impianti destinati alle utenze abitative è sufficiente un progettista e due persone per installare tutti componenti e avviare l'impianto, non è così per gli impianti di potenza industriale.

Nel secondo capitolo illustro come la progettazione per i grandi impianti fotovoltaici sia maggiormente complessa, inframmezzata dalle procedure per le richieste di autorizzazione a costruire e di connessione alla rete elettrica; l'impianto fotovoltaico è in realtà un impianto elettrico, per cui tutta la progettazione deve seguire le normative elettriche in vigore. Secondo la normativa CEI 0-2, è necessario il progetto preliminare, che contiene la relazione tecnica e alcuni schemi elettrici fondamentali per la comprensione della disposizione dei principali componenti; tale passaggio è fondamentale per gli altri specialisti coinvolti nel progetto, come architetti, geologi, agronomi, che devono redigere la loro relazione sulla base dell'impianto che si vuole costruire, in modo da completare il progetto per consegnarlo agli enti autorizzativi. In seguito alle verifiche geologiche e strutturali, il progetto viene eventualmente modificato ed elaborato dettagliatamente, esplicando le scelte progettuali e di dimensionamento effettuate, nonché l'elenco dei componenti, il quadro economico complessivo, l'elenco delle norme prese a riferimento per la progettazione dell'impianto. Il progetto definitivo così ottenuto viene inviato agli enti per ottenere l'autorizzazione a costruire; è solitamente un processo molto lungo, al termine del quale l'esito può essere positivo o negativo. Infine, si passa alla progettazione esecutiva: tutte le scelte del progetto definitivo vengono riprese per portare la progettazione ancora più nel dettaglio, in modo da definire i documenti per la costruzione vera e propria dell'impianto. Tuttavia, la progettazione deve essere opportunamente pianificata, in modo da ridurre al minimo i possibili elementi di criticità in fase esecutiva, e quindi il presentarsi di errori e di ritardi; per tale motivo, attraverso varie tecniche, è opportuno pianificare correttamente l'andamento del progetto.

Nel terzo capitolo, relativo alla progettazione di base, viene effettuata la scelta del tipo di impianto che fungerà da modello per la pianificazione di impianti simili: l'impianto oggetto di standardizzazione è un impianto fotovoltaico a terra di grande taglia, pari a 1 MW di potenza, che funge da centrale di produzione per l'energia elettrica da rivendere al distributore locale dell'energia. Il committente desidera che l'azienda scelta si occupi del progetto preliminare e definitivo, mentre, per assegnare l'esecuzione della progettazione di dettaglio si svolge una gara d'appalto. Il project manager insieme ai progettisti specialisti si reca sul sito in cui sorgerà l'impianto per rilevare i dati fondamentali per la progettazione preliminare; in seguito stendono i primi layout e schemi elettrici per consentire all'architetto di verificare l'idoneità del sito per la costruzione dell'impianto. Inoltre la progettazione dell'impianto deve essere in regola con tutte le disposizioni regionali e provinciali in materia di uso del suolo e del rischio idrogeologico; per tale motivo, un agronomo deve verificare che il terreno sia idoneo alla costruzione dell'impianto. Il progetto definitivo steso sulla base delle considerazioni geologiche e agronomiche viene inviato agli enti preposti per ottenere l'autorizzazione a costruire. È un processo lungo, che dura quasi un anno, ma fondamentale per la realizzazione dell'impianto; ottenuto il documento, il committente istituisce una gara d'appalto per assegnare il progetto; per partecipare tutte le aziende coinvolte devono presentare il progetto esecutivo, redatto sulla base delle informazioni del progetto definitivo. La progettazione inizia col definire i moduli fotovoltaici da utilizzare, nonché lo schema unifilare di massima; in seguito avviene in contemporanea il dimensionamento di massima del sistema fotovoltaico, elettrico e di monitoraggio, in cui viene richiesta ai fornitori una prima offerta per i componenti d'impianto. Su tale base viene redatto il progetto finale, con le relazioni tecniche, commerciali, i disegni tecnici, i quadri economici, per poter presentare un'offerta al committente. Egli verifica tutte le offerte, negoziando quelle più promettenti per arrivare a definire una soluzione tecnica definitiva, sino all'assegnazione dell'appalto.

Nel quarto capitolo viene descritta la progettazione di dettaglio: innanzi tutto si revisionano le scelte tecniche impiantistiche, per controllare che non vi siano errori e che corrispondano pienamente alle esigenze del cliente; in seguito la progettazione si divide per disciplina specialistica, dove i progettisti specialisti lavorano in parallelo tra loro, di modo da contenere i tempi totali del progetto. Per ogni componente fondamentale dell'impianto si attua un ciclo di documenti: dal dimensionamento specifico il progettista verifica che tipologia di componente è necessaria e in che quantità; elabora la specifica tecnica per commenti, che viene sia integrata nella richiesta d'acquisto al fornitore, che consegnata al cliente per eventuali commenti; il fornitore risponde alla richiesta di acquisto con un'offerta per il componente nelle quantità desiderate, mentre il cliente richiede eventuali cambiamenti al documento; all'approvazione del documento viene steso l'ordine, a cui segue la redazione della specifica tecnica per costruzione e del data sheet, suddiviso in tre emissioni come per la specifica tecnica. Nella disciplina meccanica i progettisti scelgono i moduli fotovoltaici più promettenti, e dimensionano le strutture di sostegno; in seguito elaborano i documenti per la costruzione, dai layout ai particolari di montaggio, suddivisi in più emissioni. Nella disciplina elettrica i progettisti dimensionano l'impianto come una rete elettrica, per verificare le tensioni di corto circuito, le potenze, le protezioni necessarie in ogni nodo; da qui si diramano tutti i dimensionamenti specifici per componente per poter ordinare le quantità necessarie secondo le specifiche richieste dalla normativa e dall'impianto; infine, avviene la progettazione per costruzione, con i layout, gli schemi elettrici, i particolari costruttivi, suddivisi in più emissioni a seconda della tipologia del documento. Nella disciplina di automazione i progettisti dimensionano tutto il sistema di monitoraggio, dal sistema di supervisione sino alla cabina meteo; ordinati i quantitativi per componente, è possibile procedere alla progettazione per costruzione, in cui vengono redatti tutti i layout, schemi elettrici, particolari di montaggio necessari alla realizzazione dell'impianto. Nel frattempo l'azienda ha avviato e concluso i processi di selezione e scelta degli appaltatori per i lavori civili, meccanici ed elettrici; approvate le offerte economiche, viene aperto il cantiere, a patto che siano disponibili sia i materiali, sia i documenti per la costruzione. Anche le opere di costruzione procedono in parallelo, per ridurre il più possibile i tempi di montaggio; al termine, vengono avviate le verifiche di collaudo, singolarmente sul singolo sistema, e conclusive sull'impianto intero, dopo che l'allacciamento con la rete nazionale è stato realizzato. Infine, l'impianto viene consegnato al committente dei lavori, dopo che le verifiche di performance hanno dato i risultati desiderati.

Nel quinto capitolo viene illustrata la metodologia di creazione delle curve ad S per la pianificazione e il controllo degli avanzamenti; tutti i legami logici temporali tra le diverse attività descritte in dettaglio nella progettazione vengono riportati in un foglio Excel, insieme alle informazioni circa le ore e le durate delle singole attività. Attraverso l'utilizzo di varie formule, è possibile ricavare velocemente la curva di avanzamento del progetto, che presenta un andamento a S molto allungato, a causa della procedura di autorizzazione a costruire lunga e costituita da attese, più che da attività che apportino ore. Per costruire un modello ripetibile nel tempo, è necessario suddividere le attività di progetto per fase di appartenenza, in modo da verificare gli elementi caratteristici di un progetto di impianto fotovoltaico di grande taglia tramite le interrelazioni delle fasi. Quindi, si raccolgono tutte le attività di ingegneria, di fornitura e di costruzione, e si costruiscono le curve di avanzamento di ciascuna fase, basata sul calcolo dell'avanzamento in termini percentuali. Successivamente si analizzano le tre curve, in particolare le relazioni che si vengono a creare, come il fatto che la fornitura non inizia prima che l'ingegneria abbia raggiunto un valore di avanzamento cumulato pari al 14%, determinato dalla necessità di terminare la procedura autorizzativa prima di poter avviare le procedure di richiesta d'offerta. Tuttavia, le attività della fase di costruzione sono ipotizzate, soprattutto per la durata, in quanto non vi è esperienza di tali lavori; di conseguenza, è necessario utilizzare un altro metodo, capace di creare le curve a partire da pochi dati, come la posizione dei milestones di fase, per poter realizzare le curve di avanzamento ad S di

Introduzione

fase. Si sceglie il metodo delle curve spline cubiche, che crea una curva tramite le coordinate di pochi punti scelti; dopo varie iterazioni, si giunge a determinare il numero di milestones da utilizzare e le relative curve ad S senza oscillazioni. Da queste è possibile determinare le relazioni tra le fasi di progetto, che verranno riprese nelle conclusioni della tesi.

Nelle conclusioni, espongo i risultati ottenuti con il modello matematico ottenuto dall'implementazione delle curve ad S; le relazioni tra le curve di fase mostrano come il cantiere non possa iniziare prima che ingegneria e fornitura abbiano raggiunto una certa percentuale di avanzamento cumulato, pari a circa il 60% per entrambe, come ingegneria e fornitura siano strettamente legate per tutto il progetto, come la costruzione dipende strettamente dalla curva di fornitura per la fase iniziale, e dalla curva di ingegneria nella fase finale. Inoltre, tale modello può essere agevolmente utilizzato per stendere la pianificazione iniziale di progetti simili, anche dal lato temporale, in quanto i legami logici tra le diverse attività possono essere facilmente convertiti in date a partire da una data iniziale. In tal modo il modello funge da base per la stesura del piano dettagliato di avanzamento dei documenti di ingegneria, consentendo un facile confronto tra quanto pianificato e quanto realizzato a livello effettivo del progetto.

L'impianto fotovoltaico

1. L'impianto fotovoltaico: cenni sul funzionamento

La conversione diretta dell'energia solare in energia elettrica, realizzata con la cella fotovoltaica, utilizza il fenomeno fisico dell'interazione della radiazione luminosa con gli elettroni di valenza nei materiali semiconduttori, denominato effetto fotovoltaico; quando un fotone dotato di sufficiente frequenza superiore a un certo valore soglia dipendente dal materiale del semiconduttore colpisce la superficie dello stesso, avviene l'emissione di un elettrone, che contribuisce al flusso di elettricità. Si crea quindi una lacuna dove vi era precedentemente l'elettrone, la quale a sua volta potrà essere colmata da un atomo vicino; in tal modo si generano coppie elettrone-lacuna del tutto casualmente. Per avere un moto ordinato di elettroni, bisogna creare un campo elettrico interno, attraverso un processo di drogaggio; vengono introdotti nel semiconduttore atomi in grado di creare strutture con eccesso e difetto di elettroni. Il drogaggio con fosforo fa liberare un elettrone per atomo introdotto nella struttura cristallina, rendendolo disponibile alla conduzione (semiconduttore di tipo n); il drogaggio con boro ottiene una lacuna per ogni atomo di boro introdotto nella struttura cristallina del silicio, rendendo disponibile alla conduzione (semiconduttore di tipo p). Una cella fotovoltaica richiede l'intimo contatto, su una grande superficie, di due strati di silicio p ed n. Nella zona di contatto tra i due tipi di silicio, detta "giunzione p-n", si ha la formazione di un flusso elettronico dalla zona n alla zona p; il forte campo elettrico così generato ha un'elevata intensità anche con spessore minimo. Le cariche elettriche positive e negative generate, per effetto fotovoltaico, dal bombardamento dei fotoni costituenti la luce solare, nelle vicinanze della giunzione vengono separate dal campo elettrico. Tali cariche danno luogo a una circolazione di corrente quando il dispositivo viene connesso ad un carico. La corrente è tanto maggiore quanto maggiore è la quantità di luce incidente.

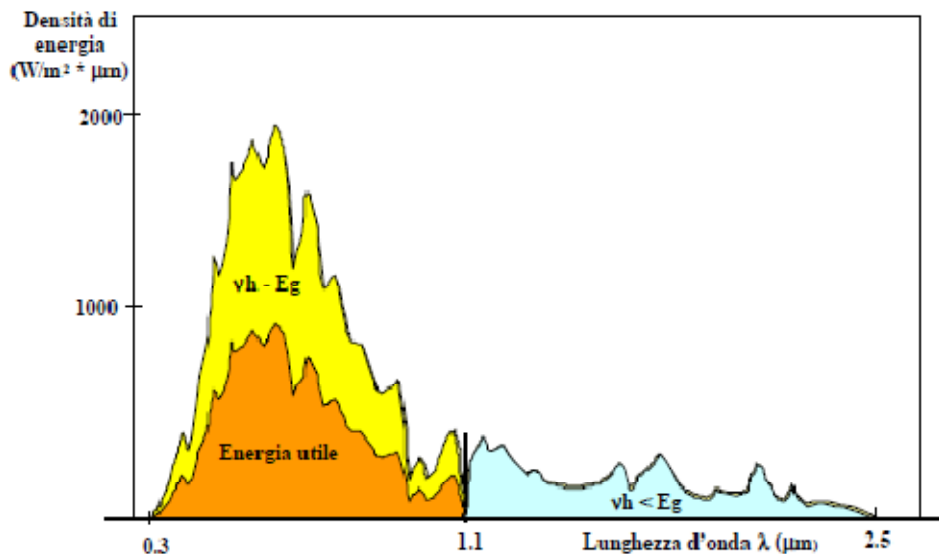


Grafico 1. Grafico della densità di energia in relazione alla lunghezza d'onda.

Ai fini del funzionamento delle celle, i fotoni di cui è composta la luce solare non sono tutti equivalenti: per poter essere assorbiti e partecipare al processo di conversione, un fotone deve possedere un'energia (vh) superiore a un certo valore minimo, che dipende dal materiale di cui è costituita la cella (E_g). In caso contrario, il fotone non riesce ad innescare il processo di conversione.

Di tutta l'energia che investe la cella solare sotto forma di radiazione luminosa, solo una parte viene convertita in energia elettrica disponibile ai suoi morsetti. L'efficienza di conversione per celle commerciali al silicio è compresa tra il 17 % e il 20%, mentre realizzazioni speciali di laboratorio hanno raggiunto valori del 32,5%, ma si tratta di prototipi. L'efficienza di conversione di una cella solare è limitata da numerosi fattori, alcuni dei quali di tipo fisico, cioè dovuti al fenomeno fotoelettrico e pertanto assolutamente inevitabili, mentre altri, di tipo tecnologico, derivano dal

Capitolo 1. L'impianto fotovoltaico

particolare processo adottato per la fabbricazione del dispositivo fotovoltaico. Le cause di inefficienza sono essenzialmente dovute al fatto che non tutti i fotoni posseggono una energia sufficiente a generare una coppia elettrone-lacuna, mentre quelli sovraenergetici generano coppie elettrone-lacuna, ma dissipano l'energia eccedente in calore. Vi sono poi coppie elettrone-lacuna che vengono generate lontano dalla giunzione p-n, per cui non sono in grado di produrre elettricità, e che in parte si ricombinano all'interno della cella. Inoltre, sussiste il fenomeno di riflessione, per cui non tutti i fotoni penetrano all'interno della cella, ma sono riflessi dalla superficie stessa o dalla griglia di contatti metallici. Infine, la corrente generata è soggetta a perdite conseguenti alla presenza di resistenze parassite: le cariche generate e raccolte nella zona di svuotamento devono essere inviate all'esterno. L'operazione di raccolta è compiuta dai contatti metallici, posti sul fronte e sul retro della cella. Anche se durante la fabbricazione viene effettuato un processo di lega tra silicio e alluminio dei contatti, resta una certa resistenza all'interfaccia, che provoca una dissipazione che riduce la potenza trasferita al carico. Nel caso di celle al silicio policristallino, l'efficienza è ulteriormente diminuita a causa della resistenza che gli elettroni incontrano ai confini tra un grano e l'altro e, ancor più nel caso di celle al silicio amorfo, per la resistenza dovuta all'orientamento casuale dei singoli atomi.

La cella fotovoltaica, quando non viene illuminata, ha un comportamento analogo a quello di un diodo a semiconduttore. In queste condizioni la tensione e la corrente sono legati da una relazione di tipo esponenziale, ottenuta dall'equazione della conservazione della carica. Quando la cella viene illuminata, la giunzione diviene una sorgente di coppie elettrone-lacuna pertanto ha un comportamento analogo a quello di un diodo con in parallelo un generatore di corrente. Poiché la corrente fotogenerata varia con l'irraggiamento e con la temperatura (in misura minore), la caratteristica tensione-corrente della cella risulta influenzata da questi parametri.

$$I = I_{SC} - I_0 \left(e^{\frac{q*U}{NkT}} - 1 \right) - \frac{V + I * R_S}{R_{SH}}$$

Dove

I_{SC} = corrente foto generata;

I_0 = corrente inversa di saturazione;

q = carica dell'elettrone;

U = tensione esterna;

k = costante di Boltzman;

T = temperatura cella;

N = coefficiente compreso tra 1÷2, dipende dai fenomeni di generazione e ricombinazione che avvengono nella zona della carica spaziale (per un diodo ideale $N=1$);

R_S = resistenza parassita della cella e comprende la resistenza dei due strati di materiale che costituiscono la cella e la resistenza ohmica dei contatti stessi;

R_{SH} = resistenza di shunt, rappresenta tutte quelle perdite dovute alle correnti di dispersione che si verificano all'interno della cella.

Le celle fotovoltaiche si configurano come componenti a due terminali, aventi una curva caratteristica di generazione tensione-corrente; fissato il livello di irraggiamento del campo fotovoltaico, spostandosi a diversi valori di tensione e intercettando la curva caratteristica si ottiene la potenza erogata in ogni punto, secondo la relazione

$$P(V) = I(V) * V$$

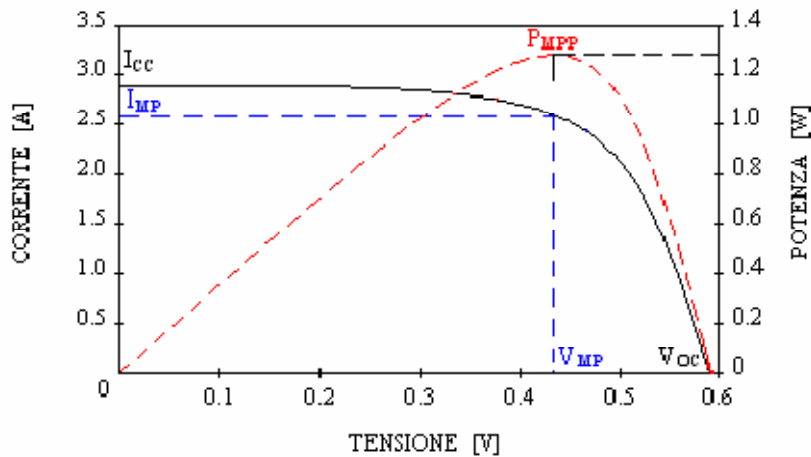


Grafico 2. Grafico della curva di tensione-corrente.

Se R_s e R_{SH} sono trascurabili, V coincide col potenziale V_R che la cella trasmette al carico. La corrente I_{cc} , per $V = 0$, è detta corrente di corto circuito (short circuit), ed è la massima corrente che la cella può erogare fissata l'illuminazione. Le variabili fondamentali che influiscono sulla caratteristica di una cella fotovoltaica, sono tre: l'intensità della radiazione solare, la temperatura e l'area della cella. L'intensità della corrente di corto circuito varia in modo proporzionale al variare dell'intensità dell'irraggiamento. Al contrario, l'intensità della radiazione solare, non ha un effetto rilevante sul valore della tensione a vuoto. L'area sottesa rappresenta la curva di potenza erogata in corrispondenza dei rispettivi valori di I e V ; in corrispondenza del ginocchio della curva si ha il massimo valore di potenza ottenibile (MPP, Maximum Power Point, o Potenza di picco espressa in W_p), quindi le condizioni di lavoro ottimali. Anche per bassi valori di radiazione solare la tensione a vuoto risulta molto vicina ai valori di tensione massima, per cui, per annullare la tensione ai morsetti bisogna oscurare completamente la superficie della cella. Se la temperatura aumenta, la tensione a vuoto diminuisce, mentre aumenta la corrente di corto circuito; quindi per ogni aumento della temperatura delle celle, diminuisce la potenza massima, e di conseguenza l'efficienza di conversione della cella fotovoltaica, definita come:

$$\eta = \frac{I_{\max} * V_{\max}}{E_{in}}$$

Dove

- I_{\max} = corrente massima, ottenuta nel punto di massima potenza per unità di superficie;
- V_{\max} = tensione massima, ottenuta nel punto di massima potenza per unità di superficie;
- E_{in} = intensità solare incidente per unità di superficie;
- η = efficienza di conversione.

Collegando in serie un insieme di celle si crea il modulo, in cui la corrente I è uguale per tutte le celle, mentre la tensione V è la somma delle singole tensioni; se anche solo una cella viene oscurata, tutta la serie presenta un valore di corrente trascurabile, e quindi anche valori di potenza trascurabili. Il modulo è formato da un numero di celle che assumono generalmente valori standard: 36, 64, 72, a cui corrispondono dimensioni di circa di $1m \times 0,5m$, $0,8m \times 0,8m$, $1m \times 1m$. Le celle sono ricoperte anteriormente con un vetro temprato, di circa 4 mm di spessore, che permette il passaggio della luce e protegge la parte attiva. Le caratteristiche meccaniche del vetro superiore devono essere tali da assicurarne la calpestabilità reggendo il peso di una persona senza deformazioni apprezzabili. Devono inoltre essere tali da resistere a condizioni meteorologiche particolarmente severe, rappresentate anche dagli urti in seguito alla caduta di grandine di grosse dimensioni. La capacità di essere attraversato dalla luce solare è molto superiore a quella dei normali vetri in commercio, in modo da non pregiudicare il rendimento complessivo del modulo; per raggiungere tale risultato i costruttori ricorrono a particolari composizioni con basso contenuto di ferro. Tra il vetro e le celle

fotovoltaiche è interposto un sottile strato di vinil-acetato di etilene (EVA) trasparente, al triplice scopo di evitare un contatto diretto tra celle e vetro, eliminare gli interstizi che si formerebbero a causa della superficie non perfettamente liscia delle celle ed isolare elettricamente la parte attiva dal resto del laminato. Sul retro delle celle viene posto un ulteriore foglio di EVA, con funzioni analoghe a quello utilizzato anteriormente. A chiusura del sandwich realizzato, viene in genere utilizzato un foglio di Tedlar (in genere di color bianco), eventualmente rinforzato con fogli metallici e polimerici e da ultimo un lamierino. Nel caso in cui alla chiusura posteriore non ci sia il lamierino, ma un altro vetro con caratteristiche meccaniche e trasmissive inferiori a quelle previste per il vetro anteriore, il modulo è chiamato a doppio vetro.

Un impianto fotovoltaico è quindi costituito da un insieme di componenti meccanici, elettrici ed elettronici che captano l'energia solare, la trasformano in energia elettrica, sino a renderla disponibile all'utilizzazione da parte dell'utenza. Esso sarà quindi costituito dal generatore fotovoltaico (o da un campo fotovoltaico nel caso di impianti di una certa consistenza), da un sistema di controllo e condizionamento della potenza e, per gli impianti isolati, da un sistema di accumulo. Il rendimento di conversione complessivo di un impianto è il risultato di una serie di rendimenti, che a partire da quello della cella, passando per quello del modulo, del sistema di controllo della potenza e di quello di conversione, ed eventualmente di quello di accumulo, permette di ricavare la percentuale di energia incidente che è possibile trovare all'uscita dell'impianto, sotto forma di energia elettrica, resa al carico utilizzatore.

La caratteristica di variabilità di tensione e corrente in uscita dal generatore fotovoltaico al variare dell'irraggiamento solare mal si adatta alle specifiche dell'utenza, che spesso richiede corrente in alternata, per alimentare direttamente il carico o per il collegamento alla rete elettrica di distribuzione, nonché un valore costante per la tensione in uscita dal generatore. Nei sistemi fotovoltaici il generatore è quindi collegato a seconda dei casi, alla batteria, agli apparecchi utilizzatori o alla rete, tramite un sistema di controllo e condizionamento della potenza. Nei sistemi isolati il sistema di condizionamento della potenza adatta le caratteristiche del generatore fotovoltaico a quelle dell'utenza e gestisce il sistema di accumulo attraverso il regolatore di carica. In particolare il regolatore di carica serve sostanzialmente a preservare gli accumulatori da un eccesso di carica ad opera del generatore fotovoltaico e da un eccesso di scarica dovuto all'utilizzazione, entrambe condizioni nocive alla salute e alla durata degli accumulatori.

Nei sistemi connessi alla rete, il sistema di controllo della potenza converte la corrente prodotta dal generatore fotovoltaico da continua in alternata, adatta la tensione del generatore a quella di rete effettuando l'inseguimento del punto di massima potenza e, infine, controlla la qualità della potenza immessa in rete in termini di distorsione e rifasamento.

2. Classificazione degli impianti fotovoltaici

I sistemi fotovoltaici hanno molteplici caratteristiche che ne fanno i maggiormente interessanti per la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, soprattutto per il costo d'investimento che si sta riducendo sempre di più, e per le molteplici applicazioni in cui possono essere sfruttati. Innanzitutto sono modulari: si può facilmente dimensionare il sistema, in base alle particolari necessità, sfruttando il giusto numero di moduli; per il loro uso essi non richiedono combustibile, né riparazioni complicate, e non richiedono manutenzione particolare, ma solo manutenzione riconducibile a quella degli impianti elettrici consistente nella verifica annuale dell'isolamento e della continuità elettrica. Inoltre i moduli sono praticamente inattaccabili dagli agenti atmosferici e si puliscono automaticamente con le piogge, come dimostrato da esperienze in campo e in laboratorio. I sistemi fotovoltaici funzionano in automatico, ovvero non richiedono alcun intervento per l'esercizio dell'impianto, e sono molto affidabili: l'esperienza sul campo ha dimostrato una maggiore affidabilità rispetto ai generatori diesel e a quelli eolici. Inoltre, hanno una elevata durata di vita, poiché le prestazioni degradano al massimo del 20% dopo 20 anni di attività, grazie a norme tecniche e di garanzia della qualità stabilite, per i moduli, da alcuni Paesi europei; consentono

inoltre l'utilizzo di superfici marginali o altrimenti inutilizzabili, e sono economicamente interessanti per le utenze isolate (a fronte del costo di linee di trasmissione dell'energia elettrica, valutate in decine di milioni di lire al km).

Fondamentalmente gli impianti fotovoltaici sono classificabili in terrestri o aerospaziali; a loro volta si suddividono in:

- *impianti isolati (stand-alone)*, nei quali l'energia prodotta alimenta direttamente un carico elettrico e, per la parte in eccedenza, viene generalmente accumulata in apposite batterie di accumulatori, che la renderanno disponibile all'utenza nelle ore in cui manca l'insolazione; tale è il caso di sistemi terrestri e aerospaziali;
- *impianti connessi ad una rete elettrica di distribuzione (grid-connected)*, dove l'energia viene convertita in corrente elettrica alternata per alimentare il carico-utente e/o immessa nella rete, con la quale lavora in regime di interscambio; tali impianti sono solamente terrestri. A loro volta gli impianti grid connected si distinguono in impianti *fissi* oppure *a inseguimento*; gli impianti fissi sono senza parti meccaniche in movimento, e possono essere integrati, parzialmente integrati o non integrati in una struttura architettonica; gli impianti a inseguimento sono caratterizzati dal movimento di un dispositivo meccanico atto a orientare favorevolmente rispetto ai raggi del sole un modulo fotovoltaico o un concentratore solare, in modo da massimizzare l'efficienza dei dispositivi a bordo.

2.1 Gli impianti isolati

La disponibilità di energia elettrica, fornita da un generatore fotovoltaico, risulta spesso economicamente conveniente rispetto alle altre fonti concorrenti. Ciò in ragione degli elevati costi legati alla realizzazione di linee di distribuzione in zone a bassa densità abitativa e bassi consumi, oltre che del negativo impatto sul paesaggio. Anche nei casi in cui non esistono impedimenti di ordine economico all'approvvigionamento di elettricità tramite gruppi elettrogeni, bisogna considerarne, a fronte dei costi d'investimento indubbiamente più bassi, gli inconvenienti legati all'approvvigionamento del combustibile, alla rumorosità, all'inquinamento indotto e ai non trascurabili costi di manutenzione.

Piccoli generatori fotovoltaici sono utili ad alimentare utenze elettriche situate in località non ancora raggiunte dalla rete elettrica, o in luoghi in cui il collegamento alla rete comporta costi di investimento troppo elevati rispetto alle piccole quantità di energia richieste. Una simile applicazione può essere, inoltre, molto utile per portare l'energia elettrica a rifugi, case isolate e siti archeologici, evitando onerose e problematiche operazioni di scavo per i collegamenti elettrici e costose gestioni di linee di trasmissione e sottostazioni elettriche. Inoltre, le caratteristiche dei sistemi fotovoltaici permettono risposte adeguate ai problemi di mancanza di energia elettrica nei Paesi in via di sviluppo: oltre due miliardi di persone, abitanti nelle regioni più povere del pianeta, sono prive di collegamento alla rete elettrica di distribuzione.

L'energia fornita dal modulo, ma non utilizzata dal carico o in eccedenza, è usata per carica le batterie. Quando poi il fabbisogno aumenta, o quando il modulo non eroga sufficiente potenza, l'energia immagazzinata è utilizzata. Tali impianti richiedono sistemi di accumulo che garantiscano la fornitura di energia anche di notte o in condizioni meteorologiche sfavorevoli e, se gli utilizzatori sono in corrente alternata, viene anche adottato un inverter, che trasforma la corrente continua in uscita dal generatore fotovoltaico in alternata, assicurando il valore desiderato di tensione.

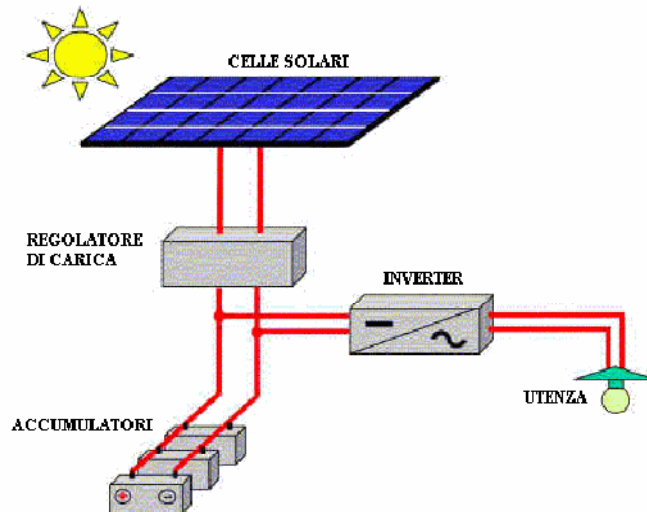


Figura 1. Esempio di sistema fotovoltaico isolato.

Rispetto alle fonti tradizionali, il fotovoltaico è facilmente gestibile in modo autonomo dalle popolazioni locali e può essere applicato in modo capillare, senza dover costruire grandi reti di distribuzione, risultando quindi economico e compatibile con ambienti ancora non contaminati da attività industriali. Esempi o campi di applicazioni per utenze isolate sono:

- il pompaggio dell'acqua, soprattutto in agricoltura;
- l'alimentazione di ripetitori radio, di stazioni di rilevamento e trasmissione dati (meteorologici, sismici, sui livelli dei corsi d'acqua), di apparecchi telefonici nel settore delle comunicazioni;
- la carica di batterie, nella marina da diporto, nel tempo libero, per installazioni militari, ecc.;
- la segnalazione o prevenzione incendi, nei servizi di protezione civile;
- nei servizi sanitari, ad es. per l'alimentazione di frigoriferi, molto utili soprattutto nei Paesi in via di sviluppo per la conservazione di vaccini e sangue;
- l'illuminazione e, in generale, la fornitura di potenza per case, scuole, ospedali, rifugi, fattorie, laboratori, ecc.;
- la potabilizzazione dell'acqua;
- la segnaletica sulle strade, la segnalazione di pericolo nei porti e negli aeroporti;
- la protezione catodica nell'industria e nel settore petrolifero e delle strutture metalliche in generale.

2.2 Gli impianti collegati alla rete

Tali impianti sono utilizzati dove la produzione di energia elettrica da fonte convenzionale è costosa e/o a elevato impatto ambientale; tipiche applicazioni riguardano la generazione diffusa mediante piccoli impianti collegati alla rete elettrica di distribuzione in bassa tensione, che, a differenza delle utenze isolate, non vedono l'utilizzo di batterie. In questi tipi d'impianti la rete elettrica è vista come un sistema di accumulo, che assorbe energia nei periodi di maggior irraggiamento solare e la restituisce in quelli meno favorevoli. Non è necessario che l'impianto sia dimensionato per far fronte al fabbisogno energetico di tutti i carichi da lui alimentati, perché la rete svolge la funzione di polmone, facendo fronte alla parte d'energia non fornita dall'impianto.

Capitolo 1. L'impianto fotovoltaico

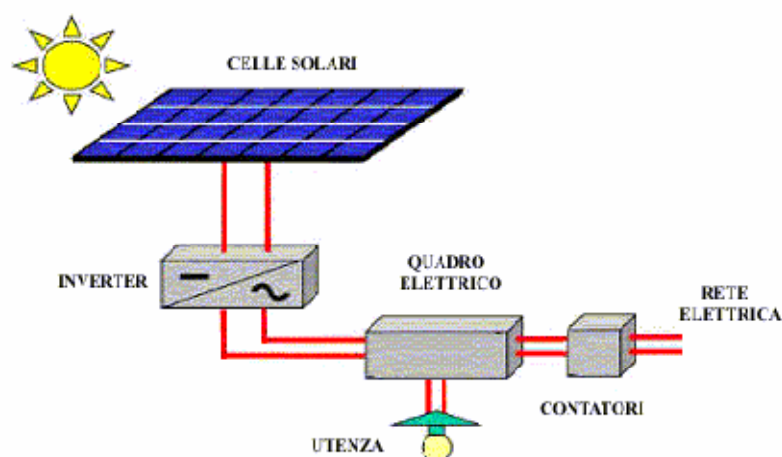


Figura 2. Esempio di sistema fotovoltaico connesso alla rete elettrica.

Una applicazione alquanto interessante in questo settore è quella relativa ai sistemi fotovoltaici integrati negli edifici. Questo tipo di utilizzazione, in rapido sviluppo, richiede l'impegno non solo dell'industria fotovoltaica e delle capacità progettuali di architetti ed ingegneri che ne rendano possibile l'integrazione tecnica, estetica ed economica nelle strutture edilizie, ma soprattutto degli organi politici preposti all'emanazione di leggi che ne incentivino lo sviluppo e la diffusione. Altre applicazioni riguardano il supporto a rami deboli della rete di distribuzione o alle reti di piccole isole. In quest'ultimo caso il costo del kWh fotovoltaico è prossimo a quello prodotto mediante un sistema diesel. Non meno importanti nel lungo periodo sono, infine, le applicazioni costituite da vere e proprie centrali di generazione di energia elettrica, collegate alla rete, realizzate sino ad oggi, principalmente, con propositi di ricerca e dimostrazione, al fine di studiare in condizioni reali le prestazioni del sistema e dei vari componenti.

Sistemi fissi

Questo tipo di soluzione per l'orientamento dei pannelli solari è ad oggi il più diffuso, sia perché più economico, sia perché non necessita di manutenzione e perciò è più facile gestirlo. In questo caso al sistema di pannelli è dato un posizionamento che rimane tale nel tempo. L'orientamento dei moduli solari è molto importante e la loro posizione ideale è un orientamento, dove possibile, esattamente verso Sud. Per il calcolo dell'angolo d'inclinazione dei pannelli bisogna tener conto dei dati disponibili sulla radiazione solare al suolo, che sono in funzione della latitudine e della stagione, e interpretarli in base alle esigenze del carico. Per ottimizzare l'energia captata mediamente in un anno è necessario un posizionamento con azimuth nullo (orientamento direzione sud) ed un'inclinazione pari alla latitudine meno 10° . Per tale motivo, alle latitudini italiane l'inclinazione ottimale sarebbe di circa 35° . Per ottimizzare l'energia captata nella sola stagione estiva si adottano dei valori d'inclinazione pari alla latitudine meno $20-30^\circ$; per quanto riguarda il periodo invernale le inclinazioni devono essere pari alla latitudine più $10-15^\circ$.

Queste regole, che sembrano di natura empirica, sono invece legate al fatto che per massimizzare l'energia captata, il pannello deve offrire alla radiazione solare la massima superficie attiva in modo da produrre la massima energia elettrica. Per questo la superficie del pannello si deve trovare in condizione di ortogonalità con i raggi del sole. Per ottenere risultati migliori in termini di sfruttamento della radiazione si ricorre a sistemi di inseguimento solare, o solar tracker system, grazie ai quali si riesce ad incrementare l'energia captata dal pannello del 30-40% rispetto ad un sistema fisso.

Sistemi a inseguimento

Ve ne sono di due tipologie; sistemi a inseguimento solare attivo e sistemi a inseguimento solare passivo.

Si chiamano sistemi ad inseguimento solare attivo perché il movimento del pannello è realizzato con l'ausilio di motori elettrici, del tipo passo-passo o in corrente continua, comandati attraverso circuiti elettronici di controllo. Si possono avere sistemi d'inseguimento i cui movimenti interessano uno o entrambi gli assi di rotazione, quello orizzontale e quello verticale. La logica di funzionamento è quella di individuare la posizione del sole, con l'ausilio di un sensore dedicato, e di posizionare il pannello ortogonale rispetto ai raggi. Il sensore di rilevamento è realizzato con componenti elettronici attivi, quali fotodiodi o piccole celle fotovoltaiche, o con componenti passivi come le fotoresistenze. In entrambi i casi, la posizione del sole è determinata grazie alla variazione di un parametro elettrico dei componenti (tensione, resistenza). Il segnale generato dal sensore di posizione non è utilizzabile direttamente per comandare i servomotori, ma necessita di un opportuno condizionamento che è realizzato con porte logiche, circuiti comparatori, trigger secondo le diverse necessità. Una volta realizzato il condizionamento, il segnale è inviato alla parte centrale di tutto il sistema. Si tratta dell'unità logica che elabora il segnale in ingresso e genera gli opportuni comandi dei motori. Per questo compito sono utilizzati i microprocessori o i microcontrollori. Attraverso i segnali che gli arrivano dal sensore, il microprocessore è in grado di "capire" quando il sole è tramontato e di predisporre il pannello in posizione utile per il giorno successivo. Con l'utilizzo di questi sistemi di inseguimento è possibile, nelle giornate di sole coperto, sfruttare al massimo la componente indiretta della radiazione solare.

I sistemi a inseguimento solare passivo sono sistemi in cui il movimento non è generato dalla presenza di motori elettrici preposti a questo, ma dall'espansione di un liquido con il calore. L'aumento di volume di un liquido, contenuto in un serbatoio esposto al sole, genera una pressione interna la quale agendo su un pistone pneumatico genera un movimento meccanico. Questo movimento è sfruttato per ruotare un piano di supporto di pannelli fotovoltaici, in maniera da potersi presentare sempre in condizioni di massima perpendicolarità con i raggi solari. Per evitare che il liquido riscaldato abbia un effetto non lineare estremamente efficace con forte insolazione, è previsto un sistema di reazione costituito da una lamiera ricoprente il radiatore di riscaldamento del liquido, ancorata al piano pivottante dei pannelli fotovoltaici, che ripara dal sole e quindi diminuisce la temperatura del liquido fermandone la rotazione. Il movimento solare, quindi, tende a riscoprire il serbatoio, ulteriormente riscaldandolo. In questo modo è generato un inseguitore che si autoregola con la temperatura e la posizione solare. Il pannello pivottante è mantenuto in equilibrio instabile in maniera tale che in assenza di riscaldamento solare, il peso stesso, compensi l'azione del braccio pneumatico. Ciò è necessario per riposizionare l'inseguitore durante la notte al punto di partenza. Il pivottamento è in grado di spostare i pannelli fotovoltaici da est ad ovest, con inclinazione regolabile da 30 a 45 gradi sud. In questo tipo di sistemi d'inseguimento il movimento interessa un solo asse, quello di rotazione est-ovest, quindi rispetto ai sistemi attivi in cui si ha la possibilità di movimentare entrambi gli assi il rendimento risulta minore. In piccola parte ciò è compensato dal fatto di non avere più autoconsumo da parte dei servomotori.

3. Il risparmio di combustibile

Un impianto fotovoltaico presenta notevoli vantaggi ambientali, poiché è silenzioso, non ha emissioni inquinanti o cattivi odori; inoltre, non ha un impatto visivo negativo e non rovina l'ambiente grazie all'integrazione architettonica, ovvero l'installazione su tetti e pensiline dei moduli fotovoltaici. Ulteriori vantaggi derivano dal fatto che è in grado di ridurre la domanda di energia da altre fonti tradizionali e l'inquinamento atmosferico legato al loro utilizzo: i benefici ambientali sono proporzionali alla quantità di energia prodotta. Quest'ultimo aspetto assume maggiore importanza se si pensa che, ad oggi, la produzione di energia elettrica in Italia è per la quasi totalità proveniente da impianti termoelettrici che utilizzano combustibili sostanzialmente di origine fossile, come gas naturale, olio combustibile.

Si può ragionevolmente valutare in 25 anni la vita utile di un impianto, garantiti dal costruttore, ma la sua vita utile arriva sino ai 30 anni e anche oltre, in base alla qualità dei moduli utilizzati; i

Capitolo 1. L'impianto fotovoltaico

moduli monocristallini durano di più rispetto alle altre tipologie, tra cui il policristallino, i moduli al cadmio telloruro, i moduli al gallio. Per produrre un megawattora elettrico vengono bruciati mediamente l'equivalente di 0,19 tonnellate di petrolio e di conseguenza vengono emessi nell'aria circa 496 kg di anidride carbonica (CO₂), contribuendo all'innalzamento dell'effetto serra. Tuttavia, le centrali termoelettriche emettono in atmosfera anche altre sostanze potenzialmente inquinanti, come l'ossido di azoto (NO_x), l'ossido di zolfo (SO_x), il monossido di carbonio (CO), polveri sottili chiamate particolato, e metano (CH₄), in quantità non trascurabili; gli impianti fotovoltaici non emettono alcuna sostanza inquinante nel loro ciclo di vita, quindi consentono un risparmio delle emissioni in atmosfera rispetto a qualunque centrale tradizionale di produzione elettrica. In base alla potenza installata e alla radiazione solare che colpisce l'impianto, si stima il risparmio di sostanze inquinanti; anche un piccolo impianto casalingo comporta una notevole riduzione degli inquinanti. Ipotizzando di avere un impianto fotovoltaico di potenza nominale pari a 3 kW, situato nell'Italia settentrionale, si può stimare la quantità di anidride carbonica (CO₂) non emessa in un anno sia pari a 1.712 Kg, e pari a 650 kg di olio combustibile (petrolio). Nell'arco della sua vita utile, l'impianto fotovoltaico è in grado di ridurre le emissioni di inquinanti di 48.502 kg di CO₂, e di risparmiare l'utilizzo di 18.290 kg di petrolio.

Un utile indicatore per definire il risparmio di combustibile derivante dall'utilizzo di fonti energetiche rinnovabili è il fattore di conversione dell'energia elettrica in energia primaria, espresso in TEP/MWh. Questo coefficiente individua le T.E.P. (Tonnellate Equivalenti di Petrolio) necessarie per la produzione di 1MWh di energia, ovvero le TEP che si possono risparmiare con l'adozione di tecnologie fotovoltaiche per la produzione di energia elettrica.

| Risparmio di combustibile | TEP |
|---|-------|
| Fattore di conversione dell'energia elettrica in energia primaria [TEP/MWh] | 0,19 |
| TEP risparmiate in un anno | 0,65 |
| TEP risparmiate in 30 anni | 18,29 |

Tabella 1. Risparmio di combustibile in TEP.

Oltre ad una riduzione nei consumi dei combustibili fossili, l'impianto fotovoltaico consente la riduzione delle emissioni in atmosfera di sostanze che hanno effetto inquinante e di quelle che contribuiscono all'effetto serra.

| Emissioni evitate in atmosfera | CO ₂ | SO ₂ | NO _x | Polveri |
|---|-----------------|-----------------|-----------------|---------|
| Emissioni specifiche in atmosfera [g/kWh] | 496,00 | 0,93 | 0,58 | 0,03 |
| Emissioni evitate in un anno [kg] | 1712,48 | 3,21 | 2,00 | 0,10 |
| Emissioni evitate in 30 anni [kg] | 48502,98 | 90,94 | 56,72 | 2,84 |

Tabella 2. Emissioni evitate in atmosfera.

Facendo specifico riferimento alla CO₂, nella tabella sottostante sono riportati i fattori di emissione per la produzione di un chilowattora elettrico (kWh).

Capitolo 1. L'impianto fotovoltaico

| Tipo di combustibile | Kg CO ₂ eq/kWh |
|----------------------|---------------------------|
| Gas naturale | 0,1998 |
| GPL | 0,2254 |
| Gasolio e nafta | 0,2642 |
| Olio combustibile | 0,2704 |
| Carbone | 0,3473 |
| Energia elettrica | 0,3937 |
| Biomasse | 0 |
| RSU | 0,1703 |

Tabella 3. Fattori di emissione di CO₂ per la produzione di un kW elettrico.

Per determinare la mancata emissione di CO₂ in anno si moltiplica l'energia elettrica prodotta dall'impianto fotovoltaico per il fattore di emissione di uno dei combustibili riportati in tabella. Moltiplicando questo valore per la durata dell'impianto (30 anni) si ottiene il vantaggio sociale complessivo.

4. L'impatto sul territorio

Per rendersi conto delle potenzialità energetiche e dell'impegno di territorio legati ad una centrale di potenza, si consideri che l'area occupata da un sistema fotovoltaico di potenza pari a 1000 kW (cioè un MW, che produce circa 1.300 MWh/anno e che rappresenta, all'incirca, la potenza sufficiente a soddisfare le esigenze elettriche di 650 famiglie) è di circa due ettari, dove l'impegno di territorio è dovuto per il 50% alle aree occupate dai moduli e dalle parti del sistema, per l'altro 50% alle "aree di rispetto", di fatto libere, ma necessarie per evitare l'ombreggiamento tra moduli. A fronte della richiesta di energia elettrica consumata in Italia (200 milioni di MWh) sarebbe necessario un impegno di territorio pari a 3.000 km². Tale impegno di territorio, sebbene enorme, costituisce solo un settimo dei terreni marginali in Italia (20.000 km²). Inoltre occorre ricordare che possono essere installati o integrati nelle strutture edilizie esistenti.

5. Il fotovoltaico e l'architettura

Come già accennato, un'applicazione in rapida ascesa degli impianti fotovoltaici connessi in rete consiste nell'integrazione di moduli negli edifici esistenti; l'inserimento dei moduli fotovoltaici nei tetti e nelle facciate risponde alla natura distribuita della fonte solare. Si distinguono casi di integrazione architettonica parziale e casi di integrazione architettonica totalmente integrata nell'edificio: nel primo caso, i moduli possono essere montati su edifici, componentistica di arredo urbano quali chioschi, pensiline, barriere acustiche, senza sostituire il materiale da costruzione delle stesse strutture; nel secondo caso, il modulo fotovoltaico risulta essere il materiale edilizio, e quindi parte inscindibile della costruzione stessa. In entrambi i casi, per normativa vigente, è necessario che il sistema fotovoltaico non comprometta le caratteristiche estetiche e la funzionalità dell'involucro architettonico, specie per quanto riguarda l'efficienza energetica dell'edificio, ma anzi, aumentando la performance energetica ove possibile.

Le tipiche applicazioni del fotovoltaico integrato in elementi d'architettura sono:

- La pergola fotovoltaica con cui si intende quella struttura capace di sostenere piante rampicanti su terrazzi, cortili, giardini, con un ingombro ridotto in pianta; i moduli, ovvero la porzione di copertura della pergola in cui essi sono integrati, devono avere una distanza minima dal suolo di 2 m.
- La pensilina fotovoltaica, con cui si intende la struttura posta a copertura di parcheggi o percorsi pedonali. I moduli, ovvero la porzione di copertura della pensilina in cui essi sono integrati, devono avere una distanza minima dal suolo di 2 m.

Capitolo 1. L'impianto fotovoltaico

- La tettoia fotovoltaica, per cui si intende la struttura posta a copertura di ambienti esterni agli edifici formata da spioventi che poggiano sul muro degli edifici stessi. I moduli, ovvero la porzione di copertura della tettoia in cui essi sono integrati, devono avere una distanza minima dal suolo di 2 m.
- Le serre fotovoltaiche, dove i moduli costituiscono gli elementi costruttivi della copertura o delle pareti adibite a serre dedicate alla coltivazione agricola o alla floricoltura. La struttura della serra, in metallo, legno o muratura, deve essere chiusa (la chiusura può eventualmente essere stagionalmente rimovibile), fissa ed ancorata al terreno. I moduli, ovvero la porzione di copertura della serra in cui essi sono integrati, devono avere una distanza minima dal suolo di 2 m.
- Il frangisole fotovoltaico con cui si intende una struttura connessa alle superfici verticali di edifici e preposta a produrre ombreggiamento e schermatura di superfici trasparenti sottostanti. La lunghezza totale dell'impianto non dovrà superare il doppio della lunghezza totale delle aperture trasparenti.

Il Decreto Ministeriale del 19 febbraio 2007 emanato dal Ministro dello Sviluppo Economico e dal Ministro per l'Ambiente e la Tutela del Territorio e del Mare considera idonee per l'integrazione parziale dei moduli negli edifici le installazioni su tetti piani e terrazze; le installazioni sui tetti, facciate, balaustre, o parapetti di edifici appoggiate complanarmente con la stessa inclinazione della superficie che li accoglie e di spessore minimo possibile senza sostituirne il materiale di costruzione; le installazioni su elementi di arredo urbano, quali barriere acustiche, pergolati, pensiline, chioschi, in cui il modulo è appoggiato complanarmente con la stessa inclinazione della superficie che li accoglie e di spessore minimo possibile senza sostituirne il materiale di costruzione. Per l'integrazione totale, lo stesso decreto considera idonee le installazioni con moduli fotovoltaici sostitutivi del materiale da costruzione convenzionale dell'involucro dell'edificio, divenendo parte integrante della copertura, rispettando il disegno dell'edificio e mantenendo la resistenza termica durante il periodo invernale ed estivo e senza compromettere la tenuta all'acqua; le installazioni su pensiline, tettoie e pergole in cui i moduli fotovoltaici e le rispettive strutture di sostegno costituiscono la struttura stessa dell'elemento architettonico; installazioni in cui i moduli fotovoltaici vanno a sostituire le coperture trasparenti degli edifici, mantenendo l'illuminazione dei vani interni con la luce naturale; installazioni in barriere acustiche, in cui parte delle superfici fonoassorbenti sono sostituite da pannelli fotovoltaici; installazioni in elementi d'illuminazione, in cui la superficie esposta alla radiazione solare degli elementi riflettenti sia costituita da moduli fotovoltaici; installazioni di frangisole in cui gli elementi strutturali atti a ombreggiare superfici trasparenti siano costituiti da moduli fotovoltaici e dai relativi sistemi di supporto; installazioni di balaustre e parapetti in cui i moduli fotovoltaici sostituiscano gli elementi di rivestimento e copertura; installazioni di finestre in cui i moduli fotovoltaici sostituiscano o integrino le superfici vetrate delle finestre stesse; installazioni di persiane in cui i moduli fotovoltaici sostituiscano gli elementi strutturali delle persiane stesse; installazioni in cui i moduli fotovoltaici costituiti da film sottile su supporto flessibile realizzino la copertura o il rivestimento aderente alla superficie stessa dell'involucro edilizio.

Il rapido sviluppo delle installazioni integrate in architettura è favorito dagli obiettivi fissati dal D.M. del 10 febbraio 2007, che prevede di generare tremila MW di potenza elettrica prodotta tramite la conversione fotovoltaica e collegata alla rete nazionale entro il 2016; Il provvedimento - di cui possono beneficiare le persone fisiche, le persone giuridiche, i soggetti pubblici e i condomini - è stato ideato per incentivare e sostenere la diffusione di una tecnologia promettente come il fotovoltaico, promuovendo applicazioni innovative sul territorio italiano anche attraverso la sua parziale o completa integrazione in architettura e arredo urbano. Viene incentivata l'architettura sostenibile e sono premiati con incentivi maggiorati gli interventi di bonifica, l'incremento dell'efficienza e il risparmio energetico negli edifici pubblici e privati di qualsiasi destinazione d'uso. In particolare, nel caso di impianti totalmente integrati in superfici esterne degli involucri

Capitolo 1. L'impianto fotovoltaico

edilizi che sostituiscano coperture in eternit o comunque contenenti amianto, le tariffe incentivanti sono incrementate del 5%, a patto che l'intervento comporti la rimozione totale dell'amianto esistente, certificato opportunamente dall'Azienda Sanitaria Locale, e che l'impianto installato superi l'1 kWp di potenza. Gli impianti beneficianti di tale particolare tariffa incentivante devono avere potenza nominale non superiore ai 200 kWp e operare in regime di scambio sul posto, alimentando anche parzialmente edifici; se l'edificio è esistente, l'impianto fotovoltaico deve conseguire una riduzione certificata almeno del 10% dell'indice di prestazione energetica (il fabbisogno specifico di energia primaria per la climatizzazione invernale e la produzione di acqua calda sanitaria) rispetto allo stesso indice individuato nell'attestato di certificazione energetica iniziale, premiato con una maggiorazione percentuale della tariffa pari alla metà della percentuale di riduzione dell'indice di prestazione energetica, ma non superiore del 30% della tariffa incentivante. Se l'edificio è di nuova costruzione, il premio viene riconosciuto se l'indice di prestazione energetica è inferiore di almeno il 50% rispetto ai valori dell'allegato C, comma 1, del Dlgs 192/05 e successive modifiche e integrazioni, e consiste nella maggiorazione del 30% della tariffa incentivante a decorrere dall'anno solare successivo alla data della richiesta, riconosciuta per tutto il periodo dell'incentivazione.

La tabella mostra i valori di fabbisogno di energia primaria per la climatizzazione invernale per metro quadro di superficie utile espresso in kWh/m² anno.

| Rapporto di forma dell'edificio S/V | Zona climatica | | | | | | | | | |
|-------------------------------------|----------------|-----------|----------|-----------|-----------|------------|-----------|------------|-----------|-----------------|
| | A | B | | C | | D | | E | | F |
| | fino a 600 GG | da 601 GG | a 900 GG | da 901 GG | a 1400 GG | da 1401 GG | a 2100 GG | da 2101 GG | a 3000 GG | oltre i 3000 GG |
| ≤0,2 | 10 | 10 | 15 | 15 | 25 | 25 | 40 | 40 | 55 | 55 |
| ≥0,9 | 45 | 45 | 60 | 60 | 85 | 85 | 110 | 110 | 145 | 145 |

Tabella 4. Valori di fabbisogno di energia per la climatizzazione invernale espresso in kWh/m² anno.

I valori limite sono riferiti in funzione della zona climatica e del rapporto tra superficie che delimita verso l'esterno e volume lordo riscaldato; inoltre, sono espressi in gradi giorno.

I settori terziario e residenziale assorbono un quarto del fabbisogno energetico nazionale. L'80% di tali consumi è riconducibile al riscaldamento domestico, mentre la restante quota è dovuta, nell'ordine, alla produzione di acqua calda sanitaria, ai consumi degli elettrodomestici e all'illuminazione. Diminuire i consumi dei settori terziario e residenziale, oltre a contribuire al raggiungimento degli obiettivi nazionali di riduzione delle emissioni inquinanti, climalteranti e di sicurezza dell'approvvigionamento energetico, comporta vantaggi immediati per le famiglie in termini di diminuzione della spesa per la bolletta energetica e di miglioramento del comfort abitativo. Gli interventi che hanno la possibilità di incidere in maniera sostanziale sulla diminuzione dei consumi del settore domestico sono quelli strutturali che riducono il fabbisogno di energia degli edifici misurato dai cosiddetti indici di prestazione energetica. Tali interventi sono di svariata natura, ad esempio: isolamento di pareti esterne, coperture, solai, cassonetti, sostituzione dei serramenti, sostituzione delle caldaie o della rete di distribuzione del calore con sistemi a più alta efficienza, montaggio di sistemi di regolazione della temperatura interna, installazione di sistemi solari termici per la produzione di acqua calda sanitaria, etc..

Molti di questi interventi sono indispensabili per raggiungere gli standard di prestazione energetica degli edifici richiesti dalla normativa, soprattutto per quanto riguarda le nuove costruzioni. Si tratta peraltro di interventi che, anche in assenza di incentivi, hanno tempi medi di ritorno economico brevi e in particolare risulta molto conveniente prevedere sin dalla fase di progettazione o eseguire in occasione di lavori di ristrutturazione o manutenzione. Tutti questi interventi, potendo ridurre l'indice di prestazione energetica degli edifici, sono potenzialmente idonei a maturare i requisiti necessari per accedere al premio sulle tariffe incentivanti spettanti agli impianti fotovoltaici.

Capitolo 1. L'impianto fotovoltaico

La tariffa premiante per impianti fotovoltaici integrati architettonicamente è stata introdotta dal D.M. del 19 febbraio 2007 in quanto si è “Ritenuto opportuno dover orientare il processo di diffusione del fotovoltaico verso applicazioni più promettenti, in termini di potenziale di diffusione e connesso sviluppo tecnologico, e che consentano minor utilizzo del territorio, privilegiando l'incentivazione di impianti fotovoltaici i cui moduli sono posizionati o integrati nelle superfici esterne degli involucri degli edifici e negli elementi di arredo urbano e viario, tenendo tuttavia conto anche dei maggiori costi degli impianti di piccola potenza, nonché di alcune applicazioni specifiche”.

6. Incentivi e benefici economici per il fotovoltaico

La principale fonte di incentivazione statale per la costruzione di impianti fotovoltaici consiste nel Nuovo Conto Energia, che va a sostituire ogni forma incentivante precedente in materia di energia fotovoltaica. Il soggetto che richiede l'incentivazione è il soggetto responsabile dell'impianto, e può essere una persona fisica, giuridica o un ente pubblico; a seconda della taglia e della tipologia di installazione dell'impianto, è possibile ottenere la tariffa incentivante, anche se ad essere favoriti maggiormente sono le installazioni architettonicamente integrate e di piccola taglia, tipicamente atte a soddisfare il fabbisogno di un'utenza abitativa.

| Potenza nominale dell'impianto (kW) | | TIPOLOGIA IMPIANTO | | |
|-------------------------------------|-------------------|--------------------|-----------------------------|----------------|
| | | 1 Non integrato | 2 Parzialmente integrato | 3 Integrato |
| A) | $1 \leq P \leq 3$ | 0,384 | 0,422 | 0,470 |
| B) | $3 < P \leq 20$ | 0,365 | 0,403 | 0,442 |
| C) | $P > 20$ | 0,346 | 0,384 | 0,422 |

Tabella 5. Tariffe incentivanti, espresse in €/kWh, suddivise per dimensione dell'impianto e per tipologia d'integrazione.

La tariffa incentivante esposta in tabella, viene erogata per un periodo di 20 anni a decorrere dall'entrata in esercizio dell'impianto stesso, senza subire aggiornamenti ISTAT per l'intero periodo. Inoltre, la tariffa base può essere incrementata del 5% per impianti non integrati di potenza inferiore ai 20 kW il cui soggetto responsabile autoconsuma almeno il 70% dell'energia prodotta dall'impianto su base annua; oppure per impianti in cui il soggetto responsabile è una scuola pubblica o paritaria, oppure una struttura sanitaria; per impianti i cui soggetti responsabili siano enti locali la cui popolazione residente risulti inferiore ai cinquemila abitanti in base all'ultimo censimento ISTAT. Oltre a tali casi, la tariffa incentivante può essere incrementata nel caso di sostituzione di coperture di eternit, oppure nel caso di riduzione dell'indice di prestazione energetica sia per edifici esistenti che di nuova costruzione, come precedentemente descritto; tuttavia, si richiede che gli impianti non siano stati finanziati da incentivi pubblici per più del 20% del costo totale dell'investimento da sostenere per la costruzione dell'impianto stesso, a meno che si tratti di scuole o strutture sanitarie. In aggiunta all'incentivo, il soggetto responsabile dell'impianto può contare su un ulteriore vantaggio economico, utilizzando l'energia prodotta per:

1. la cessione in rete (parziale o totale);
2. i propri autoconsumi;
3. lo scambio sul posto con la rete elettrica (per gli impianti di potenza fino a 200 kW).

6.1 Cessione in rete

Capitolo 1. L'impianto fotovoltaico

La vendita dell'energia prodotta dall'impianto fotovoltaico può avvenire indirettamente, tramite la stipula di una convenzione di ritiro dedicato con il GSE (Gestore dei Servizi Elettrici), oppure direttamente tramite vendita in borsa o a un grossista.

Nella *vendita indiretta*, ai sensi della delibera AEEG 280/07, il soggetto che vende l'energia prodotta è il GSE, indipendentemente dalla rete alla quale è connesso l'impianto; il produttore che intenda avvalersi di questa modalità deve presentare apposita istanza, e deve sottoscrivere la convenzione di ritiro dedicato con il GSE. Viene riconosciuto al GSE un corrispettivo pari al 0,5% della remunerazione dell'energia ritirata, fino a un massimo di 3500 € l'anno per singolo impianto; questo per consentire il recupero dei costi amministrativi e di gestione del dispacciamento dell'energia elettrica prodotta da un impianto fotovoltaico sulle reti nazionali di distribuzione elettrica, cercando di assicurare la vendita alle migliori condizioni disponibili sul mercato. Tuttavia, se l'impianto supera i 50 kW di potenza nominale, il produttore è tenuto a versare un ulteriore corrispettivo al GSE per il servizio di aggregazione delle misure. Per l'energia elettrica immessa in rete e oggetto della convenzione, il GSE riconosce al produttore, per ciascuna ora, il prezzo di mercato riferito alla zona in cui è collocato l'impianto, mentre per gli impianti ubicati su reti elettriche non interconnesse (isole minori) il prezzo orario applicato è il prezzo unico nazionale (PUN). Per gli impianti di potenza attiva nominale fino a 1 MW sono stati definiti prezzi minimi garantiti aggiornati periodicamente dall'AEEG. I prezzi minimi garantiti, richiesti dal produttore alla presentazione della istanza, vengono riconosciuti dal GSE limitatamente ai primi 2 milioni di kWh di energia elettrica immessa su base annua. Il termine "prezzo minimo garantito" indica che, nel caso in cui alla fine di ciascun anno solare la valorizzazione a prezzi minimi garantiti dovesse risultare inferiore a quella ottenibile a prezzi di mercato, il GSE è tenuto a riconoscere al produttore il relativo conguaglio. Si evidenzia che questo tipo di vendita "indiretta" dell'energia prodotta e immessa in rete dall'impianto è, di norma, quello consigliabile per gli impianti fotovoltaici sia per la semplicità gestionale che per la maggiore redditività dei prezzi minimi garantiti rispetto ai prezzi di mercato.

Per tutti gli impianti, che abbiano potenza apparente nominale maggiore o uguale a 10MVA, il GSE applica un ulteriore corrispettivo derivante dall'applicazione del meccanismo incentivante per la corretta previsione, ai sensi dell'articolo 40 bis della delibera 111/06. Si pone tuttavia un problema: gli impianti fotovoltaici non hanno potenza apparente, poiché il generatore è costituito dal campo fotovoltaico, dove la potenza è espressa come somma dei W_p di tutti i moduli presenti, e non si può "leggere" tale dato di targa sul generatore come vuole la delibera 280/07. Nei documenti provenienti dall'Autorità per l'Energia gli impianti sono classificati in kVA, come generatori meccanici, ma senza fornire alcuna indicazione per gli impianti di produzione che si interfacciano con la rete tramite un convertitore statico, come avviene per gli impianti eolici, fotovoltaici, e tutti gli impianti diversi dal termoelettrico. Dal punto di vista dell'utente produttore quindi, questa richiesta di esprimere la potenza dell'impianto in kVA pone una serie di interrogativi che ad oggi sono senza risposta, e che portano a formulare istanze diverse tra gli enti pubblici ed il distributore elettrico. Tuttavia, un modo per calcolare la potenza nominale apparente, ovvero la potenza massima che l'impianto può erogare verso la rete pubblica, in mancanza di dati certi (come nel caso del fotovoltaico) è il seguente: si divide la potenza erogata in rete, ovvero la potenza totale di produzione meno gli autoconsumi espressa in kW, per il fattore di potenza, pari a 0,9 come valore cautelativo. Quindi, sono soggetti a versare un ulteriore corrispettivo dovuto ai meccanismi di corretta previsione, i produttori il cui impianto abbia una potenza nominale almeno pari a:

$$P_{no\ min\ ale} = P_{no\ min\ ale_apparente} * Fattore_potenza = 10MVA * 0,9 = 9MW$$

ovvero per impianti di taglia molto grande.

Il meccanismo prevede che il corrispettivo di sbilanciamento effettivo sia pari al prodotto tra lo sbilanciamento effettivo relativo al medesimo punto di dispacciamento dell'energia elettrica prodotta dall'impianto e il prezzo di sbilanciamento. Il servizio di bilanciamento è svolto da Terna S.p.A. nell'ambito del servizio di dispacciamento, e consiste nell'impartire ordini di dispacciamento

per il mantenimento in tempo reale dell'equilibrio tra immissione e prelievi nel sistema elettrico nazionale e degli opportuni margini di riserva secondaria di potenza, tenendo conto dei limiti fisici del sistema medesimo. Il Mercato per il Servizio di Dispacciamento è la sede dove avvengono l'approvvigionamento e il bilanciamento in tempo reale degli ordini di immissione e prelievi; le offerte pervenute dagli utenti del dispacciamento vengono accettate sulla base del merito economico compatibilmente con la necessità di assicurare il corretto funzionamento del sistema, e sono valorizzate secondo il proprio prezzo offerto. In tale mercato si hanno due esiti: il primo si riferisce alle offerte accettate da Terna per la risoluzione delle congestioni e per la costituzione di un adeguato margine di riserva; il secondo si riferisce alle offerte accettate da Terna in tempo reale per il bilanciamento di immissioni e prelievi. Le offerte accettate sul Mercato per il Servizio di Dispacciamento determinano i programmi finali di immissione e prelievo ciascun punto di offerta.

Il prezzo di sbilanciamento positivo è calcolato come valore minimo tra il prezzo più basso tra quelli delle offerte di acquisto accettate nel mercato per il servizio di dispacciamento dell'energia elettrica ai fini del bilanciamento in tempo reale nel medesimo periodo rilevante e nella macrozona cui il punto di dispacciamento appartiene; e il prezzo di valorizzazione delle offerte di vendita accettate nel mercato del giorno prima nel medesimo periodo rilevante e nella zona in cui è localizzato il punto di dispacciamento. Il prezzo di sbilanciamento negativo è calcolato come valore massimo tra il prezzo più alto tra quelli delle offerte di vendita accettate nel mercato per il servizio di dispacciamento ai fini del bilanciamento in tempo reale nel medesimo periodo rilevante e nella macrozona cui il punto di dispacciamento appartiene; e il prezzo di valorizzazione delle offerte di vendita accettate nel mercato del giorno prima nel medesimo periodo rilevante, nella zona in cui è localizzato il punto di dispacciamento. Nello specifico, nel caso in cui lo sbilanciamento determinato come differenza tra energia immessa nel sistema elettrico e programma orario d'immissione inviato al GSE dal produttore sia, in valore assoluto, inferiore al prodotto fra l'energia elettrica immessa nella medesima ora ed un parametro soglia S_{rif} , viene erogato un corrispettivo per la corretta previsione (CCP) calcolato secondo la seguente formula:

$$CCP = premio * (S_{rif} * E_{imm} - |E_{imm} - E_{prog}|)$$

Vendita diretta

Per quanto riguarda la vendita diretta, i soggetti responsabili degli impianti di produzione possono vendere l'energia prodotta direttamente nel mercato borsistico, previa iscrizione al mercato dell'energia elettrica. Tali soggetti devono presentare la domanda di ammissione al GME (Gestore dei Mercati Energetici), e sottoscrivere il contratto di adesione, impiegandosi a pagare un corrispettivo di accesso, un corrispettivo annuo e un corrispettivo per ogni MWh scambiato nel mercato elettrico. I valori per il 2010 sono:

| | |
|--|--------------|
| <i>Corrispettivo di accesso (una tantum)</i> | 7.500 € |
| <i>Corrispettivo fisso annuo</i> | 10.000 € |
| <i>Corrispettivo per ogni transizione:</i> fino a 0,02 TWh | franchigia |
| Da 0,02 TWh a 1 TWh | 0,04 [€/MWh] |
| Da 1 TWh a 10 TWh | 0,03 [€/MWh] |
| Superiore a 10 TWh | 0,02 [€/MWh] |

I soggetti responsabili possono decidere di cedere l'energia elettrica prodotta e immessa in rete attraverso un contratto bilaterale con un grossista di energia elettrica, a un prezzo di cessione direttamente negoziato con tale soggetto, il quale provvede a regolare tutti i corrispettivi derivanti dal servizio di dispacciamento con Terna. Di norma, questo tipo di vendita è utilizzato per vendere sul mercato produzioni di energia proveniente da impianti di grossa taglia.

6.2 Scambio sul posto

Lo scambio sul posto, disciplinato dalla delibera ARG/elt 74/08, Allegato A – Testo integrato dello scambio sul posto (TISP) – e dalla successiva delibera ARG/elt 186/09, che ha recepito quanto

previsto dalla legge 99/09, valorizza l'energia immessa in rete secondo il valore di mercato dell'energia, più il costo unitario variabile associato alla quantità di energia scambiata in base alla bolletta di fornitura. Il servizio di scambio sul posto è regolato su base economica dal GSE in forma di contributo associato alla valorizzazione a prezzi di mercato dell'energia scambiata con la rete. Possono usufruire di tale servizio i soggetti responsabili di impianti di produzione da cogenerazione ad alto rendimento con potenza fino a 200 kW, oppure di impianti di produzione da fonti rinnovabili fino a 20 kW; tuttavia, con la Finanziaria 2008 il limite di 20 kW è stato esteso a 200 kW per gli impianti di produzione da fonti rinnovabili.

Il GSE riconosce un contributo a favore dell'utente dello scambio, per compensarlo degli oneri sostenuti per il prelievo di energia elettrica dalla rete, considerando la quantità di energia elettrica scambiata con la rete, il controvalore di energia immessa nella rete secondo i prezzi di mercato, l'onere di prelievo sostenuto per l'approvvigionamento di energia dalla rete, suddiviso in onere energia e onere servizi. Nello specifico, il contributo prevede il rimborso dell'onere servizi limitatamente all'energia scambiata in rete, e il riconoscimento del valore minimo tra l'onere energia e il controvalore dell'energia elettrica immessa in rete; se tale controvalore risultasse superiore all'onere energia sostenuto, l'utente può decidere di utilizzare il saldo relativo per compensare l'onere energia negli anni successivi, oppure può decidere per la liquidazione del saldo da parte del GSE.

Ulteriori modifiche sono state introdotte dalla legge 99/09, stabilendo che: i comuni fino a 20.000 residenti e il Ministero della Difesa possono accedere allo scambio sul posto senza che siano coincidenti il punto di immissione e il punto di prelievo dell'energia scambiata con la rete; che il Ministero della Difesa possa usufruire dello scambio sul posto anche per impianti da fonti rinnovabili con potenza nominale superiore ai 200 kW; che sia possibile applicare lo scambio sul posto per più impianti purché la potenza complessiva per ogni punto di connessione non superi i 200 kW.

Il contributo in conto scambio viene calcolato dal GSE trimestralmente in acconto e corrisposto quando l'importo spettante al produttore supera la soglia di 100 €. Entro i sei mesi dell'anno successivo il GSE procede al calcolo del contributo definitivo dell'anno precedente e regola il conguaglio con il produttore. Il sistema predisposto dal GSE prevede che la regolazione di ogni aspetto del rapporto avvenga esclusivamente per via informatica, in modo che anche l'emissione delle eventuali fatture o delle note di pagamento sia effettuata unicamente attraverso il portale web a disposizione dei singoli utenti dello scambio.

In generale, il servizio di scambio sul posto produce un effetto vantaggioso qualora, su base annua, la valorizzazione dell'energia elettrica immessa in rete si compensi totalmente con l'onere energia associato ai quantitativi di energia elettrica prelevata dalla rete; inoltre, per la totalità dell'energia elettrica scambiata con la rete, l'utente dello scambio vedrà ristorati dal GSE i costi che ha sostenuto per l'utilizzo della rete in termini di servizi di trasporto, di dispacciamento e, per i soli utenti titolari di impianti alimentati da fonti rinnovabili, degli oneri generali di sistema.

6.3 Costi da sostenere

Oltre ai costi d'investimento per realizzare l'impianto fotovoltaico, diversi per tipologia d'impianto, tecnologia adottata e tipologia di componenti utilizzata, viene richiesto al soggetto richiedente un corrispettivo per ottenere il servizio di connessione alla rete elettrica. Alla presentazione della richiesta di connessione, il richiedente è tenuto a versare un corrispettivo per l'ottenimento del preventivo, definito per le fasce di potenza in immissione nella rete; come potenza di immissione il testo integrato per le connessioni indica il valore della potenza in immissione complessivamente disponibile dopo gli interventi da effettuare senza che l'utente sia disconnesso. La potenza in immissione non può coincidere con la potenza nominale dell'impianto, data dalla somma delle potenze di tutti i moduli, poiché deve essere in corrente alternata; quindi si considera la potenza nominale dell'inverter, dove, per impianti con più sottocampi e quindi più inverter, sarà data dalla

Capitolo 1. L'impianto fotovoltaico

somma delle potenze degli inverter. Spesso come potenza in immissione viene considerata la potenza erogata dall'impianto fotovoltaico in corrente alternata, ottenuta come:

$$P_{CC} = 0,85 * P_{no\ min\ ale} * \frac{I}{I_{STC}}$$

In cui:

P_{CC} = potenza in corrente continua misurata all'uscita del generatore fotovoltaico, con precisione migliore del $\pm 2\%$;

P_{nom} = potenza nominale del generatore fotovoltaico;

I = irraggiamento espresso in W/m^2 misurato sul piano dei moduli, con precisione migliore del $\pm 3\%$;

I_{STC} = $1000\ W/m^2$ è l'irraggiamento in condizioni di prova standard.

La potenza in corrente alternata è data da

$$P_{CA} = 0,90 * P_{CC}$$

P_{ca} = la potenza attiva in corrente alternata misurata all'uscita del gruppo di conversione con precisione migliore del $\pm 2\%$;

Tale condizione sarà verificata per $P_{ca} > 90\%$ della potenza di targa del gruppo di conversione.

| Corrispettivo | Valore della potenza in immissione |
|---------------|------------------------------------|
| 100 euro | Fino a 50 kW |
| 200 euro | Superiore a 50 kW fino a 100 kW |
| 500 euro | Superiore a 100 kW fino a 500 kW |
| 1.500 euro | Superiore a 500 kW fino a 1.000 kW |
| 2.500 euro | Superiore a 1.000 kW |

Tabella 6. Corrispettivo da pagare per ottenere il punto di connessione, suddiviso per diverse potenze.

Il servizio di connessione è erogato in bassa tensione per potenze in immissione richieste fino a 100 kW, mentre è erogato in media tensione per potenze in immissione fino a 6.000 kW; sopra tale valore, la connessione è erogata in alta o altissima tensione; i gestori di rete trasmettono all'autorità le condizioni contrattuali per l'erogazione del servizio, in modo da definire le soluzioni tecniche convenzionali adottate dal gestore di rete per la realizzazione della connessione, i tempi di risposta e le modalità di pagamento dei corrispettivi. Per connessioni in media e bassa tensione, i tempi di messa a disposizione del preventivo per la connessione, a partire dalla data di ricevimento della richiesta di connessione, è pari al massimo a 60 giorni lavorativi; il preventivo ha validità di 45 giorni lavorativi.

L'azienda distributrice deve comunicare il corrispettivo, tempi e costi di realizzazione e punto di connessione alla rete elettrica. Il corrispettivo per la connessione viene calcolato come il minimo valore tra:

$$A = CP_A * P + CM_A * P * D_A + 100$$

$$B = CP_B * P + CM_B * P * D_B + 6000$$

Dove

$CP_A = 35\ €/kW$;

$CP_B = 4\ €/kW$;

$CM_A = 90\ €/kW*km$;

$CM_B = 7,5\ €/kW*km$;

P = Potenza immissione;

D_A = distanza tra punto di connessione e la più vicina cabina di trasformazione M/B;

D_B = distanza tra punto di connessione e la più vicina cabina di trasformazione A/M.

6.4 Il regime fiscale relativo all'incentivazione

Capitolo 1. L'impianto fotovoltaico

Con riferimento al trattamento fiscale della tariffa incentivante, l'Agenzia delle Entrate ha emanato in data 19/07/07 la Circolare n. 46/E concernente la "Disciplina fiscale degli incentivi per gli impianti fotovoltaici", la quale chiarisce il regime fiscale applicabile ai fini delle imposte dirette e indirette. La tariffa incentivante in sé non è mai soggetta a IVA, anche nel caso in cui il soggetto realizzi l'impianto fotovoltaico nell'ambito di attività d'impresa; questo perché la tariffa incentivante è pari a un fondo perduto fornito al soggetto responsabile.

Per quanto riguarda l'imposizione fiscale diretta, la tariffa incentivante ne diviene oggetto qualora l'impianto venga utilizzato nell'ambito dell'attività di impresa; l'amministrazione finanziaria distingue la disciplina fiscale a seconda che il soggetto sia:

- persona fisica o ente che non esercita attività d'impresa;
- persona fisica o associazione professionale che esercita attività di lavoro autonomo;
- persona fisica che realizza l'impianto nell'ambito di un'attività commerciale.

Nel primo caso, la tariffa incentivante diviene rilevante ai fini delle imposte dirette solo se la persona fisica o ente non commerciale o condominio venda alla rete l'energia in esubero rispetto ai propri consumi, considerando impianti con potenza nominale ≤ 20 kW non al servizio dell'abitazione o della sede dell'ente; in tale ipotesi, la vendita di energia non consumata per i propri bisogni costituisce attività imprenditoriale, e quindi soggetta a obblighi fiscali e amministrativi. Tale reddito positivo d'impresa è soggetto a IRPEF o IRES/IRAP, e alla ritenuta a titolo di acconto del 4% prevista dall'articolo 28 comma 2 del DPR 600/73. Se invece l'impianto con potenza ≤ 20 kW è destinato a far fronte agli usi dell'abitazione o della sede dell'ente, la vendita di energia in esubero non comporta attività commerciale, e pertanto la tariffa incentivante non è soggetta alle imposte dirette.

Per gli impianti con potenza nominale > 200 kW, a cui non è applicabile il regime di scambio sul posto, l'energia prodotta in eccesso e venduta realizza attività d'impresa, indipendentemente dalla destinazione d'uso dell'impianto; quindi, anche in questo caso la tariffa incentivante diviene parte del reddito imponibile per la sola parte di energia corrispondente al rapporto tra energia venduta ed energia prodotta. Tale reddito imponibile è soggetto alla ritenuta d'acconto del 4%, ad eccezione di Province, Regioni, consorzi tra enti locali, comunità montane, associazioni ed enti per la gestione del demanio collettivo, Amministrazioni statali come soggetti responsabili dell'impianto, di qualunque potenza esso sia e di qualunque destinazione d'uso sia soggetta l'energia prodotta. Inoltre, nel caso in cui i soggetti responsabili siano imprenditori agricoli, la cessione di energia fotovoltaica è sempre parte di reddito agrario per la quantità di energia prodotta dai primi 200 kW dell'impianto, mentre per l'energia prodotta dai kW eccedenti alla misura di 200 kW e ceduta costituisce reddito agrario solo se la produzione fotovoltaica derivi da impianti integrati architettonicamente su strutture esistenti, se il volume d'affari dell'attività agricola risulti superiore al volume d'affari della produzione di energia fotovoltaica oltre i 200 kW, se per ogni 10 kW superiore ai 200 kW di limite l'imprenditore possiede almeno un ettaro utilizzato per l'attività agricola. Il reddito derivante dalla vendita di energia che non rientri nei casi precedenti costituisce reddito d'impresa, e viene assoggettato a ritenuta d'acconto.

Nel secondo caso, quindi persone fisiche e associazioni che svolgono lavoro autonomo, la tariffa incentivante è soggetta a imposte dirette solo se viene ceduta parte dell'energia prodotta dall'impianto fotovoltaico; poiché la vendita di energia è attività d'impresa, i soggetti responsabili devono separare l'attività professionale da quella commerciale, per cui la vendita di energia costituirà componente positivo del reddito d'impresa soggetto a IRPEF o IRES/IRAP, e alla ritenuta d'acconto del 4%.

Nel terzo e ultimo caso, la persona fisica che realizza l'impianto nell'attività d'impresa comporta che l'utilizzo dell'impianto concorra interamente alla determinazione del reddito d'impresa, sia per quanto riguarda le componenti negative come quote d'ammortamento e costi di manutenzione, sia

Capitolo 1. L'impianto fotovoltaico

per quanto riguarda le componenti positive, tra cui tariffa incentivante e ricavi della vendita dell'energia. La tariffa incentivante in questo caso è considerato reddito positivo per il suo intero ammontare, indipendentemente dall'uso dell'energia prodotta, anche se totalmente consumata nell'ambito dell'attività d'impresa; quindi è soggetta interamente alla ritenuta del 4%, in quanto costituisce ricavo.

L'Agenzia delle Entrate, sempre nella Circolare n. 46/E del 19/07/07, ha chiarito che i proventi derivanti dalla vendita dell'energia prodotta da un impianto fotovoltaico costituiscono sempre reddito tassabile. Tuttavia, le modalità di tassazione sono differenti: se il soggetto che vende energia non esercita attività d'impresa o di professione e ha realizzato un impianto con potenza non superiore ai 20 kW destinato a sopperire i bisogni energetici dell'abitazione, l'amministrazione finanziaria qualifica i proventi della vendita come "reddito diverso", come reddito derivante dall'esercizio di un'attività commerciale non esercitata abitualmente. Il soggetto responsabile non dovrà versare l'IVA né la ritenuta d'acconto, né dovrà adempiere agli obblighi fiscali e amministrativi conseguenti all'esercizio di impresa commerciale; tuttavia, i costi di acquisto e realizzazione dell'impianto non possono essere dedotti come spese inerenti alla produzione del reddito. Inoltre, la tariffa incentivante non dovrà essere né dichiarata né tassata.

In tutti gli altri casi in cui una parte dell'energia prodotta viene venduta, l'Agenzia delle Entrate ha riconosciuto l'esercizio di un'attività commerciale e quindi l'esistenza di un'impresa; i proventi della vendita di energia costituiscono componente positivo di reddito imponibile d'impresa, e inoltre possono essere dedotti i costi e l'IVA sostenuti per la realizzazione dell'impianto, limitatamente alle disposizioni previste.

6.5 La cessione del credito per il finanziamento dell'impianto

Il GSE, al fine di facilitare il finanziamento degli impianti fotovoltaici, permette al soggetto responsabile la cessione dei crediti derivanti dall'ammissione alle tariffe incentivanti al soggetto finanziatore. Il GSE ha sottoscritto un accordo quadro con numerosi istituti di credito che consente di avvalersi di modalità semplificate per la cessione del credito. La cessione dei crediti è ammessa esclusivamente per la totalità degli stessi e a favore di un unico cessionario sino a eventuale revoca espressa. Le modalità di attivazione della cessione dei crediti prevedono che l'atto di cessione a firma congiunta del cedente e del cessionario:

- sia stipulato, a valle della sottoscrizione della suddetta convenzione, per atto pubblico o scrittura privata autenticata da notaio, ai sensi dell'art. 69 del Regio Decreto del 18 novembre 1923, n. 2440;
- riporti il numero della convenzione e la data della sua sottoscrizione;
- dia evidenza, nei casi in cui il soggetto responsabile sia una persona giuridica, dei poteri di rappresentanza del sottoscrittore, attestati da idonea certificazione notarile o idoneo documento della Cancelleria Commerciale del Tribunale o della C.C.I.A.A. (con data del certificato non anteriore a 90 giorni);
- sia notificato a mezzo lettera raccomandata con avviso di ricevimento.

Il GSE, con propria lettera raccomandata, comunica alle parti di aver preso atto della richiesta di cessione dei crediti e del rispetto di tutti gli adempimenti, anche formali, sopra elencati.

Il GSE riconosce le tariffe incentivanti al soggetto cessionario fintanto che non gli venga notificata la revoca. Tale revoca, a firma congiunta del cedente e del cessionario su carta intestata del cessionario, deve riportare il numero della convenzione e la data della sua sottoscrizione; dare evidenza, in relazione al cessionario, dei poteri di rappresentanza del sottoscrittore, attestati da idonea certificazione notarile o idoneo documento della Cancelleria Commerciale del Tribunale o della C.C.I.A.A. (con data del certificato non anteriore a 90 giorni); essere notificata al GSE mediante l'invio di lettera raccomandata con avviso di ricevimento.

Tale revoca, che deve contenere le nuove coordinate bancarie per la domiciliazione dei pagamenti, viene resa operativa dal GSE a partire dal secondo mese successivo alla notifica. Il GSE non può

Capitolo 1. L'impianto fotovoltaico

essere considerato responsabile in caso di mancate, errate e/o ritardate comunicazioni di cui sopra da parte del cedente e/o cessionario. Le stesse modalità devono essere seguite nei casi di mandato all'incasso (revocabile/irrevocabile), salvo che anche il relativo atto di revoca deve essere stipulato per atto pubblico o scrittura privata autenticata da notaio.

6.6 Nuovo Conto Energia 2011

Il 24 Agosto 2010 è stato pubblicato in Gazzetta Ufficiale il decreto del Ministro dello Sviluppo Economico che regolerà le tariffe incentivanti da riconoscere alla produzione di energia elettrica ottenuta da impianti fotovoltaici che entreranno in servizio nel triennio 2011-2013. Il decreto prevede che possano beneficiare delle tariffe incentivanti gli impianti che entrano in esercizio a seguito di interventi di nuova costruzione, rifacimento totale o potenziamento e che appartengano a 4 categorie:

- Impianti solari fotovoltaici;
- Impianti fotovoltaici integrati con caratteristiche innovative;
- Impianti a concentrazione;
- Impianti fotovoltaici con innovazione tecnologica.

Per quanto riguarda gli impianti solari fotovoltaici, dovranno avere una potenza nominale maggiore di 1 kW ed essere entrati in esercizio in data successiva al 31/12/2010 ed entro il 31/12/2013. Questa tipologia comprende impianti realizzati su edifici e altri tipi di impianti; per impianti montati su pergole, serre, barriere acustiche, tettoie e pensiline si applica una tariffa incentivante pari alla media aritmetica delle tariffe previste per impianti realizzati su edifici e altri impianti. Inoltre, le tariffe proposte saranno valide per 20 anni, e per un limite massimo di 3000 MW totali degli impianti registrati.

| intervallo di potenza [kW] | A | | B | | C | |
|----------------------------|---|------------------------|---|------------------------|---|------------------------|
| | impianti entrati in esercizio dopo il 31 Dicembre 2010 ed entro il 30 Aprile 2011 | | impianti entrati in esercizio dopo il 30 Aprile 2011 ed entro il 31 Agosto 2011 | | impianti entrati in esercizio dopo il 31 Agosto 2011 ed entro il 31 Dicembre 2011 | |
| | impianti fotovoltaici realizzati sugli edifici [€/kWh] | altri impianti [€/kWh] | impianti fotovoltaici realizzati sugli edifici [€/kWh] | altri impianti [€/kWh] | impianti fotovoltaici realizzati sugli edifici [€/kWh] | altri impianti [€/kWh] |
| $1 \leq P \leq 3$ | 0,402 | 0,362 | 0,391 | 0,347 | 0,38 | 0,333 |
| $9 \leq P \leq 20$ | 0,377 | 0,339 | 0,36 | 0,322 | 0,342 | 0,304 |
| $20 \leq P \leq 200$ | 0,358 | 0,321 | 0,341 | 0,309 | 0,323 | 0,285 |
| $200 \leq P \leq 1000$ | 0,355 | 0,314 | 0,335 | 0,303 | 0,314 | 0,266 |
| $1000 \leq P \leq 5000$ | 0,351 | 0,313 | 0,327 | 0,289 | 0,302 | 0,264 |
| $P > 5000$ | 0,333 | 0,297 | 0,311 | 0,275 | 0,287 | 0,251 |

Tabella 7. Tariffe incentivanti espresse in €/kWh per impianti fotovoltaici suddivisi per potenza di produzione e data di entrata in esercizio.

Per gli impianti integrati con caratteristiche tecnologiche innovative, si intendono le installazioni che utilizzano moduli e componenti speciali espressamente realizzati per integrarsi e sostituire elementi architettonici. Le modalità per poter classificare l'impianto nella categoria saranno indicate in una guida da realizzarsi a cura del GSE. Gli impianti dovranno avere una potenza nominale compresa tra 1 kW e 5.000 kW ed essere entrati in esercizio in data successiva al 31/12/2010 ed entro il 31/12/2013. Il limite massimo di potenza incentivabile è di 300 MW, e la tariffa associata sarà valida per 20 anni.

Capitolo 1. L'impianto fotovoltaico

| Intervallo di potenza [kW] | Tariffa corrispondente [€/kWh] |
|----------------------------|--------------------------------|
| $1 \leq P \leq 20$ | 0,44 |
| $20 \leq P \leq 200$ | 0,4 |
| $P > 200$ | 0,37 |

Tabella 8. Tariffe incentivanti per impianti integrati con caratteristiche innovative suddivise per potenza di produzione.

Per gli impianti a concentrazione, i soggetti responsabili possono essere esclusivamente persone giuridiche o soggetti pubblici. Gli impianti dovranno avere una potenza nominale compresa tra 1 kW e 5000 kW ed essere entrati in esercizio in data successiva al 25/08/2010 (data di entrata in vigore del decreto) ed entro il 31/12/2013. Il limite di potenza massima incentivabile è di 200 MW, raggiunti i quali non saranno accettati né incentivati altri impianti a concentrazione. Le tariffe indicate nelle tabelle A, B, C possono essere cumulabili con alcuni incentivi di natura pubblica indicate nel decreto stesso.

| Intervallo di potenza [kW] | Tariffa corrispondente [€/kWh] |
|----------------------------|--------------------------------|
| $1 \leq P \leq 200$ | 0,37 |
| $200 \leq P \leq 1000$ | 0,32 |
| $P > 1000$ | 0,28 |

Tabella 9. Tariffe incentivanti per impianti a concentrazione suddivise per potenza di produzione.

Per gli impianti fotovoltaici con innovazione tecnologica, si intendono impianti che utilizzano moduli e componenti caratterizzati da significative innovazioni tecnologiche, definite da un successivo provvedimento del Ministro dello sviluppo economico, di concerto con il Ministro dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare e di intesa con la Conferenza unificata. Con il medesimo provvedimento verranno definite le tariffe incentivanti e le modalità di accesso per tali impianti.

Nel nuovo decreto DM 6 Agosto 2010 vengono modificati due aspetti fondamentali: la tempistica e la modalità di invio della documentazione da parte del richiedente. Per quanto riguarda la tempistica, il soggetto responsabile dovrà richiedere al GSE l'incentivo entro 90 giorni dall'entrata in servizio dell'impianto. Il mancato rispetto dei termini per la presentazione della domanda comporta la non ammissibilità alle tariffe incentivanti per il periodo intercorrente fra la data di entrata in esercizio dell'impianto e la data di comunicazione della domanda al GSE. Il GSE avrà 120 giorni per determinare la tariffa ed erogare l'incentivo. A differenza di quanto accade con la procedura attuale, la documentazione per l'ottenimento dell'incentivo dovrà essere inviata esclusivamente per via telematica. La domanda di concessione dell'incentivo dovrà, inoltre, essere inviata al GSE esclusivamente via fax o tramite posta elettronica certificata (PEC).

Anche il nuovo decreto prevede la possibilità di ottenere maggiorazioni della tariffa incentivante. I premi sono previsti sia per gli impianti fotovoltaici realizzati su edifici che operano in regime di scambio sul posto, sia per gli impianti integrati con caratteristiche innovative. Rispetto al Decreto del 19/02/07, il risparmio energetico minimo del 10% non verrà più calcolato utilizzando l'indice di prestazione energetica dell'edificio ma dovrà essere conseguito su entrambi gli indici, estivo e invernale, relativi all'involucro edilizio. L'entità della maggiorazione è commisurata all'entità del risparmio energetico conseguito ma non può, in nessun caso, eccedere il 30% della tariffa incentivante. Anche per gli edifici di nuova costruzione, si potrà ottenere il premio del 30% solo nel caso in cui le prestazioni energetiche per il raffrescamento estivo dell'involucro e per la climatizzazione invernale siano inferiori almeno del 50% dei valori minimi (stabiliti dal DPR 59/09). Queste nuove regole sono valide anche per tutti gli impianti che inviano al GSE la richiesta

di premio in data successiva all'entrata in vigore del nuovo decreto e ricadono nel precedente DM 19/02/07, con la differenza che, nel caso di edifici di nuova costruzione, l'indice di prestazione energetica terrà conto del solo raffrescamento estivo dell'involucro edilizio. Le nuove disposizioni prevedono un incremento delle tariffe incentivanti pari al 20% per sistemi, come meglio definiti nel provvedimento, caratterizzati da un profilo di scambio con la rete elettrica prevedibile. Per impianti non installati su edifici ma che verranno realizzati in zone industriali, commerciali, cave o discariche esaurite, siti contaminati, si prevede un aumento della tariffa incentivante pari al 5%; per impianti realizzati su edifici in sostituzione di coperture in eternit o comunque contenenti amianto, la maggiorazione della tariffa incentivante sarà del 10%.

6.7 Altre forme di incentivazione

Ulteriori forme d'incentivazione oltre al Conto Energia sono i bandi regionali che incentivano la costruzione di impianti per la produzione di energia elettrica sfruttando le fonti rinnovabili; non sono presenti in tutte le regioni, e sono finanziati per il solo costo d'investimento, non per la loro vita utile, come accade per il conto energia. Inoltre non sono cumulabili con altri tipi di agevolazione finanziaria o contributiva prevista dalle leggi statali o regionali.

Regione Piemonte

Nella regione Piemonte è attivo il bando 2010 per "incentivazioni all'insediamento di linee di produzione di sistemi e componenti nel campo dell'efficienza energetica e dello sfruttamento delle fonti rinnovabili", nell'ambito del Programma Operativo Regionale valido fino al 2013. Tale bando mira a finanziare impianti nuovi o estensioni di impianti esistenti che sfruttino le energie rinnovabili o che incrementino l'efficienza energetica, per un costo d'investimento superiore ai 100.000 €, realizzati nella regione Piemonte da parte di piccole e medie imprese e loro consorzi senza che ricadano nella nozione di *impresa in difficoltà*. Si considerano spese ammissibili (IVA esclusa) quelle riferibili agli investimenti fatti per spese tecniche per la progettazione e collaudo degli impianti (considerato come il 5% massimo sul costo totale dell'investimento), per la fornitura dei materiali e dei componenti necessari alla realizzazione degli impianti, per le opere edili necessarie all'installazione degli impianti, per l'acquisto di macchinari e attrezzature per il progetto innovativo, per i servizi di consulenza per la realizzazione dell'impianto (per un massimo del 50% del loro costo), per l'acquisto di diritti di brevetto o licenze necessarie. Le spese, per essere ammissibili, devono riguardare beni o servizi utilizzati esclusivamente nello stabilimento beneficiario, devono essere ammortizzabili, essere nuovi, e figurare all'attivo per 5 anni. Le agevolazioni concesse dal bando consistono in un finanziamento agevolato e integrato da un contributo a fondo perduto; esistono due casi:

1. Agevolazioni concesse nell'ambito dell'applicazione del regolamento CE 800/2008, per cui le piccole imprese possono beneficiare del finanziamento agevolato fino a copertura del 100% dei costi ammissibili, composto dall'80% di fondi regionali a tasso zero (fino a un massimo di 4.000.000 €) e dal 20% di fondi bancari alle migliori condizioni di mercato; più il contributo a fondo perduto, fino al raggiungimento del 20% ESL, l'equivalente sovvenzione lorda calcolata sull'ammontare totale delle spese lorde ammissibili, per un massimo di 500.000 €. Per le medie imprese invece, il finanziamento agevolato si compone del 70% di fondi regionali a tasso zero e del 30% di fondi bancari alle migliori condizioni di mercato, più il contributo a fondo perduto sino al raggiungimento del 10% ESL, per un massimo di 500.000 €.
2. Agevolazioni concesse nell'ambito del regolamento CE 1998/2006, per cui il finanziamento agevolato fino a copertura dei costi ammissibili totali è composto dall'80% da fondi regionali a tasso zero (fino a un massimo di 1.000.000 €) e dal 20% da fondi bancari alle migliori condizioni di mercato; più il contributo a fondo perduto fino al raggiungimento del massimale de minimis disponibile per l'impresa, calcolato sull'ammontare delle spese ammissibili.

Capitolo 1. L'impianto fotovoltaico

Tale finanziamento è compatibile solo in parte con il conto energia, poiché quest'ultimo prevede che i contributi statali o regionali ammissibili siano inferiori al 20% del costo di realizzazione del progetto d'impianto fotovoltaico.

Regione Friuli Venezia Giulia

Allo stesso modo, la regione Friuli Venezia Giulia ha emanato il bando 2010 per "Incentivi per iniziative rivolte a sostenere l'efficienza energetica e l'utilizzo delle fonti rinnovabili da parte delle imprese del Friuli Venezia Giulia", nell'ambito del Programma Operativo Regionale valido fino al 2013. Il bando vuole raggiungere gli obiettivi di promozione dell'eco-sostenibilità di lungo termine della crescita economica, sostenere l'efficienza energetica e l'utilizzo delle fonti rinnovabili. Sono ammessi al contributo tutte le iniziative che abbiano come oggetto l'efficienza energetica, localizzate nel territorio della regione Friuli Venezia Giulia, tra cui quelle che realizzino impianti fotovoltaici, impianti solari termici, impianti eolici, impianti geotermici, impianti di cogenerazione ad alto rendimento, adeguamenti di impianti che utilizzino idrocarburi affinché utilizzino combustibili quali biomasse o biocarburanti. I soggetti beneficiari del contributo, escluse le imprese in situazione di difficoltà o in fallimento, sono le piccole e media imprese anche in forma di consorzio; le grandi imprese, anche in forma di consorzio; imprese artigiane anche in forma di consorzio; imprese turistiche che gestiscono infrastrutture turistiche, imprese commerciali anche in forma di consorzio.

Per tale bando, è ammessa la cumulabilità degli incentivi con il conto energia per gli impianti ammissibili, mentre non sono cumulabili con altri incentivi pubblici ottenuti per la stessa iniziativa ed aventi come oggetto le stesse spese, né con la detrazione fiscale IRPEF/IRES del 55% attivata per la promozione dell'efficienza energetica.

Vengono finanziati gli impianti ammissibili per un totale di 8.000.000 €; per quanto riguarda la realizzazione di impianti fotovoltaici connessi alla rete, viene riconosciuto un massimo del 20% del costo convenzionale d'investimento al netto dell'IVA, ovvero del costo espresso come

$$C = \left(5000 + \frac{5000}{P} \right) * P$$

Dove P = potenza nominale dell'impianto espresso in kW.

Come spese ammissibili al contributo, s'intendono l'acquisto di impianti comprensivi delle spese di trasporto, le opere edili necessarie per realizzare l'impianto, gli strumenti e macchinari per il monitoraggio dei risultati, le spese di progettazione collaudo e direzione lavori, gli accertamenti tecnici, i beni immateriali come brevetti e licenze, e le spese di certificazione.

Regione Campania, Calabria, Puglia, Sicilia

Per le regioni del Mezzogiorno è stato decretato il 6 agosto 2010 un investimento pari a € 300.000.000,00 a valere sul POI "Energie rinnovabili e risparmio energetico" 2007-2013, destinate a programmi riferiti a unità produttive ubicate nei territori dell'obiettivo Convergenza (Campania, Calabria, Puglia, Sicilia), ripartite in 210.000.000 € per interventi a sostegno dello sviluppo dell'imprenditoria collegata alla ricerca e all'applicazione di tecnologie innovative nel settore delle fonti rinnovabili, e 90.000.000 € per interventi a sostegno dell'imprenditorialità collegata al risparmio energetico con particolare riferimento alla creazione di imprese. Potranno beneficiare di agevolazioni le imprese (piccole, medie, grandi) regolarmente iscritte al registro delle imprese, non in fallimento, in regola con le disposizioni vigenti in termini di edilizia, lavoro, sicurezza, ambiente, contributi, e che non si trovino in condizione di difficoltà. Le imprese dovranno presentare programmi d'investimento riguardanti la produzione di energia da fonti rinnovabili, utilizzando le tecnologie più innovative, tra cui aerogeneratori, gassificatori di biomassa, idrolizzatori, celle e componenti principali per il fotovoltaico, sistemi per solar cooling, sistemi per il solare termodinamico, pompe di calore e generatori di calore alimentati da pellet e cippato aventi i requisiti minimi indicati nella direttiva 2009/28/CE del 23 aprile 2009. Possono realizzare nuove unità produttive, l'ampliamento di quelle esistenti, la diversificazione della produzione in nuovi

prodotti, il cambiamento fondamentale del processo di produzione complessivo di un'unità esistente, nei territori di Campania, Puglia, Calabria, Sicilia; tali investimenti, per essere ammessi alle agevolazioni, devono avere importo compreso tra le somme di 1.500.000 € e 25.000.000 €. Le spese ammissibili riguardano il suolo aziendale e sue sistemazioni per un limite del 10% dell'investimento complessivo del programma; opere murarie e infrastrutture aziendali specifiche per un limite del 30% dell'importo complessivo dell'investimento; macchinari e attrezzature varie, mezzi mobili non targati; programmi informatici, brevetti, licenze, know-how, per un limite massimo del 50% dell'investimento complessivo. Non sono ammesse le spese riguardanti gli studi preliminari di fattibilità; spese per macchinari usati, le spese notarili, le tasse; spese per l'acquisto di mezzi di trasporto targati. Per quanto riguarda gli investimenti, essi possono essere commissionati con la modalità del contratto "chiavi in Mano", ma non sono prestazioni ammissibili attività di intermediazione commerciale né di assistenza ad appalti; il contratto dovrà essere steso riferendosi esplicitamente alle agevolazioni del decreto 23 luglio 2009, e dovrà contenere il dettaglio di tutte le distinte acquisizioni secondo le note categorie di spesa.

Le agevolazioni sono concesse in forma di finanziamenti agevolati e contributo in conto impianti; il finanziamento agevolato è concesso alle piccole imprese nella misura del 25%, alle medie imprese nella misura del 35%, alle grandi imprese nella misura del 45% delle spese ammissibili presentate, al tasso del 20% rispetto al tasso di riferimento vigente alla data di concessione delle agevolazioni. Inoltre è previsto un contributo pari rispettivamente al 50%, 40%, 30% dell'equivalente sovvenzione lordo, determinata come il valore attualizzato dell'aiuto espresso come percentuale del valore attualizzato delle spese ammissibili, secondo il tasso di riferimento al momento della concessione. Tali agevolazioni non sono cumulabili con altre agevolazioni pubbliche, concesse per le medesime spese.

7. Calcolo del rendimento economico di impianti fotovoltaici

Ma quanto conviene installare un impianto fotovoltaico in Italia? Come precedentemente descritto, l'investimento iniziale è oneroso, ma viene ampiamente ripagato dalla tariffa incentivante derivante dal conto energia; in aggiunta, vi sono ulteriori ricavi per autoconsumo dell'energia, per vendita della stessa, oltre alle eventuali agevolazioni compatibili con il conto energia di natura regionale o provinciale. Tuttavia, bisogna considerare i costi di connessione elettrica, e il regime fiscale a cui è soggetta l'energia elettrica prodotta e venduta.

7.1. Caso 1: impianto fotovoltaico totalmente integrato su abitazione da 3 kW in Sicilia

L'impianto è dedicato a soddisfare i fabbisogni di energia elettrica di una famiglia residente a Pachino, quindi è dimensionato per una potenza nominale di 3 kW; poiché si suppone che sia della tipologia totalmente integrato, se realizzato correttamente riceverà dal GSE la somma di 0,47 €/kWh prodotto dall'impianto per i primi 20 anni della sua vita utile. Il progetto d'impianto non potrà rientrare nella concessione di agevolazioni regionali, in quanto sono concesse solamente alle imprese, e non ai singoli privati. Si stima che il costo di realizzazione di un tale impianto sia di 12.000 € compresa l'iva; il preventivo di connessione e il costo di connessione alla rete di distribuzione di energia elettrica sono approssimabili a 100 € e 0 € rispettivamente, perché essendo l'impianto connesso all'impianto elettrico dell'abitazione, non sono necessarie opere di connessione da parte dell'azienda distributrice. Operando in regime di scambio sul posto, non sono necessari costi d'iscrizione al mercato elettrico, né altri tipi di pagamenti; il disavanzo di energia prodotta e non auto consumata verrà tenuta da parte di anno in anno, a patto che sia consumata nell'anno solare successivo a quello di produzione. Prevedendo che l'impianto soddisfi il fabbisogno familiare, ipotizzato come fabbisogno medio annuo di 3.600 kWh, consumando quanto prodotto si ha un risparmio notevole di denaro. Quindi, ricapitolando si hanno:

Costi iniziali = costi d'impianto + costi preventivo di connessione = 12.000 + 100 € = 12.100 €

Capitolo 1. L'impianto fotovoltaico

Costi di manutenzione = 1% costo impianto = 120 €/anno

Produzione media di energia elettrica per anno nel comune di Pachino = 3.740 kWh/anno

Ricavi = 0,47 €/kWh * 3.740 kWh/anno = 1.757,8 €/anno

Tempo di ripagamento dell'investimento = 12.100 € / 1.757,8 €/anno = 6,8 anni

Fabbisogno di energia elettrica annuo = 3.600 kWh/anno

Risparmio derivante da autoconsumo = 3.600 kWh/anno * 0,18 €/kWh = 648 €/anno

Riserva di energia eccedente = 3.740 – 3.600 kWh/anno = 140 kWh/anno

Tassazione: esente IVA, IRPEF, ritenuta d'acconto

Ricavo annuo = 1.757,8 + 648 = 2.405,8 €/annuo

In 20 anni = 2.405,8 €/anno * 20 anni = 48.116 €

Ricavo totale = 48.116 € - (12.100 + 120 €/anno * 20 anni) € = 33.616 €

Inoltre l'impianto è garantito per 25 anni anche con una perdita di producibilità stimata sul 20% massimo, quindi produrrà energia elettrica per altri 5 anni e più, di cui l'abitazione usufruirà risparmiando il costo dell'energia elettrica consumata; ipotizzando un costo di 0,18 €/kWh, e una produzione di energia elettrica di circa 2.992 kWh/anno

Risparmio derivante da autoconsumo = 2.992 kWh/anno * 0,18 €/kWh = 538,56 €/anno

Pagamento energia elettrica consumata = (3.600 – 2.992) kWh/anno * 0,18 €/kWh = 109,44 €/anno

Costo di manutenzione = 120 €/anno

Ricavo annuo derivante dall'autoconsumo = 538,56 – (109,44 + 120) = 309,12 €/anno

Ricavo totale = 309,12 €/anno * 5 anni = 1.545,6 €

Risulta quindi molto conveniente installare un impianto fotovoltaico per soddisfare il fabbisogno di un'abitazione, poiché con le tariffe incentivanti si ottiene un'entrata annua sostanziosa che permette di ripagare i costi sostenuti per costruire l'impianto in breve tempo. Poiché i moduli fotovoltaici sono garantiti sulle loro prestazioni per 25 anni, con un decadimento di produzione di energia dopo 20 anni di circa il 20%, un ulteriore fattore di ricavo è costituito dal risparmio sull'energia consumata: infatti per i primi 20 anni la produzione consente di non prelevare energia dalla rete, mentre per gli ultimi 5 anni di vita dei moduli il prelievo è minimo, a causa del decadimento delle prestazioni dei moduli. Tuttavia il modulo è progettato per assicurare una prestazione superiore all'80% della potenza nominale, ma le sue prestazioni potrebbero essere superiori rispetto a quanto garantito dal costruttore.

7.2. Caso 2: impianto fotovoltaico parzialmente integrato su azienda agricola in Marche

L'azienda agricola a conduzione familiare vuole realizzare un impianto da 20 kW, parzialmente integrato sul tetto dell'edificio. Se realizzato correttamente, tale impianto frutterà 0,403 €/kWh

Capitolo 1. L'impianto fotovoltaico

prodotto dall'impianto per i prossimi 20 anni. Non essendo presenti bandi regionali né provinciali, l'azienda agricola non può sfruttare i finanziamenti agevolati per la realizzazione dell'impianto stesso. L'azienda agricola intende sfruttare una parte dell'energia prodotta per i propri bisogni, mentre la restante intende venderla alla rete nazionale. Per la connessione alla rete elettrica, il preventivo di connessione e il costo di connessione alla rete di distribuzione di energia elettrica sono approssimabili a 100 € e 0 € rispettivamente, perché essendo l'impianto connesso all'impianto elettrico dell'azienda già esistente, non sono necessarie opere di connessione da parte dell'azienda distributrice. Supponendo che il soggetto responsabile decida di vendere l'energia prodotta e non consumata in modalità di ritiro dedicato, il GSE applica la tariffa di 0,5% sulla remunerazione dell'energia ritirata, fino a un massimo di 3.500 € l'anno. Poiché l'azienda agricola costituisce attività d'impresa, anche i ricavi derivanti dal fotovoltaico devono essere tassati; sia la tariffa incentivante che l'eventuale reddito derivante dalla vendita di energia è sottoposto alla ritenuta d'acconto del 4%, alla tassazione IRAP per le aziende agricole, mentre non è contemplata la tassazione IRES in quanto la società familiare è società di persone e non società di capitale. Ipotizzando:

Costi iniziali = costi d'impianto + costi preventivo di connessione = 81.000 + 100 € = 81.100 €

Costi di manutenzione = 1% costo impianto = 810 €/anno

Produzione media di energia elettrica per anno = 22.682,4 kWh/anno

Tariffa incentivante = 0,403 €/kWh * 22.682,4 kWh/anno = 9.141 €/anno

Tempo di ripagamento dell'investimento = 81.100 € / 9.141 €/anno = 8,87 anni

Fabbisogno annuo di energia elettrica = 20.000 kWh/anno

Risparmio derivante da autoconsumo = 20.000 kWh/anno * 0,14 €/kWh = 2.800 €/anno

Vendita di energia = 22.682,4 kWh/anno - 20.000 kWh/anno = 2.682,4 kWh/anno

Ricavo da vendita energia = 2,682 MWh/anno * 101,8 €/MWh = 273,03 €/anno

Costo ritiro dedicato GSE = 0,5% * 273,03 €/anno = 1,36 €/anno

Ricavo rientrante nel reddito agricolo = 9.141 + 273,03 = 9.414,03 €/anno

Regime fiscale: ritenuta d'acconto = 4%
IRAP = 1,9%

Tassazione = 9.414,03 €/anno * (0,04 + 0,025) = 611,91 €/anno

Costi = 81.100 € + ((1,36 + 611,91 + 810) €/anno * 20 anni) = 109.565,43 €

Ricavi = (273,03 + 9.141 + 2.800) €/anno * 20 anni = 244.280,6 €

Ricavo totale in 20 anni = Ricavi - Costi = 244.280,6 - 109.565,43 = 134.715,17 €

Capitolo 1. L'impianto fotovoltaico

Dopo 20 anni la tariffa incentivante si esaurirà, ma l'impianto continuerà a produrre energia elettrica, anche se in misura minore a causa del decadimento delle prestazioni; stimando una perdita delle prestazioni del 20%, l'impianto è garantito per produrre energia elettrica per altri 5 anni.

Producibilità dopo 20 anni = $22.682,4 \text{ kWh/anno} * 0,8 = 18.145,92 \text{ kWh/anno}$

Risparmio derivante da autoconsumo = $18.145,92 \text{ kWh/anno} * 0,14 \text{ €/kWh} = 2.540,43 \text{ €/anno}$

Pagamento energia consumata = $(20.000 - 18.145,92) \text{ kWh/anno} * 0,14 \text{ €/kWh} = 259,57 \text{ €/anno}$

Costo manutenzione = 1% costo impianto = 810 €/anno

Costi dopo 20 anni = $259,57 + 810 = 1.069,57 \text{ €/anno}$

Entrate dopo 20 anni = 2.540,53 €/anno

Ricavo totale = $2.540,53 - 1.067,57 = 1.470,95 \text{ €/anno}$

Anche in questo caso risulta molto conveniente l'installazione di un impianto fotovoltaico; i guadagni derivanti dalla tariffa incentivante ripagano ampiamente il costo d'impianto, anche al netto delle tasse. Inoltre, anche dopo 20 anni, quindi esaurita la tariffa incentivante e con il decadimento delle prestazioni dei moduli, l'impianto consente di soddisfare in buona parte il fabbisogno energetico dell'azienda, consentendo così un risparmio notevole sulla bolletta dell'energia elettrica.

7.3. Caso 3: impianto fotovoltaico non integrato in Piemonte

L'azienda vuole costruire un impianto fotovoltaico a terra di grossa taglia situato nel comune di Oleggio, per soddisfare i bisogni energetici delle famiglie in zona; la potenza nominale è di 1 MW, che frutterà la tariffa incentivante di 0,346 €/kWh prodotto, se correttamente realizzato e collaudato. Oltre ai costi d'investimento per la realizzazione dell'impianto, occorre connetterlo alla rete, per cui dovrà pagare il preventivo e il corrispettivo per la connessione in media tensione. Mentre il preventivo per la valutazione della connessione è pari a 1.500 € per la potenza nominale dell'impianto di 1 MW, il corrispettivo per la connessione viene calcolato come il minimo valore tra:

$$A = CP_A * P + CM_A * P * D_A + 100$$
$$B = CP_B * P + CM_B * P * D_B + 6000$$

Dove

$CP_A = 35 \text{ €/kW}$

$CP_B = 4 \text{ €/kW}$

$CM_A = 90 \text{ €/kW*km}$

$CM_B = 7,5 \text{ €/kW*km}$

P = Potenza immissione

D_A = distanza tra punto di connessione e la più vicina cabina di trasformazione M/B in km

D_B = distanza tra punto di connessione e la più vicina cabina di trasformazione A/M in km

La potenza in immissione non coincide con la potenza nominale, poiché deve essere espressa in corrente alternata; quindi, si calcola la potenza in corrente alternata come

$$P_{CC} = 0,85 * P_{nom} * \frac{I}{I_{STC}}$$

Dove

P_{nom} = potenza nominale impianto, espressa in kW, pari a 1000 kW

Capitolo 1. L'impianto fotovoltaico

I = irraggiamento al suolo nel sito di costruzione, espresso in W/m^2 , e pari a $1366,61 W/m^2$

I_{STC} = irraggiamento al suolo in condizioni standard, pari a $1000 W/m^2$

Si calcola poi la potenza in immissione come corrente alternata come

$$P_{AC} = 0,9 * P_{CC}$$

Ottenendo il valore di $1.045,457 kW$.

Ipotizzando che $Da = 1$ e $Db = 2$, data la potenza in immissione precedentemente descritta, si ottiene un corrispettivo per la connessione che oscilla tra i valori

$$A = 130.782,1 \text{ €} \quad \text{e} \quad B = 25.863,68 \text{ €}$$

Poiché si deve prendere il valore minimo tra A e B, il corrispettivo per la connessione sarà pari a $25.863,68 \text{ €}$ e un preventivo di 1.500 € . Tale impianto non autocomsuma energia elettrica, ma la rivende per soddisfare i fabbisogni delle famiglie in zona; può quindi avvalersi della vendita tramite ritiro dedicato, oppure la società proprietaria dell'impianto può iscriversi al mercato elettrico e operare da sola o con l'aiuto di un grossista. Nel ritiro dedicato viene riconosciuto al GSE un corrispettivo pari alla percentuale di $0,5\%$ della remunerazione dell'energia ritirata, fino a un massimo di 3.500 €/anno ; tuttavia, essendo l'impianto superiore ai $50 kW$ di potenza nominale, il produttore è tenuto a versare un ulteriore corrispettivo al GSE per il servizio di aggregazione delle misure. Ipotizzando un corrispettivo pari alla percentuale di 1% della remunerazione dell'energia ritirata, i costi da sostenere saranno in questo caso pari all' $1,5\%$ della remunerazione ottenuta dai prezzi minimi garantiti dall'Autorità dell'Energia Elettrica e del Gas per i primi due milioni di kWh immessi in rete all'anno. Se invece la società proprietaria vuole avvalersi della vendita diretta, deve sottoscrivere il contratto di adesione al mercato elettrico, versando un corrispettivo di accesso pari a 7.500 € , un corrispettivo fisso annuo di 10.000 € , e un corrispettivo per ogni transazione effettuata, nullo se la quantità di energia scambiata è inferiore ai $20 GWh$. Il prezzo di cessione dell'energia si basa sui prezzi zonali in ogni ora e ogni giorno dell'anno; per semplicità ipotizzo un prezzo medio dato dalla media mensile della zona Nord su tutti i mesi dell'anno 2010. Poiché la società proprietaria è una S.r.l, sia la tariffa incentivante che il reddito derivante dalla vendita di energia costituisce attività d'impresa, quindi tassabile secondo IRES e IRAP, oltre alla ritenuta d'acconto del 4% . Un'ulteriore ipotesi consiste nella richiesta e ottenimento del finanziamento agevolato fornito dalla regione Piemonte; i costi ammissibili per il finanziamento agevolato al netto dell'iva corrispondono a circa $3.300.000 \text{ €}$, coperti per l' 80% da fondi regionali a tasso zero, dal 20% da fondi bancari alle migliori condizioni di mercato, e dal contributo a fondo perduto pari a un massimo di 500.000 € .

Costo iniziale = impianto + connessione = $3.960.000 + 1.500 + 25.865,68 = 3.987.365,68 \text{ €}$

Finanziamento regione Piemonte = 500.000 €

Costo manutenzione annuo = 1% costo totale impianto = 39.600 €/anno

Produzione media di energia elettrica per anno = $1.024.958,33 \text{ kWh/anno}$

Tariffa incentivante = $0,346 \text{ €/kWh} * 1.024.958,33 \text{ kWh/anno} = 354.635,58 \text{ €/anno}$

Tempo di ripagamento dell'investimento = $3.987.365,68 \text{ €} / 354.635,58 \text{ €/anno} = 11,24 \text{ anni}$

A. Vendita indiretta di energia tramite ritiro dedicato

Corrispettivo al GSE = $0,5\%$ per ritiro energia

Corrispettivo GSE misure = 1% per aggregazione delle misure

Prezzo minimo garantito = 75 €/MWh

Ricavo da vendita energia = $1.024,96 \text{ MWh/anno} * 75 \text{ €/MWh} = 76.872 \text{ €/anno}$

Capitolo 1. L'impianto fotovoltaico

Costo ritiro dedicato GSE = $1,5\% * 75.872 \text{ €/anno} = 1.153,08 \text{ €/anno}$

Ricavo esclusi i costi = $76.872 \text{ €} - 1.153,08 \text{ €} = 75.718,92 \text{ €/anno}$

B. vendita diretta al mercato elettrico

Corrispettivo d'ingresso = 7.500 €

Corrispettivo annuo = 10.000 €/anno

Prezzo vendita su media annuale zona Nord = $69,18 \text{ €/MWh}$

Ricavo da vendita energia = $1.024,96 \text{ MWh/anno} * 69,18 \text{ €/MWh} = 70.900,51 \text{ €/anno}$

Ricavo esclusi i costi = $70.900,51 - 10.000 = 60.900,51 \text{ €/anno}$

Si nota come sia preferibile la prima opzione riguardante la vendita dell'energia tramite ritiro dedicato, piuttosto che entrare nel mercato elettrico. Assumendo quindi che la società operi in vendita indiretta, il ricavo derivante rientra nell'attività d'impresa, insieme alla tariffa incentivante, quindi interamente tassabile a norma di legge.

Ricavo rientrante nell'attività d'impresa = $354.635,58 \text{ €} + 75.718,92 \text{ €} = 430.354,5 \text{ €/anno}$

Regime fiscale regione Piemonte: IRAP = $3,9\%$

IRES = $27,5\%$

Ritenuta d'acconto = 4%

Tassazione = $453.070,17 \text{ €/anno} * (0,04 + 0,039 + 0,275) = 152.345,49 \text{ €/anno}$

Costi = $3.987.365,68 \text{ €} + ((39.600 + 152.345,49) \text{ €/anno} * 20 \text{ anni}) = 7.826.275,48 \text{ €}$

Ricavi = $500.000 \text{ €} + ((354.635,58 + 75.718,92) \text{ €/anno} * 20 \text{ anni}) = 9.107.092 \text{ €}$

Ricavo totale in 20 anni = Ricavi - Costi = $9.107.092 - 7.826.275,48 = 1.280.816,52 \text{ €}$

Dopo 20 anni la tariffa incentivante si esaurirà, ma l'impianto continuerà a produrre energia elettrica, anche se in misura minore a causa del decadimento delle prestazioni; essendo l'impianto una centrale di produzione, si utilizzano moduli ad alto rendimento, con una perdita delle prestazioni massima del 15% anziché del 20% . Questo per garantire una buona performance dell'impianto per tutta la durata della sua vita utile, garantita per 25 anni.

Producibilità dopo 20 anni = $1.024.958,33 \text{ kWh/anno} * 0,15 = 871.214,58 \text{ kWh/anno}$

Vendita energia elettrica = $871,214 \text{ kWh/anno} * 75 \text{ €/MWh} = 65.341,09 \text{ €/anno}$

Costo ritiro dedicato GSE = $65.341,09 \text{ €/anno} * 1,5\% = 980,11 \text{ €/anno}$

Costo manutenzione = $1\% \text{ costo impianto} = 39.600 \text{ €/anno}$

Ricavo rientrante nell'attività d'impresa = $65.341,09 \text{ €/anno}$

Tassazione = $65.341,09 \text{ €/anno} * (0,04 + 0,039 + 0,275) = 23.130,74 \text{ €/anno}$

Capitolo 1. L'impianto fotovoltaico

Uscite dopo 20 anni = $980,11 + 39.600 + 23.130,74 = 63.710,85$ €/anno

Entrate dopo 20 anni = 65.341,09 €/anno

Ricavo totale = $65.341,09 - 63.710,85 = 1.630,23$ €/anno

Si nota come il guadagno annuo al netto delle tasse dopo che la tariffa incentivante si è esaurita sia esiguo; tuttavia, i costi stimati di manutenzione possono essere sensibilmente inferiori, poiché la manutenzione ordinaria prevede il controllo delle apparecchiature, mentre la sostituzione dei componenti d'impianto avviene circa dopo 3 anni; inoltre il decadimento delle prestazioni potrebbe essere ancora più basso, ma la simulazione è stata fatta nel caso peggiore, quindi con le prestazioni garantite dal fornitore.

Progettazione e pianificazione d'impianto

Per progetto di un impianto elettrico si intende l'insieme di studi che, partendo dalla conoscenza delle prestazioni richieste, nelle condizioni ambientali e di funzionamento assegnate, produce le informazioni necessarie e sufficienti alla valutazione ed esecuzione dell'impianto in conformità alla normativa CEI 0-2. La guida definisce anche che il progetto rappresenta il mezzo fondamentale per rispondere alle attese del committente nel rispetto delle disposizioni di legge e delle norme tecniche, al fine di conseguire la sicurezza e la qualità dell'impianto. Inoltre, per un uso razionale dell'energia elettrica e per un significativo contenimento dei costi dell'opera, risulta indispensabile la collaborazione tra il progettista elettrico, il committente e i progettisti delle altre discipline. Un impianto fotovoltaico, in quanto sistema elettrico di produzione, deve essere progettato secondo le indicazioni fornite dalla CEI 0-2.

L'attività di progettazione di un impianto elettrico si articola in tre livelli: preliminare, definitiva, esecutiva. Il progetto preliminare definisce le caratteristiche qualitative e funzionali dei lavori, il quadro delle esigenze da soddisfare e delle specifiche prestazioni da fornire; inoltre individua le caratteristiche più significative dei successivi livelli di progettazione. Il progetto definitivo, redatto sulla base delle indicazioni del progetto preliminare, contiene tutti gli elementi necessari ai fini del rilascio della concessione edilizia, o permesso per costruire e di altro atto equivalente. Il progetto esecutivo costituisce l'ingegnerizzazione di tutte le lavorazioni, e pertanto, definisce completamente e in ogni particolare impiantistico l'intervento da realizzare. Restano esclusi i piani di cantiere, i piani di approvvigionamento, i calcoli e i grafici relativi alle opere previsionali. La documentazione d'impianto comprende quindi la documentazione di progetto, ovvero l'insieme dei documenti costituenti il progetto, la documentazione finale di progetto, costituita dai documenti di progetto aggiornati e con le eventuali variazioni realizzate in corso d'opera, e la documentazione finale d'impianto, costituita dalla dichiarazione di conformità alla regola d'arte e dagli allegati obbligatori ai sensi del decreto ministeriale 37/08, compresa la documentazione finale di progetto. In particolare per un impianto fotovoltaico, dovranno essere emessi alla conclusione della realizzazione d'impianto, i documenti di progetto elettrico dell'impianto fotovoltaico, il manuale d'uso e di manutenzione inclusivo della pianificazione consigliata degli interventi di manutenzione, la dichiarazione attestante le verifiche effettuate e il relativo esito, la dichiarazione di conformità, la documentazione relativa ai moduli fotovoltaici, recanti l'anno e la conformità alla normativa CEI EN 61215, la documentazione rilasciata da un laboratorio accreditato circa la conformità del gruppo di controllo della potenza alla legislazione vigente, i certificati di garanzia relativi alle apparecchiature installate, la garanzia sull'intero sistema e sulle relative prestazioni di funzionamento. La documentazione d'impianto comprende anche tutta quella fornita dai costruttori dei componenti elettrici riguardanti le istruzioni per l'installazione, la messa in servizio, l'esercizio, la verifica dopo l'installazione, la manutenzione, e se prevista, la documentazione specifica per l'affidabilità e la manutenibilità dei componenti d'impianto.

1. Progetto preliminare

Definisce le caratteristiche qualitative e funzionali dei lavori, il quadro delle esigenze da soddisfare e le prestazioni specifiche da fornire; spesso viene definito anche come studio di fattibilità, e viene steso come base di lavoro per le altre relazioni funzionali alla richiesta di autorizzazione a costruire. Contiene i seguenti documenti:

- *Relazione illustrativa*, che descrive sommariamente il progetto da realizzare, le motivazioni che hanno portato alle soluzioni prescelte in relazione alle caratteristiche e alle finalità dell'intervento, i criteri utilizzati per la stesura del progetto definitivo, con particolare riferimento alle problematiche inerenti alla gestione dell'impianto e alla manutenzione. Per quanto riguarda i criteri di scelta e dimensionamento dei componenti principali dell'impianto fotovoltaico, l'intero impianto viene suddiviso in tre sistemi principali, ciascuno con le sue particolarità di dimensionamento.

Capitolo 2. Progettazione e pianificazione d'impianto

Per il sistema fotovoltaico si devono considerare principalmente i criteri di massimizzazione della captazione solare mediante il posizionamento ottimale dei moduli e la limitazione degli ombreggiamenti sulla superficie dei moduli; inoltre, l'impianto fotovoltaico deve rispettare il valore dell'efficienza media operativa durante tutta la sua vita utile. Un ulteriore criterio di dimensionamento considera la garanzia del decadimento delle prestazioni dei moduli: tale decadimento non deve essere superiore al 10% della potenza nominale per 12 anni, e non deve essere superiore al 20% dell'arco di 20 anni; questo per poter definire i componenti principali quali moduli e gruppi di conversione.

Per il sistema elettrico si considerano principalmente i criteri di dimensionamento utilizzati per gli impianti elettrici a norma di legge, quindi cadute di tensione massime ammesse, limite di intervento delle protezioni per i contatti diretti e indiretti, le protezioni dalle correnti di corto circuito e dalle sovratensioni; in particolar modo, devono essere dimensionati tutti i componenti coinvolti nei problemi di sicurezza per le persone.

Per il sistema di monitoraggio il dimensionamento riguarda principalmente i componenti predisposti al controllo dell'andamento dell'impianto fotovoltaico, e al monitoraggio delle condizioni climatiche sul sito d'installazione.

Relativamente alle scelte impiantistiche, i criteri per determinare le soluzioni migliori di realizzazione dell'impianto fotovoltaico considerano sempre i tre sistemi divisi.

Per il sistema fotovoltaico, la configurazione impiantistica deve garantire il corretto funzionamento dell'impianto fotovoltaico nelle diverse condizioni di potenza generata; l'attenzione si pone sulle soluzioni meccaniche di fissaggio dei moduli per ridurre le sollecitazioni da carichi, considerando anche le azioni corrosive e le dilatazioni termiche.

Per il sistema elettrico, la configurazione impiantistica deve garantire la protezione contro i fulmini, contro le sovracorrenti, contro le sovratensioni, tramite adeguate protezioni; in particolare le protezioni dal lato di corrente alternata vengono poste nei quadri elettrici di interfaccia con la rete per proteggere l'impianto e la rete stessa, mentre le protezioni del lato in corrente continua contro i contatti diretti vengono poste nel quadro di consegna e nei quadri di campo. Inoltre, deve essere predisposto un impianto di terra apposito, con dispersori, conduttori equipotenziali, collegamenti alle apparecchiature elettriche, affinché sia garantita la protezione contro i contatti indiretti, e tutti i requisiti di sicurezza in base all'ambiente di installazione.

Per il sistema di monitoraggio la configurazione impiantistica deve garantire la misurazione corretta dei parametri ambientali, in modo da poter monitorare la produzione di energia elettrica in ogni condizione ambientale. Le stazioni meteo comprendono misuratori di irraggiamento solare, temperatura ambiente, velocità del vento, temperatura dei pannelli. Inoltre, deve essere presente un sistema di supervisione centrale che raccolga i dati delle stazioni meteo presenti, e che monitori continuamente l'andamento dell'impianto fotovoltaico, in particolare dei suoi componenti in modo da visualizzare i guasti e i malfunzionamenti.

- *Relazione tecnica*, che descrive sommariamente e schematicamente l'impianto fotovoltaico da realizzare, per identificarlo al meglio. Contiene inoltre:
 - i dati di progetto relativi all'opera, quindi la descrizione dell'edificio o della struttura o del luogo in cui verrà installato l'impianto, la presenza di barriere architettoniche, le caratteristiche dell'impianto ai fini della classificazione e valutazione dei rischi, la destinazione d'uso dell'impianto;
 - i dati di progetto relativi all'impianto elettrico, quindi il tipo d'intervento che si vuole realizzare, i dati dell'alimentazione elettrica, le cadute di tensione massime ammesse, le condizioni di misurazione dell'energia elettrica, l'elenco e l'ubicazione dei carichi, le prestazioni elettriche richieste dall'impianto in costruzione;

Capitolo 2. Progettazione e pianificazione d'impianto

- i vincoli da rispettare, siano essi di ordine architettonico, ambientale, storico, agricolo, idrogeologico;
 - i dati di progetto relativi alle influenze esterne, come la temperatura ambiente, l'umidità, l'altitudine, l'eventuale presenza di corpi solidi estranei, la presenza di liquidi, le caratteristiche del terreno, la ventilazione dei locali in particolar modo delle cabine elettriche, i dati relativi al vento, i dati relativi ai carichi di neve, i dati relativi agli effetti sismici, le condizioni ambientali speciali in cui può trovarsi il sito di costruzione;
 - i dati di progetto generali, come gli estremi del committente, gli estremi del progettista, l'elenco delle norme e delle guide tecniche impiantistiche di riferimento rispettando la normativa vigente.
- *Schema elettrico generale*: è lo schema unifilare, che mostra le principali connessioni tra i componenti dell'impianto, oltre ai livelli di tensione. È possibile che nello schema vengano mostrati anche i dati di targa dei componenti principali.
 - *Disegni planimetrici*: sono vari, e illustrano la disposizione dei componenti d'impianto in relazione alla topografia del sito di costruzione da diverse angolazioni, nonché la disposizione in pianta; oltre ai principali componenti d'impianto vengono illustrati anche i collegamenti elettrici, i percorsi principali delle vie elettriche e delle dotazioni principali.
 - *Piano di sicurezza*: qualora richiesto da disposizioni legislative o dal committente per le opere elettriche, è un documento che contiene tutte le norme di sicurezza per quanto riguarda l'esecuzione delle opere di costruzione in cantiere, che classifica ogni fonte di rischio e le misure preventive da adottare per il personale.
 - *Preventivo sommario di spesa*: consiste nella stima parametrica per blocchi d'impianto, quindi suddivisa per i componenti del sistema fotovoltaico, i componenti del sistema elettrico, i componenti del sistema di monitoraggio.

Terminato il progetto preliminare, l'intero documento viene consegnato agli enti di competenza per ottenere le autorizzazioni necessarie alla costruzione dell'impianto; l'ingegneria prosegue il suo corso stendendo il progetto definitivo, la base su cui l'impresa committente valuterà a chi assegnare la gara d'appalto, e quindi la realizzazione del progetto.

2. Progetto definitivo

Contiene tutti gli elementi necessari al fine del rilascio del permesso di costruire. Rappresenta un'evoluzione della relazione tecnica e contiene i documenti:

- *Relazione descrittiva*, consiste nella descrizione delle metodologie adottate per definire le scelte di progetto, dei materiali e delle relative prestazioni d'impianto, con particolare riferimento a quanto descritto in precedenza nel progetto preliminare. Inoltre contiene tutte le considerazioni riguardanti l'ambiente e i luoghi con caratteristiche particolari, nel caso in cui l'impianto da costruire sia situato all'interno di zone ambientali protette o soggette a vincoli di natura storica, culturale, paesaggistica, agricola. Vengono esposte le giustificazioni per scelte progettuali che si discostano dalle indicazioni contenute nel progetto preliminare; infatti, possono essere necessarie variazioni per la natura morfologica del terreno, per vincoli idrogeologici, per vincoli legati a zone di produzione agricola controllata. Infine, viene illustrato un crono programma che illustra il tempo occorrente per la realizzazione del progetto definitivo.

Capitolo 2. Progettazione e pianificazione d'impianto

- *Relazione tecnica*, che descrive sommariamente e schematicamente l'impianto fotovoltaico da realizzare, per identificarlo al meglio. Contiene inoltre:
 - i dati di progetto relativi all'opera, quindi la descrizione dell'edificio o della struttura o del luogo in cui verrà installato l'impianto, la presenza di barriere architettoniche, la destinazione d'uso dell'impianto;
 - i dati di progetto relativi all'impianto elettrico, quindi il tipo d'intervento che si vuole realizzare, i dati dell'alimentazione elettrica, le cadute di tensione massime ammesse, le condizioni di misurazione dell'energia elettrica, l'elenco e l'ubicazione dei carichi, le prestazioni elettriche richieste dall'impianto in costruzione;
 - i vincoli da rispettare, siano essi di ordine architettonico, ambientale, storico, agricolo, idrogeologico;
 - i dati di progetto relativi alle influenze esterne, come la temperatura ambiente, l'umidità, l'altitudine, l'eventuale presenza di corpi solidi estranei, la presenza di liquidi, le caratteristiche del terreno, la ventilazione dei locali in particolar modo delle cabine elettriche, i dati relativi al vento, i dati relativi ai carichi di neve, i dati relativi agli effetti sismici, le condizioni ambientali speciali in cui può trovarsi il sito di costruzione;
 - i dati di progetto generali, come gli estremi del committente, gli estremi del progettista, l'elenco delle norme e delle guide tecniche impiantistiche di riferimento rispettando la normativa vigente.
 - la classificazione degli ambienti in relazione alle sollecitazioni dovute alle condizioni ambientali, alle attività svolte e ad altre eventuali particolarità.
 - i dati del sistema di distribuzione e utilizzazione di energia elettrica, comprensivi dei dati di carichi elettrici, i dati di tensione, frequenza e fasi, lo stato del neutro, il tipo di alimentazione, le cadute di tensione ammissibili sul lato corrente continua e corrente alternata, le correnti di guasto ammissibili nei punti principali dell'impianto.
 - le caratteristiche generali dell'impianto per quanto riguarda le condizioni di sicurezza, la disponibilità del servizio, la flessibilità e la manutenibilità di ogni componente, suddivisi per sistema di appartenenza.
 - i criteri di scelta delle soluzioni impiantistiche maggiormente approfonditi suddivise per sistema indipendente.
 - i criteri di dimensionamento e scelta dei componenti d'impianto, in relazione a parametri elettrici, condizioni ambientali e di utilizzazione, ambienti a rischio di incendio o esplosione.
 - la descrizione delle modalità operative dei sistemi fotovoltaico, elettrico, e di monitoraggio, quindi il funzionamento di ogni singolo sistema regolato da comandi di automazione, il controllo costante di tutti gli eventi tramite il sistema di supervisione, l'azionamento dei comandi di emergenza nei casi di guasto dei componenti, il distacco dei carichi in caso di malfunzionamenti, le condizioni di rialimentazione dell'impianto quando l'evento di guasto è terminato.
 - l'elenco dei documenti prodotti nell'ingegneria di base, che costituiscono il progetto definitivo, e i documenti forniti in allegato dal committente, dalla società di distribuzione dell'energia elettrica, dell'autorità regionale, anche in riferimento ai dati di progetto.
- *Elaborati grafici*: descrivono le principali caratteristiche delle opere da realizzare, e consistono nei documenti:
 - *Schema elettrico generale*: può essere uno schema di sistema, unifilare o multifilare, integrato da schemi a blocchi; mostra le principali relazioni o connessioni tra i componenti, e contiene le informazioni relative ai circuiti di potenza, ai livelli di tensione e di corto circuito, al sistema di protezioni elettriche, ai circuiti di comando e segnalazione, ai dati nominali dei componenti elettrici principali, alla contabilizzazione dell'energia elettrica.

Capitolo 2. Progettazione e pianificazione d'impianto

- *Planimetrie*: rappresentano i componenti principali nella loro posizione d'installazione, compresi i collegamenti elettrici e tra i componenti stessi.
 - *Documenti di disposizione funzionale*: quali schemi a blocchi, mappe di rete e piani di installazione, schemi di funzione, schemi elettrici circuitali.
 - *Schemi delle apparecchiature di protezione e di manovra* o quadri elettrici, che contengono l'indicazione dei circuiti principali in entrata e uscita, gli interruttori, i dispositivi di protezione e comando, gli strumenti di misura, i dati di dimensionamento come la tensione nominale di isolamento e d'impiego, la frequenza nominale, il livello di tenuta del corto circuito, la portata nominale delle sbarre, il tipo di interruttori e fusibili, la corrente nominale, gli interblocchi, la sigla dei componenti.
 - *Dettagli d'installazione* illustrano tramite disegni tecnici la corretta installazione dei componenti, corredata delle indicazioni dei materiali necessari e delle informazioni relative a tensione e corrente.
- *Calcoli preliminari*: contiene i criteri e le modalità di esecuzione dei calcoli per il dimensionamento dell'impianto nel suo complesso. Per il sistema fotovoltaico si calcola la potenza installata in base alla morfologia del terreno, alle dimensioni dei moduli, alle dimensioni delle stringhe; si considerano inoltre le strutture di sostegno dei moduli, gli spazi da lasciare per montaggio e manutenzione dei moduli, le distanze tra stringhe per evitare ombreggiamenti. Si calcola la produttività media annuale in base a perdite di efficienza dovute a ombreggiamenti, riflessione, effetto albedo, mismatch, temperatura celle, componenti d'impianto, sporcizia e polveri. Si dimensionano i componenti d'impianto relativi al lato corrente continua in base a cadute massime di tensione ammesse, correnti di carico, correnti di guasto, condizioni di posa (cavi solari che collegano le stringhe, inverter, cavi non solari, quadri elettrici, morsettiere, fusibili, dispositivi di protezione) e si dimensionano i componenti di fissaggio dei moduli (strutture di sostegno quali pali, zavorre, ganci,...).
- Per il sistema elettrico si calcolano la potenza nominale degli apparecchi utilizzatori, la potenza assorbita dagli apparecchi, i fattori di potenza, i rendimenti, i fattori di contemporaneità e di utilizzazione degli apparecchi. Si dimensionano i componenti in corrente alternata (cavi elettrici, quadri, morsettiere, rete di terra, collegamento alla rete di distribuzione) in base alle cadute massime di tensione ammesse, alle correnti di carico, alle correnti di guasto, alle condizioni di posa.
- Per il sistema di monitoraggio si dimensionano i componenti quali sensori ambientali, il sistema di supervisione centrale, il sistema di videosorveglianza e antintrusione, considerando che il sistema di controllo centrale deve essere collegato a tutti i principali componenti e sistemi di monitoraggio d'impianto affinché possa rilevare in tempo reale il verificarsi di guasti e di malfunzionamento.
- *Elenco dei componenti*: descrive le caratteristiche dei componenti previsti nell'impianto. Per il sistema fotovoltaico vengono elencati i componenti d'impianto come i moduli e le strutture di sostegno, con indicato per ognuno la sigla di identificazione, la tipologia, le dimensioni, la tensione e frequenza nominali, le condizioni di alimentazione e funzionamento. Inoltre, devono essere presenti le specifiche tecniche per ogni componente, con dati di progetto, riferimenti a norme di costruzione e collaudo, prove speciali ove richieste, la documentazione che il fornitore deve produrre.
- Per il sistema elettrico si elencano i componenti d'impianto quali cavi solari, cavi elettrici di media e bassa tensione, quadri elettrici, quadri di campo, dispositivi di protezione, inverter, trasformatori, gruppi di misura energia, cabine elettriche, rete di terra, con indicato per ognuno la sigla di identificazione, la tipologia, le dimensioni, la tensione e frequenza nominali, le condizioni di alimentazione e funzionamento, le prescrizioni per il comando e

Capitolo 2. Progettazione e pianificazione d'impianto

le segnalazioni, le normative di legge. Per le condutture elettriche vengono indicati tutti i dati significativi come sigla di identificazione, informazioni relative alla connessione alle due estremità, la lunghezza, le caratteristiche dei conduttori (tipo, formazione, sezione), tutte le informazioni relative al fissaggio, supporto, protezione meccanica. Inoltre, devono essere presenti le specifiche tecniche per ogni componente, con dati di progetto, riferimenti a norme di costruzione e collaudo, prove speciali ove richieste, la documentazione che il fornitore deve produrre.

Per il sistema di monitoraggio si elencano i componenti d'impianto quali sensori ambientali, sistema SCADA di rilevamento dati di funzionamento impianto, sistema di videosorveglianza e antintrusione, sistema di condizionamento delle cabine elettriche, sistema di recinzione perimetrale dell'area d'impianto, con indicato per ognuno la sigla di identificazione, la tipologia, la tensione e frequenza nominali, le condizioni di alimentazione e funzionamento, le prescrizioni per il comando e le segnalazioni. Per le condutture elettriche di trasmissione dati vengono indicati tutti i dati significativi come sigla di identificazione, informazioni relative alla connessione alle due estremità, la lunghezza, le caratteristiche dei conduttori (tipo, formazione, sezione), tutte le informazioni relative al fissaggio, supporto, protezione meccanica. Inoltre, devono essere presenti le specifiche tecniche per ogni componente, con dati di progetto, riferimenti a norme di costruzione e collaudo, prove speciali ove richieste, la documentazione che il fornitore deve produrre.

- *Documentazione specifica relativa agli ambienti e applicazioni particolari* contenente le informazioni che evidenziano il rispetto delle prescrizioni particolari contenute nelle norme specifiche che integrano o sostituiscono le norme generali.
- *Computo metrico*, che elenca in modo più o meno dettagliato le quantità dei materiali e le attività previste per la messa in opera dell'impianto, corredati delle quantità di risorse di manodopera necessarie alla costruzione.
- *Computo metrico estimativo* riprende il computo metrico applicando i prezzi unitari ai componenti, materiali e attività d'installazione, in base ai prezzi standard di ogni singolo componente.
- *Quadro economico* riassume il costo dell'opera.
- *Disposizioni di sicurezza, operative e di manutenzione*: sono le disposizioni da rispettare nell'installazione, esercizio e manutenzione onde evitare situazioni pericolose per la sicurezza delle persone, e assicurare la continuità di funzionamento dell'impianto fotovoltaico.

In base al progetto definitivo presentato alla commissione esaminatrice, gli enti preposti a rilasciare le autorizzazioni a costruire decidono se l'impianto è idoneo; in caso affermativo, la procedura prosegue con la valutazione d'impatto ambientale, per cui occorrono altri documenti, tra cui il punto di connessione alla rete elettrica, oltre alle relazioni geologiche e paesaggistiche, nonché lo studio di impatto ambientale. Se l'impianto fotovoltaico risulta essere idoneo in tutto, gli enti autorizzativi rilasciano il permesso a costruire; l'ingegneria può proseguire con la stesura del progetto esecutivo, che racchiude in sé tutti i documenti per la costruzione dell'impianto.

3. Progetto esecutivo

Definisce completamente e in ogni particolare impiantistico l'intervento da realizzare, ad eccezione del piano di cantiere, del piano di approvvigionamento, dei calcoli e dei grafici relativi a opere previsionali. Contiene diversi documenti:

Capitolo 2. Progettazione e pianificazione d'impianto

- *Relazione generale*: descrive in dettaglio i criteri utilizzati per le scelte progettuali esecutive, e comprende una descrizione sommaria dell'impianto in cui vengono illustrate le principali caratteristiche elettriche, meccaniche e funzionali dei vari componenti. I criteri devono rispettare le scelte progettuali effettuate in sede di progetto preliminare e definitivo, nonché assicurare l'efficienza operativa media del generatore fotovoltaico superiore al 75% nel corso degli anni di attività, e l'effettiva misurazione dell'energia elettrica generata all'uscita dei gruppi di conversione.
- *Relazione specialistica*: costituisce un'evoluzione più dettagliata della relazione tecnica del progetto definitivo, riguarda la consistenza e la tipologia dell'impianto elettrico, ed è il documento che svolge la funzione di raccordo tra i diversi documenti costituenti del progetto. Contiene quindi i dati di progetto relativi all'opera, all'impianto elettrico, relativi alle influenze da rispettare, i vincoli da rispettare, i dati generali, nonché le caratteristiche generali dell'impianto relativamente alla sicurezza e manutenibilità, i dati del sistema di distribuzione elettrica, i criteri di scelta dei componenti principali, il dimensionamento specifico a norma di legge, la soluzione impiantistica finale a norma di legge. Inoltre contiene l'elenco dei componenti d'impianto, suddivisi per sistema, dove vengono descritte le principali caratteristiche e le sigle identificatrici; la descrizione delle modalità operative dei sistemi nelle condizioni di funzionamento, guasto e malfunzionamento; la classificazione degli ambienti in relazione alle sollecitazioni dovute alle condizioni ambientali, alle attività svolte e a eventuali particolarità. Inoltre, contiene il calcolo della radiazione solare ricevuta dall'impianto, effettuata utilizzando i dati radiometrici di progetto e determinando il valore della radiazione solare ricevuta dalla superficie del generatore fotovoltaico, mediante le formule riportate nella norma UNI 8477 o mediante appositi programmi di calcolo di riconosciuta attendibilità; nonché il calcolo della potenza erogata e della stima della produzione annua di energia elettrica. Infine, comprende l'elenco dei documenti prodotti che costituiscono il progetto definitivo, e i documenti forniti in allegato dal committente, da terzi anche in riferimento ai dati di progetto.
- *Schemi di impianto elettrico*: sono diversi, ma derivano tutti dallo schema elettrico generale, che mostra le principali relazioni o connessioni tra i componenti, contiene le informazioni relative ai circuiti di potenza, ai livelli di tensione e di corto circuito, al sistema di protezioni elettriche, ai circuiti di comando e segnalazione, ai dati nominali dei componenti elettrici principali, alla contabilizzazione dell'energia elettrica. Vi sono poi gli schemi elettrici relativi al campo fotovoltaico, che riportano le indicazioni di numero di stringhe e numero dei moduli per stringa, i quadri di campo, il numero di inverter e la modalità di collegamento delle uscite degli inverter; gli schemi elettrici dei dispositivi di protezione lato corrente continua e lato corrente alternata, dei contatori di energia; lo schema elettrico del punto di collegamento alla rete nazionale, comprensivo dei dispositivi di protezione e interfaccia della rete. Inoltre, sono presenti gli schemi dei principali circuiti in entrata e in uscita, gli schemi dei quadri elettrici e gli schemi logici di funzione.
- *Elaborati grafici*: con riferimento agli elaborati grafici presenti nel progetto definitivo, vengono nuovamente elaborati ai fini della realizzazione d'impianto. Contengono:
 - Gli schemi elettrici, documenti che illustrano il collegamento dei componenti ai cavi conduttori principali dell'impianto, il montaggio di tutta la componentistica elettrica e di monitoraggio, il percorso dei cavi lungo l'area dell'impianto.
 - I documenti di disposizione funzionale dei componenti, quali schemi a blocchi, mappe di rete e piani di installazione, schemi di funzione.

Capitolo 2. Progettazione e pianificazione d'impianto

- Gli schemi delle apparecchiature di protezione e di manovra o quadri elettrici, che contengono l'indicazione dei circuiti principali in entrata e uscita, gli interruttori, i dispositivi di protezione e comando, gli strumenti di misura, i dati di dimensionamento (tensione nominale di isolamento e d'impiego, frequenza nominale, livello di tenuta del corto circuito, portata nominale delle sbarre, tipo di interruttori e fusibili, corrente nominale, interblocchi, sigla dei componenti).
 - Le planimetrie, che rappresentano i componenti nella loro posizione d'installazione, compresi i collegamenti elettrici tra loro.
 - I dettagli d'installazione, che contengono le informazioni necessarie per una corretta installazione dei componenti, compresa la disposizione dei cavi negli scavi e nelle passerelle, i dettagli dell'impianto di terra e della protezione contro i fulmini, ove prevista.
- *Calcoli esecutivi, tabelle e diagrammi di coordinamento delle protezioni*: la progettazione esecutiva degli impianti elettrici deve essere effettuata unitamente alla progettazione delle opere edili al fine di prevedere esattamente ingombri, passaggi, cavedi, sedi, attraversamenti, in modo da ottimizzare la realizzazione.
- *Calcoli esecutivi*: contiene i criteri e le modalità di esecuzione dei calcoli per il dimensionamento dell'impianto complessivo riferendosi alla modalità di esercizio e alla specificità dell'intervento. Devono permettere di dimensionare tutte le condutture, canalizzazioni e qualsiasi altro elemento necessario per la funzionalità dell'impianto stesso.
Per il sistema fotovoltaico vengono riesaminate le scelte impiantistiche, al fine di stendere i documenti di installazione dei moduli e delle strutture di sostegno.
Per il sistema elettrico il dimensionamento prevede innanzi tutto i calcoli di corto circuito che la rete può sopportare in ogni suo punto, e i calcoli di rete che analizzano la rete elettrica dell'impianto in ogni suo punto determinando i carichi di corrente e tensione massimi ammessi. Successivamente avviene il dimensionamento delle protezioni in base alla massima corrente che possono sopportare senza immettere correnti di corto circuito o di guasto nell'intera rete; il dimensionamento dei trasformatori, degli inverter in base ai limiti di tensione e corrente massima di targa, per collegarvi un certo numero di stringhe fotovoltaiche. Inoltre vengono dimensionati i cavi elettrici e solari in base alla sezione che devono avere per trasmettere corrente e alla caduta di tensione massima che ammettono; la rete di terra, cui devono essere connesse tutte le masse libere dell'impianto e devono scaricare ogni sovraccarico del sistema.
Per il sistema di monitoraggio i calcoli esecutivi riguardano i dimensionamenti delle cabine di supervisione e della stazione meteo, nonché i cavi di trasmissione dati, che vengono connessi ai sensori e agli acquisitori di dati sino al sistema centrale.
 - *Tabelle e diagrammi di coordinamento delle protezioni*: contengono i dati per definire le caratteristiche significative dei dispositivi di interruzione, dei dispositivi di protezione dei circuiti e degli apparecchi utilizzatori. Fondamentali sono i dati per la verifica della selettività dei dispositivi di protezione, quali tipi di dispositivi di protezione; tipi di curve di intervento, campi di taratura e valori selezionati, poteri interruzione richiesti nei diversi punti dell'impianto elettrico; indicazioni relative alle funzioni di selettività da applicare nei diversi punti dell'impianto elettrico.
- *Piano di manutenzione*: documento complementare al progetto che pianifica e programma l'attività di manutenzione al fine di mantenere nel tempo funzionalità, le caratteristiche di sicurezza e qualità, l'efficienza e il valore economico dell'opera. Contiene l'insieme delle informazioni atte a permettere all'utente di conoscere l'utilizzo e la manutenzione dell'impianto, e tutti gli elementi necessari ad evitare i possibili danni derivanti da

Capitolo 2. Progettazione e pianificazione d'impianto

un'utilizzazione impropria. Include il *Programma di manutenzione*, che prevede un sistema di controlli e di interventi da eseguire periodicamente, a cadenze prestabilite al fine di una corretta gestione dell'opera e delle sue parti nel corso degli anni.

- *Elementi per il piano di sicurezza e di coordinamento*: documento contenente le disposizioni di sicurezza, operative e di manutenzione da rispettare nell'installazione, esercizio e manutenzione onde evitare situazioni pericolose per la sicurezza delle persone e la continuità di funzionamento dell'impianto, nonché per la salvaguardia dell'impianto elettrico e dei suoi componenti.
- *Computo metrico*: definisce le quantità dei componenti e materiali d'impianto e delle attività previste per la realizzazione dell'impianto. Elenca in modo più o meno dettagliato le quantità dei materiali e le attività previste per la messa in opera dell'impianto.
- *Quadro economico*: documento che riassume i costi per lavori a misura, a corpo in economia; somme a disposizione del committente per i rilievi, allacciamento della rete al distributore, imprevisti, spese tecniche relative alla progettazione, attività preliminari, coordinamento della sicurezza, direzione lavori e coordinamento sicurezza in fase di esecuzione, assicurazione dei dipendenti; iva ed altre imposte; eventuali incentivi. In particolare il preventivo di spesa deve essere ripartito tra le principali voci di costo, tra cui la progettazione, la direzione dei lavori, il collaudo e la certificazione dell'impianto, la fornitura dei materiali e dei componenti necessari, l'installazione e la posa in opera dell'impianto, eventuali opere edili necessarie per la realizzazione, costi di sviluppo del progetto, eventuali oneri aggiuntivi.
- *Documentazione specifica relativa agli ambienti e applicazioni particolari* contenente le informazioni che evidenziano il rispetto delle prescrizioni particolari contenute nelle norme specifiche che integrano o sostituiscono le norme generali.
- *Cronoprogramma*: programma delle lavorazioni da realizzare, in funzione di particolari esigenze di programmazione e del finanziamento dell'opera.

Con il progetto esecutivo si chiude la progettazione di base: infatti il committente esamina le offerte ricevute per la gara d'appalto basandosi sul progetto esecutivo consegnato, e assegna la realizzazione dell'impianto al progetto migliore. L'azienda prescelta proseguirà il lavoro di ingegneria dedicandosi alla progettazione specifica di ogni componente, elaborando i documenti necessari all'acquisto, e i documenti necessari alla costruzione e montaggio dell'impianto, nonché i documenti di collaudo e di certificazione finale.

4. Pianificazione del progetto

Il piano di progetto riguarda la pianificazione, una volta definito l'obiettivo finale, dei processi operativi, gestionali e organizzativi che portano alla sua realizzazione. La gestione di progetto consiste nell'integrazione dei diversi apporti specialistici necessari alla realizzazione di progetto, ma si tratta di un problema complesso, che considera la pianificazione iniziale il riferimento fondamentale per il controllo dell'avanzamento in sede esecutiva. Infatti il progetto in sé costituisce un processo realizzativo non ripetitivo, in cui l'unica modalità di controllo consiste nel confronto sistematico tra andamento effettivo rilevato sul campo e andamento pianificato, determinato dai vincoli contrattuali del progetto. Vi sono molteplici modelli utilizzabili per analizzare il singolo progetto, ciascuno con i propri metodi e tecniche di pianificazione e controllo. Essendo il progetto un insieme di processi operativi, gestionali e organizzativi, in cui i processi operativi sono correlati

Capitolo 2. Progettazione e pianificazione d'impianto

all'avanzamento fisico di progetto, i processi gestionali alla pianificazione e controllo dei processi operativi in termini di tempo, costo e qualità, e i processi organizzativi sono in relazione con la definizione e coordinamento dei diversi ruoli coinvolti nei processi operativi e funzionali, ogni modello scompone i processi nei componenti elementari che lo costituiscono, evidenziando le modalità di interazione tra i componenti stessi in funzione di obiettivi precisi.

Un primo modello consente di delimitare il progetto in termini di rilevanza contrattuale, determinando i pacchetti di lavoro facilmente gestibili, e una base rigorosa per lo sviluppo della pianificazione. La *Work Breakdown Structure* privilegia la logica di prodotto funzionale, ovvero che un singolo sistema sia funzionalmente completo e collaudabile separatamente dagli altri; quindi si procede scomponendo l'intero progetto in blocchi principali di servizio, mentre la pianificazione viene scomposta nelle fasi di ingegneria, approvvigionamento, montaggio e collaudo interagenti tra loro. Si basa quindi sulla disaggregazione del lavoro totale previsto negli elementi che lo costituiscono; l'ipotesi di base è che in tal modo si migliori la gestibilità del progetto, in quanto i pacchetti ottenuti risultino più gestibili dal punto di vista del controllo. La struttura di disaggregazione per un progetto di impianto fotovoltaico di grossa taglia assume la forma gerarchica seguente:

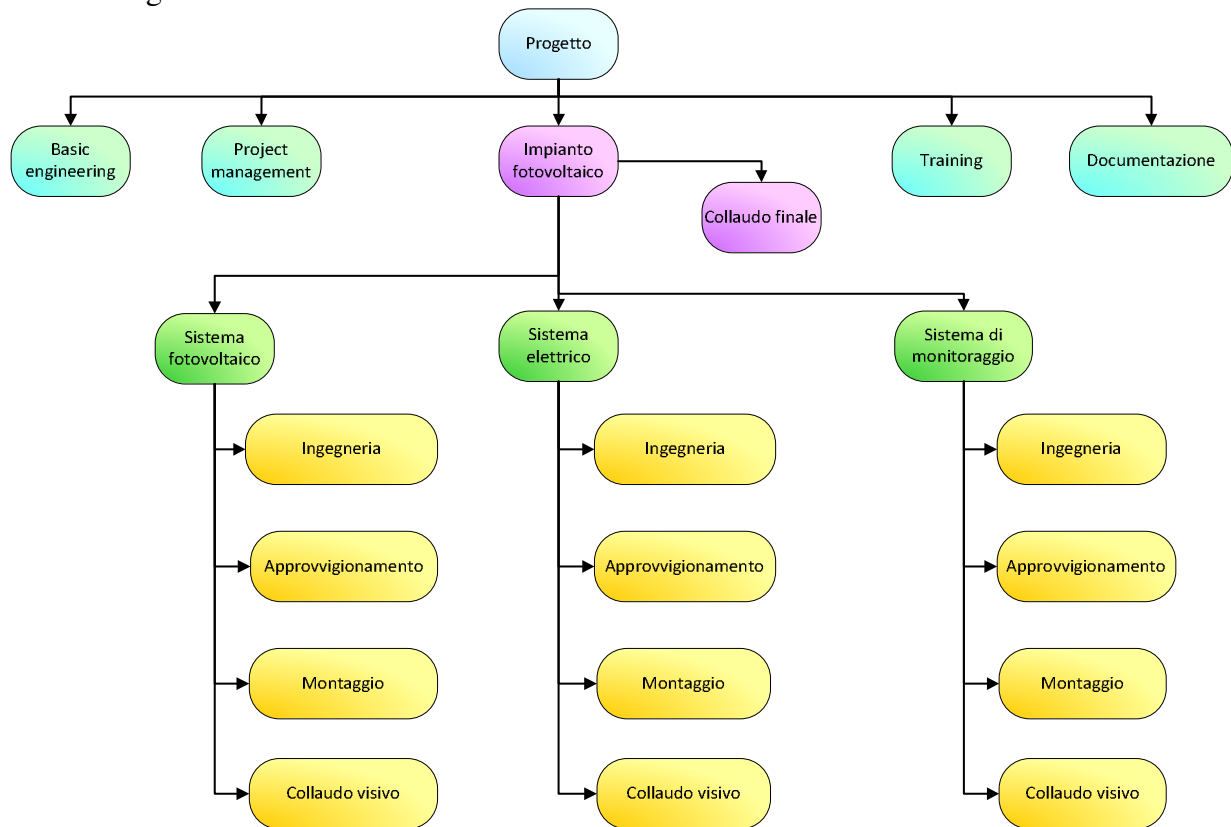


Figura 3. Work Breakdown Structure di un impianto fotovoltaico di grossa taglia

Si nota come il collaudo finale dell'intero impianto sia collettivo, ovvero, prescinde dal collaudo singolo di ogni sistema; infatti solo successivamente alle verifiche di sistema è possibile procedere al collaudo finale con l'avvio dell'impianto, e registrare che rispetti le performance definite in fase contrattuale. La rappresentazione delle relazioni di dipendenza gerarchica tra i diversi livelli di disaggregazione del lavoro da eseguire corrisponde alla Activity Breakdown Structure; a livelli crescenti di disaggregazione corrispondono livelli sempre più dettagliati di pianificazione e controllo di progetto. Tale modello consente di ottenere una serie di vantaggi quali: l'identificazione del progetto indipendentemente dagli attori coinvolti; la delimitazione dei confini contrattuali del progetto; la disaggregazione del progetto in elementi modulari facilmente gestibili; l'identificazione

Capitolo 2. Progettazione e pianificazione d'impianto

delle componenti ripetitive e innovative del progetto; funge da supporto ai processi di comunicazione nell'ambito di realizzazione di progetto. Tuttavia si tratta di un modello statico, poco adatto per controllare l'avanzamento fisico delle singole attività in quanto comporta una disaggregazione del progetto molto dettagliata, con un dispendio di energie molto elevato; inoltre risulta difficile controllare l'avanzamento temporale sulle singole attività, specie se si svolgono in contemporanea ma appartengono a work package diversi.

Un altro modello di pianificazione consiste nelle *tecniche reticolari*; le attività sono legate tra loro da relazioni operative, informative, funzionali, che si traducono in relazioni di precedenza temporale. Il modello reticolare risulta quindi il modello operativo per eccellenza, in quanto il processo così delineato non è ripetitivo; fornisce una rappresentazione sistemica di progetto, in quanto consente di definirlo come un insieme di attività tra loro interagenti e finalizzato a un unico obiettivo. Le tecniche reticolari permettono quindi di collegare le attività in modo tale che sia possibile creare un modello logico e temporale, verificando la fattibilità del progetto nei tempi previsti allocando le risorse disponibili alle attività. Forniscono inoltre la visibilità interfunzionale, consentendo di individuare immediatamente i ritardi, e consentono di individuare le attività critiche che possono causare il ritardo dell'intero progetto; inoltre permettono di simulare l'impatto sul progetto in termini di variazioni temporali, come ad esempio il verificarsi di problemi nelle fasi di pianificazione. Tuttavia è un modello adatto per un numero limitato di attività; infatti per ottenere dei dati attendibili è necessario trattare un numero elevato di attività, e utilizzare legami logici sofisticati, che significa considerare una notevole quantità di dati riguardanti gli attributi di ogni singola attività e le leggi di variazione degli attributi al variare della durata. Inoltre è molto importante fare l'aggiornamento del lavoro, riportando i dati ottenuti per una miglior gestione del progetto; tuttavia più attività si hanno, più dati si dovranno riportare, più l'analisi dei concatenamenti logici sarà complessa. Infine tale modello non consente di avere una stima a finire dei dati, specie di ordine economico.

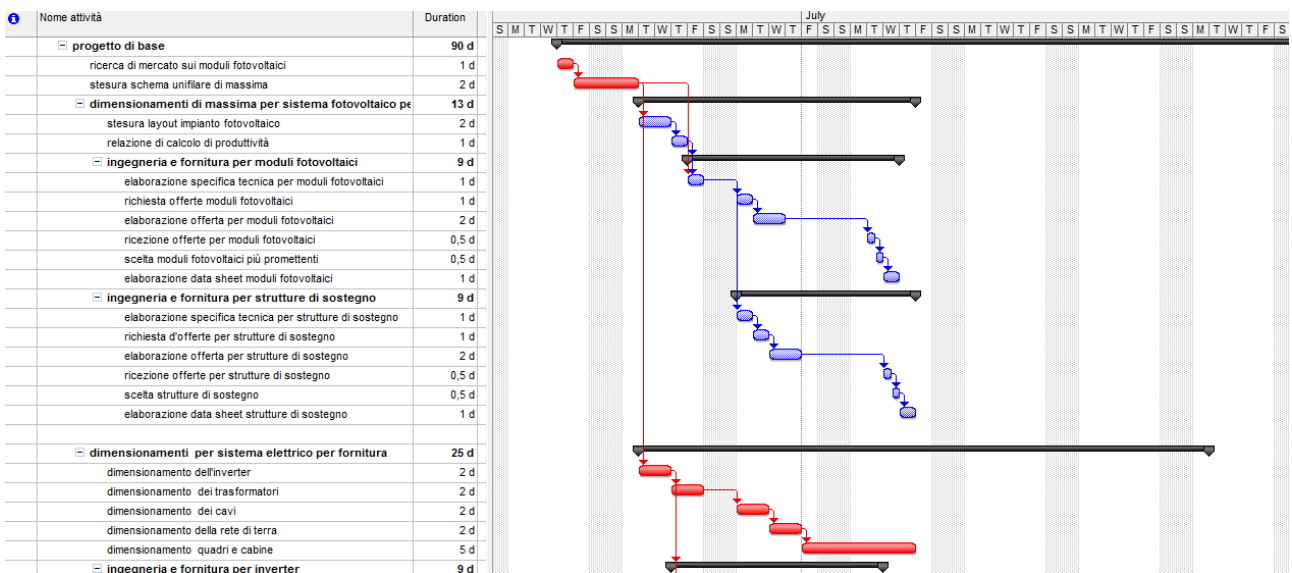


Figura 4. Esempio di modello reticolare su un work package.

Un ulteriore modello consiste nelle *curve a S*, che analizza il progetto dalla prospettiva economica, orientata a quantificare e valorizzare le risorse utilizzate per l'esecuzione del progetto. Il completamento di ogni attività richiede infatti l'impiego di risorse specifiche cui corrisponde un costo operativo; l'avanzamento del progetto determina un andamento crescente del valore cumulato di risorse impiegate, e quindi dei costi operativi sostenuti. Dal punto di vista economico, al ciclo di vita del progetto può essere associato un profilo temporale del tasso d'impiego delle risorse, il cui andamento caratteristico è esprimibile attraverso una curva che raggiunge il picco nella fase di

costruzione. Integrando tale curva nel tempo, a partire dall'istante di avvio del progetto si ottiene il valore della quantità cumulata di risorse utilizzate sino alla data considerata, che presenta un andamento caratteristico denominato come curva ad S. Si distinguono tre tratti caratteristici, comuni a tutti i progetti complessi: una fase iniziale di accelerazione, una fase centrale a tasso di sviluppo approssimativamente costante e una fase di decelerazione. Le curve a S consentono di rappresentare sinteticamente il ciclo di vita di un intero progetto, ma anche lo sviluppo delle singole fasi operative che costituiscono il progetto stesso. Alla curva di impiego delle risorse è possibile associare la curva di avanzamento del progetto espressa in termini percentuali: in ogni istante è possibile visualizzare il tasso cumulato d'impiego delle risorse sino al time now, e l'impiego di risorse del giorno. Le curve ad S possono rappresentare l'avanzamento di progetto in termini di tempo, metri, profondità, volumi prodotti, costi; possono essere facilmente standardizzate, permettendo un efficace controllo dell'avanzamento di progetto.

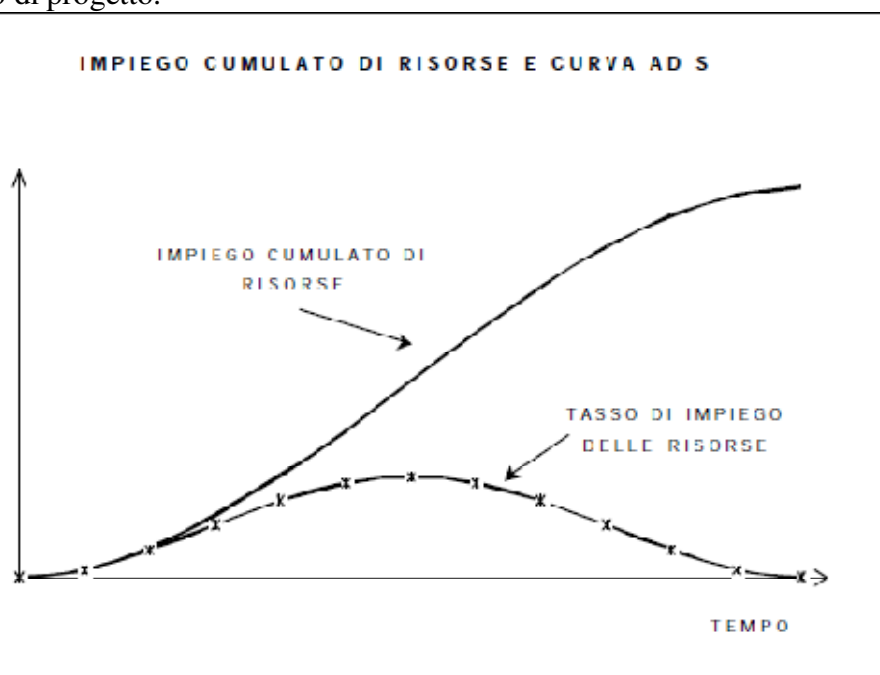


Figura 5. Esempio di curve ad S.

5. Avanzamento fisico del progetto

La corretta valutazione dell'avanzamento fisico di progetto riveste un'importanza critica sia ai fini gestionali, in quanto si identifica tempestivamente l'esigenza di azioni correttive, sia ai fini contrattuali, in quanto lo stato dell'avanzamento dei lavori permette al contractor di richiedere i pagamenti da parte del committente. Per valutare l'avanzamento di progetto, si parte dalla disaggregazione in attività elementari di ogni work package: dall'ingegneria sino al collaudo, l'intero progetto viene suddiviso in piccoli pacchetti facilmente gestibili, disaggregati su più livelli, sino a giungere alla Activity Breakdown Structure. Le attività vengono successivamente schedate tramite le tecniche reticolari, riportando su un diagramma temporale le relazioni di precedenza tra le attività, dopo aver analizzato i trade off che si generano tra allocazione delle risorse disponibili e durata delle attività. Infatti, la durata delle attività dipende strettamente dalla quantità di risorse impiegate per svolgerla; solo successivamente vengono ricavate la stima dei tempi e dei costi per ogni attività. Tale approccio è puramente analitico, che porta a un diagramma temporale in cui sono riportate tutte le attività del progetto, e alla definizione del carico di lavoro gravante su ogni risorsa, consentendo di anticipare i problemi di disponibilità delle risorse, specie se critiche.

È possibile quindi visualizzare l'avanzamento del progetto attraverso un diagramma di Gantt compatibile con i vincoli di risorse e i vincoli di date di fine e inizio di ogni attività; in tal modo si enfatizza la parallelizzazione delle attività, che è opportuno realizzare ogni volta che è possibile. Tuttavia, dal solo diagramma temporale non è possibile ricavare la percentuale di avanzamento del

progetto nell'istante considerato; l'avanzamento fisico percentuale conseguito a una certa data può essere valutato come rapporto tra la quantità di lavoro completato in un dato istante e la quantità di lavoro complessivamente stimata sino al momento considerato. Vi è quindi un problema di fondo: il progetto consuma ore di lavoro per realizzare una certa quantità di impianto, ma gli input sono identificati come risorse dirette, mentre gli output identificano l'avanzamento fisico del progetto. È quindi molto complesso definire un'unica misura dell'output, in quanto le attività sono differenti tra loro e misurate diversamente: l'emissione di documenti d'ingegneria vengono valutati in ore, la posa dei cavi viene valutata in metri, gli scavi in cantiere in metri cubi, Esistono diverse modalità di valutazione dell'avanzamento fisico del progetto:

- *Quantità fisiche.* Sono un parametro ideale per stimare l'output di attività lineari, specie nelle attività di cantiere; può essere esteso anche ai processi di progettazione e approvvigionamento, considerando il numero di documenti prodotti sul totale previsto. È sicuramente una metodologia oggettiva, ma risulta applicabile a parti di progetto circoscritte, per le quali sia applicabile un unico parametro di prestazione.
- *Ore standard.* Sono definite in tal modo le ore necessarie per l'esecuzione del lavoro operando in condizioni standard, costituite all'interno di uno scenario basato sulla tipologia di progetto, da cui si ricavano le rese standardizzate del lavoro. La resa consente di superare i problemi di valutazione dell'avanzamento, in quanto attività diverse sono confrontabili tra loro poiché valutate sulle ore; consente quindi di ottenere una misura dell'avanzamento di progetto indipendentemente dall'esecuzione delle attività.
- *Ore effettive.* Sono una misura di input, poiché valutando l'avanzamento fisico eseguito sino all'istante considerato come lavoro eseguito, si ottengono le ore effettive, ovvero quelle pagate; interviene quindi il concetto di produttività, che tiene conto del lavoro effettivamente eseguito. Tale metodologia presuppone che l'avanzamento del progetto sia proporzionale alla quantità di lavoro speso; sebbene le attività di costruzione e di ingegneria soddisfano tale condizione, non altrettanto può dirsi delle fasi di collaudo e approvvigionamento.
- *Peso percentuale convenzionale.* A ciascuna attività viene assegnato un peso percentuale, consentendo così di valutare l'avanzamento su base percentuale. Il peso è proporzionale al carico di lavoro richiesto per il completamento dell'attività, ma può tenere conto di altri fattori, come la criticità dell'attività stessa. Sono applicabili diversi criteri: il primo prevede che l'avanzamento percentuale legato all'attività sia guadagnato totalmente al termine di essa; il secondo prevede che l'avanzamento percentuale sia suddiviso equamente tra inizio e fine dell'attività; il terzo e ultimo prevede di definire dei milestone intermedi cui sono associati dati avanzamenti percentuali convenzionali di progetto. L'ultimo criterio prevede l'utilizzo di valori storici, basati sull'esperienza.

La valutazione dell'avanzamento fisico di progetto risulta molto problematica, ma è molto più agevole nella valutazione di avanzamento delle singole fasi di progetto. Nelle fasi di costruzione possono quindi essere utilizzati molteplici criteri, precedentemente esplicitati, non applicabili per le fasi di ingegneria in quanto le quantità fisiche sono difficilmente definibili, trattandosi di documenti tecnici. Per tale motivo si ricorre all'utilizzo del metodo di assegnazione del peso percentuale per definire l'avanzamento fisico del progetto nella sua interezza. Prendendo un singolo milestone, a ogni attività viene assegnato una quota percentuale p_i ; tuttavia, i documenti di ingegneria subiscono diverse revisioni prima del completamento, per cui ad ogni emissione corrisponde un milestone; tali milestone intermedi sono associati a dei valori convenzionali di avanzamento f_i . Assegnando un peso percentuale a ogni work package nell'ambito della disciplina specialistica di appartenenza, ed a ogni disciplina un peso percentuale nell'ambito dell'intera ingegneria di dettaglio, è possibile valutare l'avanzamento fisico della fase d'ingegneria. Tale metodologia è quindi utilizzabile per ogni fase di progetto. Assegnati i pesi percentuali a ogni work package, è possibile definire, all'interno del singolo pacchetto, un criterio di valutazione di avanzamento fisico più appropriato;

congiuntamente alla schedulazione temporale del progetto, si determina la curva ad S cumulata nel tempo.

6. Curve ad S

Nel caso di processi complessi, che coinvolgono attività estremamente differenziate, l'andamento dell'avanzamento cumulato in funzione del tempo è descritto dalla curva ad S che considera una fase di accelerazione, iniziale, un avanzamento quasi costante, una fase di decelerazione finale. Raccoglie le informazioni derivanti dalle tecniche reticolari, effettuando lungo l'asse del tempo la sommatoria dei contributi di avanzamento delle singole attività di progetto, così come sono state programmate nel tempo. Le curve di avanzamento sono uno strumento di pianificazione molto sintetico; per meglio confrontare le diverse fasi di progetto, esse vengono standardizzate sulla base del tempo, in quanto utilizzano parametri di avanzamento diversi. La confrontabilità permette di evidenziare i legami tra le curve in sequenza; con l'accumularsi di esperienza relativa a progetti dello stesso tipo, possono emergere delle regolarità, ovvero dei legami ricorrenti tra le diverse curve, costituendo un patrimonio informativo utilizzabile per i futuri progetti dello stesso tipo. Sviluppando le curve di avanzamento di ogni fase, è possibile descrivere l'intero progetto come una successione di curve di avanzamento tra loro dipendenti.

L'importanza delle curve ad S è legata al fatto che permettono di visualizzare in modo chiaro molte informazioni anche complesse, di evidenziare le variazioni di ritmo dell'avanzamento, di presentare insieme informazioni eterogenee, consentendone l'analisi integrata, e soprattutto di agevolare un rapido ed efficace raffronto tra i piani di previsione ed effettivi. Le curve ad S ben si prestano a un'analisi a livello aggregato di ciascuna macrofase del progetto (Ingegneria, Fornitura, Costruzione & Collaudo), ed anche a esaminare i legami che necessariamente si instaurano tra le diverse macrofasi. Infatti, in un progetto complesso si tende a favorire l'esecuzione in parallelo delle attività, mediante una sovrapposizione temporale, per contenere la durata complessiva dell'opera. Dalle curve a S delle singole fasi si è in grado di ricavare la curva rappresentativa dell'avanzamento dell'intero progetto; il progetto è quindi assimilabile a un fascio di numerose curve tra loro interrelate, producendo un modello dinamico che consente di analizzare al meglio le relazioni di causa-effetto che si creano tra le macrofasi di progetto, nonché le regolarità che si ripetono in tutti i progetti della stessa tipologia.

Progettazione di base

Il cliente si rivolge all'azienda ElettraEnergia per progettare e realizzare un impianto fotovoltaico a terra di grossa taglia; con tale termine vengono considerati gli impianti di potenza superiore a 1 MW, dove la progettazione è maggiormente complessa rispetto a impianti di media e piccola taglia. Per far fronte al costo elevato d'investimento per la realizzazione di un impianto simile, il cliente richiede che lo stesso rientri pienamente negli incentivi previsti dallo Stato o dalle Regioni, dato che nella maggior parte dei casi sono mutuamente esclusivi; ad oggi, l'incentivo maggiormente remunerativo è la tariffa incentivante prevista dal Conto Energia ed erogata dal Gestore dei Servizi Elettrici (GSE), la quale ripaga per vent'anni ogni kWh prodotto dall'impianto. Tale forma di incentivazione permette di ripagare pienamente l'investimento sostenuto, mentre gli incentivi alla costruzione forniti dalle Regioni ne ripagano solo una parte. Il committente è identificabile con un'azienda di medie dimensioni, situata nella Regione Piemonte, che dispone di un appezzamento di terra sgombro lontano dalla sede aziendale; dopo un esame delle possibili destinazioni d'uso, viene ritenuto maggiormente profittevole investire nella creazione di un impianto fotovoltaico a terra. Tale impianto sorgerà nel comune di Oleggio, in un appezzamento di terra non edificabile ma destinato a uso agricolo, che tuttavia è poco remunerativo; l'energia elettrica prodotta verrà venduta al distributore di energia elettrica della zona identificabile con l'azienda Enel, e servirà a soddisfare i fabbisogni di circa 500 famiglie. Un impianto fotovoltaico come questo di Oleggio, permette di risparmiare ogni anno circa 1.200 MWh di energia elettrica prodotta da fonte tradizionale, ossia permette di risparmiare circa 320 tonnellate di petrolio; inoltre ridurrà le emissioni di 750 tonnellate di CO₂ in meno ogni anno, per tutta la vita utile dell'impianto, stimata in circa 30 anni.

L'azienda committente richiede a ElettraEnergia di occuparsi delle fasi di studio di fattibilità e di tutte le pratiche dell'iter autorizzativo; inoltre, essendo un'azienda di progettazione elettrica, richiede anche la disponibilità a partecipare alla gara d'appalto che verrà istituita una volta ricevuti tutti i permessi a costruire, dove il committente assegnerà il contratto per la progettazione di dettaglio, la fornitura e la costruzione dell'impianto fotovoltaico sino al suo collaudo finale. Ricevuta tutta la documentazione dal committente, il project manager la analizza insieme ai progettisti responsabili delle varie discipline, per valutare la fattibilità della commessa richiesta; la segreteria dell'ingegneria provvede a reperire tutte le informazioni per l'iter autorizzativo, a cominciare dai possibili divieti per la costruzione di impianti fotovoltaici a terra sul territorio. La regione Piemonte prevede dei criteri di tutela del suolo, dei territori di alto pregio, del paesaggio, dei beni culturali e della filiera dei prodotti agricoli; applica i criteri di tipo ERA (Esclusione, Repulsione, Attrazione) per definire le aree neutre, in cui è possibile costruire impianti di produzione. Le aree oggetto dei criteri sono basati: sulle carte d'uso del suolo, in cui ogni area è classificata secondo la destinazione d'uso; sulle carte del paesaggio, in cui sono evidenziate le zone sotto tutela nazionale o europee perché classificate come parchi naturalistici, zone del WWF per la tutela di specie in estinzione, o altro ancora; sulle carte del dissesto geologico e idrogeologico, in cui vengono evidenziate tutte le possibili aree soggette a forme di smottamenti del terreno o cedimenti, data la natura di terre alluvionali del suolo piemontese.

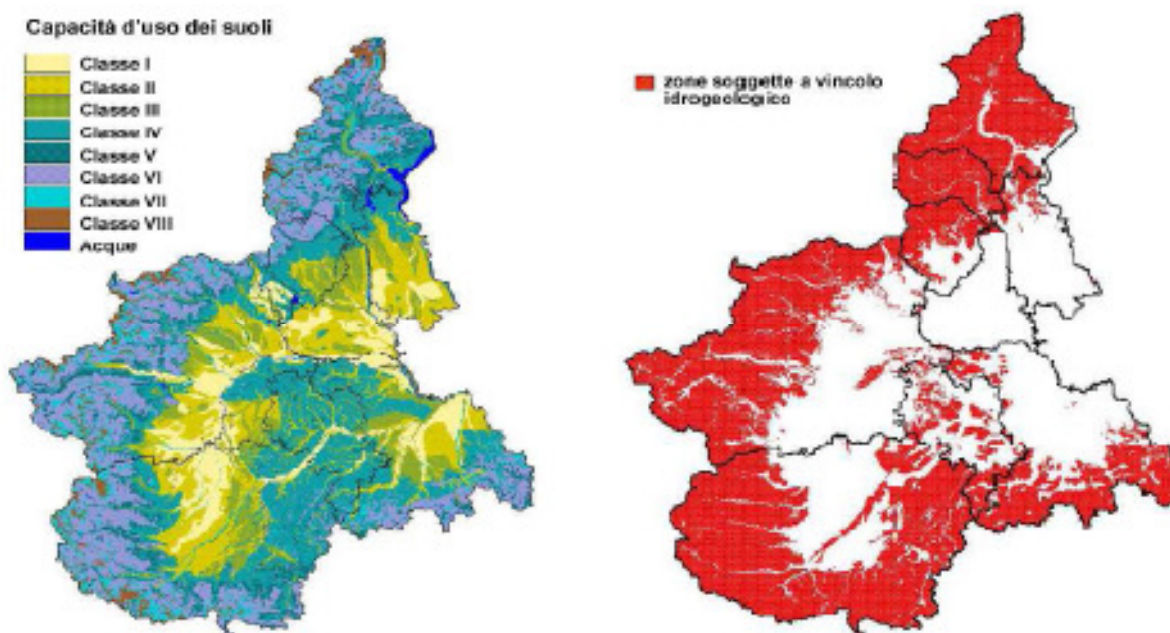


Figura 6. carta d'uso del suolo e carta dei vincoli idrogeologici della regione Piemonte.

I criteri di esclusione individuano le aree in cui la realizzazione di centrali fotovoltaiche di produzione a terra è preclusa; esse sono tipicamente zone protette dall'UNESCO; zone viticole DOCG; parchi e riserve naturali regionali e nazionali; terreni di uso agricolo in classe I e II sulla carte di capacità di uso del suolo, ovvero in cui le limitazioni delle scelte colturali sono scarse o moderate; aree in fascia A e B del PAI, ovvero le zone del piano di stralcio dell'assetto idrogeologico in cui non sono ammessi interventi sul suolo; aree caratterizzate da frane attive, dissesto morfologico di carattere torrentizio di pericolosità elevata. I criteri di repulsione individuano le aree con diversi gradi di resistenza di tipo paesaggistico e ambientale del territorio, per cui la realizzazione di centrali fotovoltaiche a terra è subordinata al rispetto di determinate prescrizioni; tali zone comprendono la fascia di rispetto dei tre km dal confine con parchi e riserve naturalistiche; le aree boschive; i terreni ad uso agricolo in classe III in cui le limitazioni delle scelte colturali sono evidenti; le zone ZPS (zone di protezione speciale) e SIC (siti di importanza comunitaria); i siti minerari di interesse storico o antropologico; i siti classificati come beni paesaggistici e culturali. I criteri di attrazione individuano aree che esprimono un livello di preferenziabilità nell'ospitare eventuali impianti fotovoltaici; sono solitamente ex discariche di rifiuti inattive, ex cave, aree produttive, commerciali o piazzali di parcheggio.

Il sito di costruzione, determinato dalle indicazioni dell'azienda committente, non è soggetto ai criteri ERA, per cui non sussistono impedimenti alla realizzazione dell'impianto fotovoltaico sul suolo; Elettra Energia dopo un paio di giorni di analisi dell'offerta, decide di accettare la commessa tramite una lettera d'intenti.

1. Studio di fattibilità

1.1 Sopralluogo e progetto preliminare

Il project manager e i progettisti responsabili di disciplina si recano sul sito preposto alla costruzione dell'impianto, per verificare la situazione del terreno e l'orientamento rispetto al Sud geografico, e la presenza di ostacoli naturali sul percorso del sole; infatti, se i pannelli fotovoltaici vengono orientati con un angolo di azimut diverso da zero, ovvero non sono rivolti verso il sud, si alterano le modalità con cui l'energia viene raccolta nell'arco del giorno e la quantità di energia raccolta su base annuale. Quantitativamente, per superfici che si discostano dal sud di circa 45° si ha una diminuzione dell'energia raccolta di qualche percento mentre riduzioni pari al 20% si raggiungono per angoli di azimut intorno ai 90° (superfici completamente esposte a est o a ovest).

Capitolo 3. Progettazione di base

Il sopralluogo dura un paio di giorni al massimo, in cui viene compilata la “*scheda tecnica del sopralluogo*”, con tutti i dati del sito, del committente, delle caratteristiche della fornitura elettrica, delle caratteristiche del terreno, dell’orientamento, della produzione di energia elettrica desiderata, i cablaggi, le ubicazioni degli inverter e dei quadri elettrici e di consegna, la meteorologia del sito, il diagramma del percorso solare. Al rientro in sede il project manager elabora la “*Planimetria generale dell’impianto fotovoltaico*”, in base alle carte catastali, e stende un primo layout dell’impianto, secondo i risultati ottenuti dalle simulazioni del diagramma solare. Occorre circa 1 giorno per l’effettivo completamento del documento.

In seguito all’emissione della planimetria generale dell’impianto, il progettista deve analizzare gli ombreggiamenti e stendere il diagramma solare. Le orbite solari permettono di determinare, per un’assegnata località, la posizione del sole (elevazione e azimut) al variare delle stagioni e dell’ora del giorno; questo strumento è molto utile per creare i diagrammi delle traiettorie solari, indispensabili per determinare le ombre create dalla presenza di ostacoli ineliminabili. Esistono diversi software che effettuano il calcolo degli ombreggiamenti, tuttavia occorrono alcuni rilievi da determinare sul posto. Un metodo usato consiste nell’individuare azimut e altezza per una serie di punti significativi lungo il profilo delle ostruzioni visibili dal punto di osservazione scelto. Questi punti, riportati nel diagramma solare e uniti tra di loro permettono di ottenere il profilo delle ostruzioni. Questo metodo è indicato per tracciare skyline irregolari come lo sono il profilo di una siepe alberata o la cresta di una catena di colline. Un ulteriore metodo geometrico invece consente di tracciare il profilo dell’ostruzione a tavolino. Un altro metodo consiste nel fotografare dal punto prescelto il profilo delle ostruzioni lungo l’orizzonte e sovrapporre poi la foto al diagramma solare cilindrico del luogo, utilizzando alcuni rilievi azimut altezza in punti chiave. Grazie al clinometro, montato su un cavalletto con livello a bolla insieme ad una fotocamera digitale, una bussola e un filo a piombo, è possibile raccogliere i dati relativi alla posizione esatta degli ostacoli, ai valori dell’azimut e quelli di tilt, ai punti cardinali, agli angoli verticali.

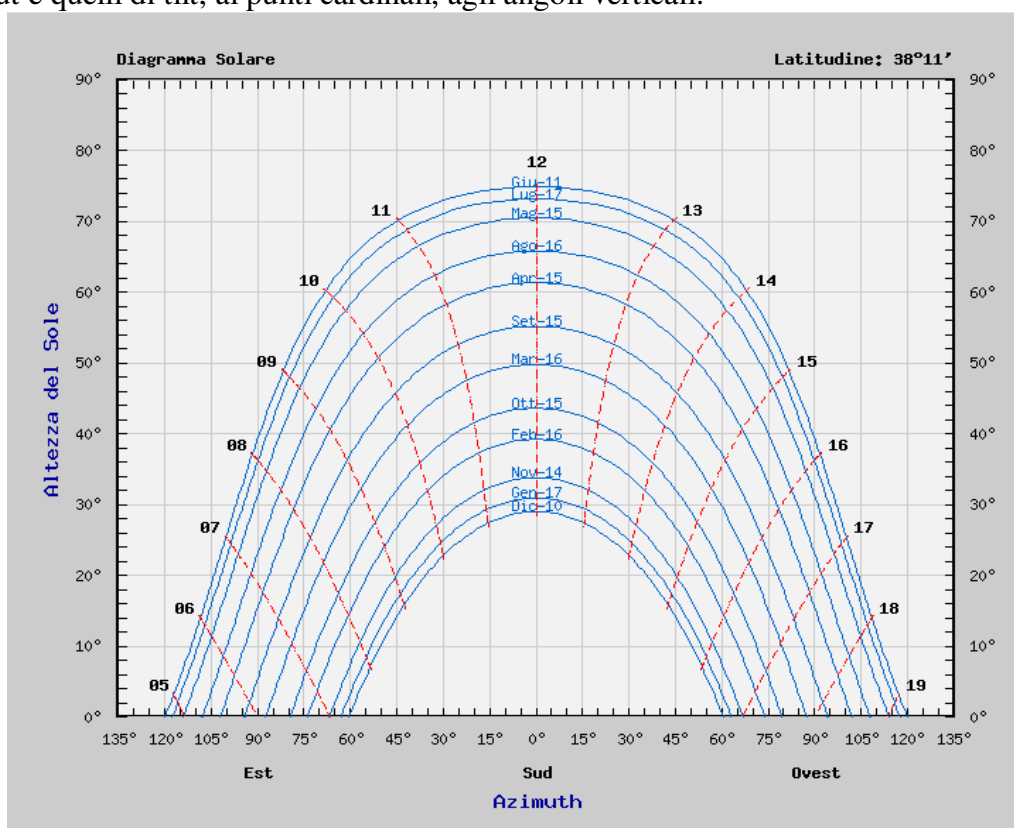


Figura 7. Esempio del diagramma solare.

Occorre circa un giorno per analizzare gli ombreggiamenti determinati da ostacoli ineliminabili rilevati in sede di sopralluogo, e per stendere il documento “Diagramma solare”. Nel frattempo, il

project manager incarica un architetto di occuparsi della fattibilità geotecnica; in base ai rilievi eseguiti nel sopralluogo, alle carte catastali in possesso, ai documenti ricevuti dal committente, e alle dimensioni ipotetiche del generatore fotovoltaico nel suo complesso, il progettista stende il “*Progetto preliminare*”, come indicato nel precedente capitolo. Tale documento raccoglie tutti i dati del sopralluogo, i diagrammi solari, le carte catastali, le planimetrie dell’impianto per consentire all’architetto di effettuare la verifica geotecnica, necessaria per stendere il progetto definitivo da inviare alla commissione d’esame per la domanda di autorizzazione a costruire; occorrono circa tre giorni per stendere il progetto preliminare.

1.2 Verifica di fattibilità geotecnica

Un professionista iscritto all’albo verifica che l’impianto fotovoltaico richiesto dal cliente sia fattibile dal punto di vista strutturale, tenendo conto dei vincoli legati alla costruzione edilizia, quali vincoli paesaggistici o vincoli legati ai beni culturali; scopo delle verifiche di sicurezza è garantire che l’opera, sia nel suo complesso che negli elementi costitutivi, sia in grado di resistere con adeguata sicurezza alle azioni cui potrà essere sottoposta, rispettando le condizioni necessarie per il suo esercizio normale, e che sia assicurata la sua durabilità. Il metodo più utilizzato è il *metodo agli stati limite*, secondo cui la sicurezza nei riguardi delle condizioni ritenute compromettenti viene garantita, per quanto possibile, su basi statistiche; si definisce “stato limite” uno stato raggiunto il quale, la struttura o uno dei suoi elementi costitutivi, non può più assolvere la sua funzione o non soddisfa più le condizioni per cui è stata concepita.

Gli stati limite si suddividono in due categorie:

- *stati limite ultimi*, o SLU, corrispondenti al valore estremo della capacità portante o comunque al raggiungimento di condizioni estreme, derivanti da perdita di equilibrio di una parte o dell’insieme della struttura, considerata come corpo rigido; da rottura localizzata della struttura, per azioni statiche; da collasso per trasformazione della struttura o di una sua parte in meccanismo; da instabilità per deformazione; da rottura localizzata della struttura per fatica; da deformazione plastica, o fessurazione o scorrimento di giunti che conducano ad una modifica della geometria, tale da rendere necessaria la sostituzione della struttura o di sue parti fondamentali; da degrado o corrosione che rendano necessaria la sostituzione della struttura o di sue parti fondamentali.

Non si effettueranno di regola delle verifiche nei riguardi del raggiungimento degli stati limite per effetto di azioni eccezionali quali uragani, esplosioni, urti, ecc.; tuttavia la concezione strutturale, i dettagli costruttivi ed i materiali usati dovranno essere tali da evitare che la struttura possa essere danneggiata in misura sproporzionata alla causa. In presenza di cicli di carico di notevole intensità si effettuerà anche la verifica nei riguardi della formazione di meccanismi da collasso incrementale.

- *stati limite di esercizio*, legati alle esigenze di impiego normale e di durata, derivati da deformazioni eccessive; fessurazioni premature o eccessive; degrado o corrosione; spostamenti eccessivi (senza perdita dell’equilibrio); vibrazioni eccessive.

Il raggiungimento di uno stato limite può essere provocato dall’intervento concomitante di vari fattori, quali le incertezze circa le resistenze dei materiali impiegati rispetto ai valori assunti dal progettista, anche in relazione alle effettive condizioni realizzate in sito ed ai parametri che influiscono sullo stato limite considerato (carichi di lunga durata, fatica, fragilità, etc.); oppure l’intensità delle azioni dirette, indirette e di natura chimico-fisica ed alla probabilità della loro coesistenza; la geometria della costruzione; la divergenza tra gli effetti realmente indotti dai carichi e quelli calcolati.

Per la sicurezza di opere e sistemi geotecnici, i valori caratteristici dei parametri fisico-meccanici dei terreni sono ottenuti mediante specifiche prove di laboratorio su campioni di terreno e attraverso l’interpretazione dei risultati di prove e misure in sito. Per valore caratteristico di un parametro geotecnico deve intendersi una stima ragionata e cautelativa del valore del parametro nello stato limite considerato. Per modello geotecnico si intende uno schema rappresentativo delle condizioni

stratigrafiche, del regime delle pressioni interstiziali e della caratterizzazione fisico-meccanica dei terreni e delle rocce comprese nel volume significativo, finalizzato all'analisi quantitativa di uno specifico problema geotecnico. Nel caso di costruzioni o di interventi di modesta rilevanza, che ricadano in zone ben conosciute dal punto di vista geotecnico, la progettazione può essere basata sull'esperienza e sulle conoscenze disponibili, ferma restando la piena responsabilità del progettista su ipotesi e scelte progettuali.

Verifica degli stati limite

La caratterizzazione e la modellazione geologica del sito consiste nella ricostruzione dei caratteri litologici, stratigrafici, strutturali, idrogeologici, geomorfologici e, più in generale, di pericolosità geologica del territorio. Un modello geotecnico consiste in uno schema rappresentativo delle condizioni stratigrafiche, del regime delle pressioni interstiziali e della caratterizzazione fisico-meccanica dei terreni e delle rocce comprese nel volume significativo, finalizzato all'analisi quantitativa di uno specifico problema geotecnico.

Verifiche nei confronti degli stati limite ultimi (SLU): per ogni stato limite ultimo deve essere rispettata la condizione

$$E_d \leq R_d$$

dove E_d è il valore di progetto dell'effetto delle azioni, valutato in base ai valori di progetto $F_{dj} = F_{kj}\gamma_{Fj}$ delle azioni, o direttamente $E_{dj} = E_{kj}\gamma_{Ej}$

$$E_d = E * \left[\gamma_F * F_k; \frac{X_k}{\gamma_M}; a_d \right]$$

Ovvero

$$E_d = E * \gamma_E * \left[F_k; \frac{X_k}{\gamma_M}; a_d \right]$$

e dove R_d è la resistenza di progetto del sistema geotecnico, valutata in base ai valori di progetto della resistenza dei materiali e ai valori nominali delle grandezze geometriche interessate;

$$R_d = \frac{1}{\gamma_R} R * \left[\gamma_F * F_k; \frac{X_k}{\gamma_M}; a_d \right]$$

Effetto delle azioni e resistenza sono espresse in funzione delle azioni di progetto $\gamma_F F_k$, dei parametri di progetto X_k/γ_M e della geometria di progetto a_d ; l'effetto delle azioni può anche essere valutato direttamente come $E_d = E_k \cdot \gamma_E$. Nella formulazione della resistenza R_d , compare esplicitamente un coefficiente γ_R che opera direttamente sulla resistenza del sistema; la verifica della suddetta condizione deve essere effettuata impiegando diverse combinazioni di gruppi di coefficienti parziali, rispettivamente definiti per le azioni (A1 e A2), per i parametri geotecnici (M1 e M2) e per le resistenze (R1, R2 e R3). I diversi gruppi di coefficienti di sicurezza parziali sono scelti nell'ambito di due approcci progettuali distinti e alternativi.

Nelle verifiche nei confronti degli stati limite ultimi geotecnici (GEO) si possono adottare due diversi approcci progettuali. Nell'*Approccio 1* si impiegano due diverse combinazioni di gruppi di coefficienti parziali, rispettivamente definiti per le azioni (A), per la resistenza dei materiali (M) e, eventualmente, per la resistenza globale del sistema (R). Nella *Combinazione 1* dell'*Approccio 1*, per le azioni si impiegano i coefficienti γ_F riportati nella colonna A1 delle tabelle sopra citate; nella *Combinazione 2* dell'*Approccio 1*, si impiegano invece i coefficienti γ_F riportati nella colonna A2. Nell'*Approccio 2* si impiega un'unica combinazione dei gruppi di coefficienti parziali definiti per le Azioni (A), per la resistenza dei materiali (M) e, eventualmente, per la resistenza globale (R). In tale approccio, per le azioni si impiegano i coefficienti γ_F riportati nella colonna A2.

Capitolo 3. Progettazione di base

| CARICHI | EFFETTO | Coefficiente Parziale γ_F (o γ_E) | EQU | (A1) STR | (A2) GEO |
|---|-------------|---|-----|-------------|-------------|
| Permanenti | Favorevole | γ_{G1} | 0,9 | 1,0 | 1,0 |
| | Sfavorevole | | 1,1 | 1,3 | 1,0 |
| Permanenti non strutturali ⁽¹⁾ | Favorevole | γ_{G2} | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| | Sfavorevole | | 1,5 | 1,5 | 1,3 |
| Variabili | Favorevole | γ_{Qi} | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| | Sfavorevole | | 1,5 | 1,5 | 1,3 |

Tabella 10. Valori dei coefficienti parziali delle azioni dei carichi.

Dove

γ_{G1} = coefficiente parziale del peso proprio della struttura, nonché del peso proprio del terreno e dell'acqua, quando pertinenti;

γ_{G2} = coefficiente parziale dei pesi propri degli elementi non strutturali;

γ_{Qi} = coefficiente parziale delle azioni variabili.

Per quanto riguarda i coefficienti parziali γ_F relativi alle azioni, si deve comunque intendere che il terreno e l'acqua costituiscono carichi permanenti (strutturali) quando, nella modellazione utilizzata, contribuiscono al comportamento dell'opera con le loro caratteristiche di peso, resistenza e rigidità. Il valore di progetto della resistenza R_d può essere determinato in modo analitico, con riferimento al valore caratteristico dei parametri geotecnici del terreno; diviso per il valore del coefficiente parziale γ_M e tenendo conto, ove necessario, dei coefficienti parziali γ_R specificati nei paragrafi relativi a ciascun tipo di opera; in modo analitico, con riferimento a correlazioni con i risultati di prove in sito, tenendo conto dei coefficienti parziali γ_R ; sulla base di misure dirette su prototipi, tenendo conto dei coefficienti parziali γ_R .

| PARAMETRO | GRANDEZZA ALLA QUALE APPLICARE IL COEFFICIENTE PARZIALE | COEFFICIENTE PARZIALE γ_M | (M1) | (M2) |
|---|---|--|------|------|
| <i>Tangente dell'angolo di resistenza al taglio</i> | $\tan \phi'_k$ | $\gamma_{\phi'}$ | 1,0 | 1,25 |
| <i>Coesione efficace</i> | c'_k | $\gamma_{c'}$ | 1,0 | 1,25 |
| <i>Resistenza non drenata</i> | c_{uk} | γ_{cu} | 1,0 | 1,4 |
| <i>Peso dell'unità di volume</i> | γ | γ_γ | 1,0 | 1,0 |

Tabella 11. Coefficienti parziali delle resistenze meccaniche.

Per le rocce, al valore caratteristico della resistenza a compressione uniassiale q_u deve essere applicato un coefficiente parziale $\gamma_{qu}=1,6$. Per gli ammassi rocciosi e per i terreni a struttura complessa, nella valutazione della resistenza caratteristica occorre tener conto della natura e delle caratteristiche geometriche e di resistenza delle discontinuità strutturali.

Verifiche idrauliche

Le opere geotecniche devono essere verificate nei confronti dei possibili stati limite di sollevamento o di sifonamento. Per la stabilità al sollevamento deve risultare che il valore di progetto dell'azione instabilizzante $V_{inst,d}$, combinazione di azioni permanenti ($G_{inst,d}$) e variabili ($Q_{inst,d}$), sia minore della combinazione dei valori di progetto delle azioni stabilizzanti ($G_{stb,d}$) e delle resistenze (R_d):

$$V_{inst,d} \leq G_{stb,d} + R_d$$

Dove

$$V_{inst,d} = G_{inst,d} + Q_{inst,d}$$

Capitolo 3. Progettazione di base

Il controllo della stabilità al sifonamento si esegue verificando che il valore di progetto della pressione interstiziale instabilizzante ($u_{inst,d}$) risulti non superiore al valore di progetto della tensione totale stabilizzante ($\sigma_{stb,d}$):

$$u_{inst,d} \leq \sigma_{stb,d}$$

In entrambe le verifiche, nella valutazione delle pressioni interstiziali, si devono assumere le condizioni più sfavorevoli, considerando i possibili effetti delle successioni stratigrafiche sul regime di pressione dell'acqua. Nelle verifiche al sifonamento, in presenza di adeguate conoscenze sul regime delle pressioni interstiziali, i coefficienti di sicurezza minimi sono indicati nella tabella sottostante.

| CARICHI | EFFETTO | COEFFICIENTE PARZIALE γ_E (o γ_E) | SIFONAMENTO (HYD) |
|---|-------------|---|-------------------|
| Permanenti | Favorevole | γ_{G1} | 0,9 |
| | Sfavorevole | | 1,3 |
| Permanenti non strutturali ⁽¹⁾ | Favorevole | γ_{G2} | 0,0 |
| | Sfavorevole | | 1,5 |
| Variabili | Favorevole | γ_{Q1} | 0,0 |
| | Sfavorevole | | 1,5 |

Tabella 12. Coefficienti minimi di sicurezza per le azioni di sifonamento.

Valori superiori possono essere assunti e giustificati tenendo presente della pericolosità del fenomeno in relazione alla natura del terreno nonché dei possibili effetti della condizione di collasso.

Lo studio della stabilità dei pendii naturali richiede osservazioni e rilievi di superficie, raccolta di notizie storiche sull'evoluzione dello stato del pendio e su eventuali danni subiti dalle strutture o infrastrutture esistenti, la constatazione di movimenti eventualmente in atto e dei loro caratteri geometrici e cinematici, la raccolta dei dati sulle precipitazioni meteoriche, sui caratteri idrogeologici della zona e sui precedenti interventi di consolidamento. Le verifiche di sicurezza, anche in relazione alle opere da eseguire, devono essere basate su dati acquisiti con specifiche indagini geotecniche. Le verifiche di sicurezza devono essere effettuate con metodi che tengano conto della forma e posizione della superficie di scorrimento, dell'assetto strutturale, dei parametri geotecnici e del regime delle pressioni interstiziali. Nel caso di pendii in frana le verifiche di sicurezza devono essere eseguite lungo le superfici di scorrimento che meglio approssimano quella riconosciuta con le indagini. Negli altri casi, la verifica di sicurezza deve essere eseguita lungo superfici di scorrimento cinematicamente possibili, in numero sufficiente per ricercare la superficie critica alla quale corrisponde il grado di sicurezza più basso. Il livello di sicurezza è espresso, in generale, come rapporto tra resistenza al taglio disponibile, presa con il suo valore caratteristico, e sforzo di taglio mobilitato lungo la superficie di scorrimento effettiva o potenziale. Il grado di sicurezza ritenuto accettabile dal progettista deve essere giustificato sulla base del livello di conoscenze raggiunto, dell'affidabilità dei dati disponibili e del modello di calcolo adottato in relazione alla complessità geologica e geotecnica, nonché sulla base delle conseguenze di un'eventuale frana.

Opere di fondazione

Le strutture di fondazione devono rispettare le verifiche agli stati limite ultimi e di esercizio e le verifiche di durabilità. Nel caso di opere situate su pendii o in prossimità di pendii naturali o artificiali deve essere verificata anche la stabilità globale del pendio in assenza e in presenza dell'opera e di eventuali scavi, riporti o interventi di altra natura, necessari alla sua realizzazione. La profondità del piano di posa della fondazione deve essere scelta e giustificata in relazione alle

caratteristiche e alle prestazioni della struttura in elevazione, alle caratteristiche del sottosuolo e alle condizioni ambientali. Il piano di fondazione deve essere situato sotto la coltre di terreno vegetale nonché sotto lo strato interessato dal gelo e da significative variazioni stagionali del contenuto d'acqua. In situazioni nelle quali sono possibili fenomeni di erosione o di scalzamento da parte di acque di scorrimento superficiale, le fondazioni devono essere poste a profondità tale da non risentire di questi fenomeni o devono essere adeguatamente difese.

Nelle verifiche di sicurezza devono essere presi in considerazione tutti i meccanismi di stato limite ultimo, sia a breve sia a lungo termine. Gli stati limite ultimi delle fondazioni superficiali si riferiscono allo sviluppo di meccanismi di collasso determinati dalla mobilitazione della resistenza del terreno e al raggiungimento della resistenza degli elementi strutturali che compongono la fondazione stessa. Nel caso di fondazioni posizionate su o in prossimità di pendii naturali o artificiali deve essere effettuata la verifica anche con riferimento alle condizioni di stabilità globale del pendio includendo nelle verifiche le azioni trasmesse dalle fondazioni.

Le verifiche devono essere effettuate almeno nei confronti dei seguenti stati limite:

- collasso per carico limite dell'insieme fondazione-terreno;
- collasso per scorrimento sul piano di posa;
- stabilità globale.

La verifica di stabilità globale deve essere effettuata secondo l'Approccio 1, ovvero la combinazione di (A2+M2+R2) tenendo conto dei coefficienti parziali riportati nelle tabelle precedenti per le azioni (A2) e i parametri geotecnici (M2), mentre per le resistenze globali si considera il coefficiente R2 pari a $\gamma_R = 1,1$. Le rimanenti verifiche devono essere effettuate, tenendo conto dei valori dei coefficienti parziali, seguendo almeno uno dei due approcci:

Approccio 1: Combinazione 1 pari a (A1+M1+R1); Combinazione 2 pari a (A2+M2+R2)

Approccio 2: (A1+M1+R3).

| VERIFICA | COEFFICIENTE PARZIALE (R1) | COEFFICIENTE PARZIALE (R2) | COEFFICIENTE PARZIALE (R3) |
|-------------------|----------------------------------|----------------------------------|----------------------------------|
| Capacità portante | $\gamma_R = 1,0$ | $\gamma_R = 1,8$ | $\gamma_R = 2,3$ |
| Scorrimento | $\gamma_R = 1,0$ | $\gamma_R = 1,1$ | $\gamma_R = 1,1$ |

Tabella 13. Coefficienti parziali delle resistenze globali.

Per le verifiche degli stati limite di esercizio, si calcolano i valori degli spostamenti e delle distorsioni per verificarne la compatibilità con i requisiti prestazionali delle opere in elevazione.

La verifica geotecnica è quindi molto laboriosa; tuttavia, oggi risulta molto più veloce grazie all'ausilio del software di progettazione, per cui viene stimata una durata complessiva di 4 giorni per l'elaborazione dei calcoli e della successiva "Relazione geotecnica", che andrà a costituire parte integrante della documentazione per la domanda di permesso a costruire.

1.3 Analisi irraggiamento

In seguito alla stesura del progetto preliminare, e in base alle considerazioni emerse dalla relazione geotecnica consegnata dall'architetto, il progettista verifica l'intensità della radiazione solare sul sito di costruzione. L'irraggiamento dipende dalla stagione, dall'ora del giorno e dalle condizioni meteorologiche; inoltre, la quantità di energia raccolta dal generatore fotovoltaico dipende dalla temperatura dei moduli, dalla configurazione del campo, dalle caratteristiche elettriche e ottiche dei moduli fotovoltaici e, infine, dalla riflettanza del terreno. L'energia irradiata dal Sole si propaga con simmetria sferica nello spazio, raggiungendo la fascia esterna dell'atmosfera terrestre con un valore d'energia, per unità di superficie e di tempo, pari a 1353 W/m^2 (costante solare). L'energia incidente sulla superficie dei moduli fotovoltaici dipende dalla costante solare e dall'angolo che

formano i raggi del sole con la superficie dei moduli; tale angolo, funzione oltre che della posizione del pannello anche dal tempo, può essere determinato analiticamente. Pertanto, fuori dall'atmosfera, è possibile calcolare, istante per istante, il valore dell'irraggiamento sui moduli e l'insolazione, cioè l'energia incidente sui moduli in un determinato periodo di tempo. Inoltre, fuori dell'atmosfera il valore massimo dell'energia incidente sui moduli si ottiene per angolo di azimut nullo e angolo di tilt pari alla latitudine del sito.

Nell'attraversare l'atmosfera terrestre, la radiazione solare subisce notevoli variazioni. In parte viene assorbita dall'atmosfera, in parte viene nuovamente riflessa nello spazio esterno e in parte viene parzialmente diffusa nell'atmosfera stessa. Per effetto dell'assorbimento e riflessione dell'atmosfera, la radiazione solare diretta che arriva al suolo è sempre inferiore al valore della costante solare, mentre per effetto della diffusione, una parte della radiazione solare appare distribuita su tutta la volta celeste. Queste interazioni sono funzione della massa d'aria attraversata dalla radiazione e dalla composizione dell'aria. Infine, un terzo modo per cui un pannello posto al suolo raccoglie la radiazione solare è attraverso la riflessione del terreno circostante il pannello. A livello del suolo, a causa dei fenomeni suddetti, la radiazione totale può quindi essere assimilata alla somma di tre componenti: diretta, diffusa e riflessa. Mediamente, in funzione dell'inclinazione del sole sull'orizzonte, la radiazione totale raggiunge un valore massimo pari a circa 1.000 W/m^2 (irraggiamento al suolo, in condizioni di giornata serena e sole a mezzogiorno). Questo valore è tuttavia fortemente influenzato dalle variazioni delle condizioni atmosferiche che hanno andamento aleatorio. Per questo motivo il progetto degli impianti fotovoltaici va eseguito utilizzando i dati storici di radiazione solare globale rilevati nella località prescelta o in località con caratteristiche climatiche simili. I dati storici disponibili riguardano generalmente i valori giornalieri o medi mensili dell'insolazione su superficie orizzontale, espressi in kWh/m^2 .

Le curve isoradiative riportano i valori medi mensili dell'insolazione su superficie orizzontale e vengono costruite correlando i dati di radiazione solare rilevati dalle diverse stazioni meteorologiche. Queste mappe costituiscono un'utile guida per determinare i valori di radiazione solare di località che non si trovino in prossimità di una stazione di rilevamento della radiazione. Determinata la radiazione su una superficie orizzontale, per poter calcolare la radiazione su superficie inclinata, è necessario scomporre la radiazione globale nelle sue tre componenti (diretta, diffusa e riflessa). Il metodo generalmente seguito per la stima della componente diffusa della radiazione è basato sulla formula di Liu-Jordan.

$$H_{dif,o} = H_o \left(a + b * \frac{H_o}{Q_o} \right)$$

Dove

H_o = irraggiamento su superficie orizzontale (dati storici)

Q_o = irraggiamento su superficie orizzontale fuori dell'atmosfera

a e b = coefficienti funzione del sito

$H_{dif,o}$ = componente diffusa dell'irraggiamento su una superficie orizzontale

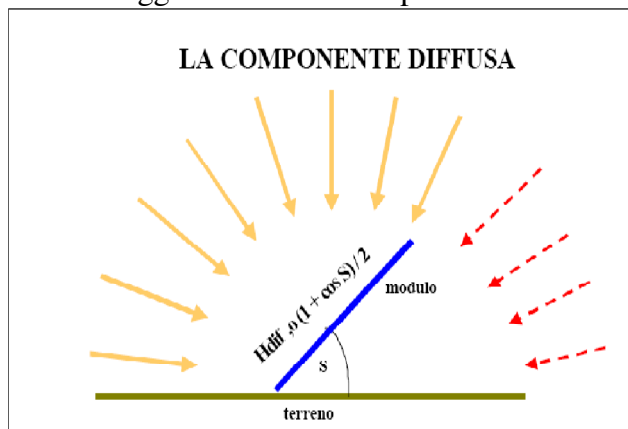


Figura 8. Componente diffusa della radiazione solare.

La componente diretta si ottiene dalla formula

$$H_{dir,o} = H_o - H_{dif,o}$$

Dove

$H_{dir,o}$ = componente diretta dell'irraggiamento su superficie orizzontale.

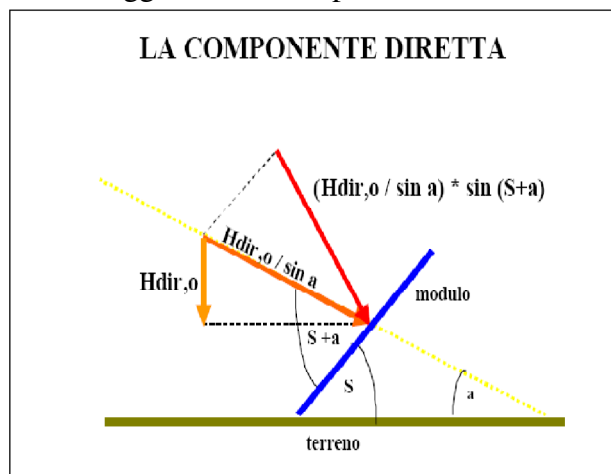


Figura 9. Componente diretta della radiazione solare.

La componente riflessa si ottiene per differenza della radiazione globale con quella diffusa, essendo nulla, su superficie orizzontale la componente riflessa. Nota la componente diretta e diffusa della radiazione solare su superficie orizzontale è possibile determinare mediante formule geometriche i valori della componente diretta e diffusa su superficie inclinata; inoltre note le proprietà riflettenti del terreno (riflettanza) è possibile determinare il valore della componente riflessa su superficie inclinata, detta componente di albedo.

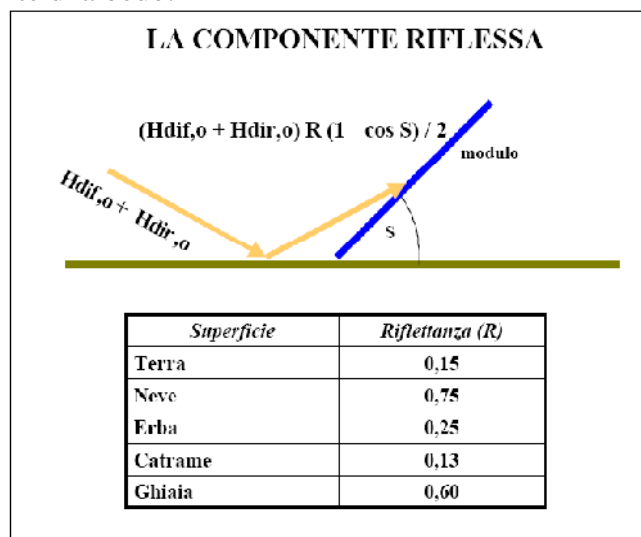


Figura 10. Componente riflessa della radiazione solare.

Per alcune località i valori della componente diretta e diffusa della radiazione su superficie orizzontale vengono direttamente forniti dalle norme UNI 10349. Numerosi sono i software in commercio che, sulla base dei dati storici, consentono il calcolo delle tre componenti della radiazione, una volta assegnata l'inclinazione dei moduli, la località e le caratteristiche del terreno. Per ciascun periodo dell'anno esiste un diverso valore dell'angolo di tilt ottimale, il quale cambia secondo che l'impianto sia a fila singola o a file parallele. Il picco invernale viene raccolto per angoli di tilt elevati (65°) mentre il picco estivo si ottiene per angoli di tilt piccoli (15°). Il picco su base annuale si ottiene invece per angoli di tilt leggermente inferiori alla latitudine del sito. L'angolo che rende massima l'energia raccolta da file parallele è sempre minore di quello

corrispondente a fila singola poiché a parità d'inclinazione è minore la radiazione raccolta da file parallele. Per l'inclinazione che rende massima l'energia raccolta in inverno, si raccoglie complessivamente nell'anno il 90% della massima energia. Se invece si inclinano i pannelli in modo da rendere massima l'energia raccolta in estate, nel periodo invernale l'energia raccolta è solo il 65% della massima ottenibile in quel periodo. In altre parole il diagramma annuale dell'energia si appiattisce se l'inclinazione è ottimizzata per il periodo invernale. Viceversa, se l'inclinazione è ottimizzata per il periodo estivo, il diagramma annuale dell'energia presenta un picco durante i mesi estivi. Per l'Italia si hanno regimi solari medio-alti e con forti variabilità tra regioni continentali e meridionali.

Grazie all'ausilio dei software, il progettista elabora velocemente l'irraggiamento sul sito di costruzione; in un solo giorno, tramite diverse simulazioni, ottiene il miglior profilo di produzione di energia elettrica in base alla posizione, inclinazione e ombreggiamento per l'impianto fotovoltaico.

1.4 Progetto definitivo

In seguito all'elaborazione dell'irraggiamento del sito, il progettista stende il progetto definitivo, la base su cui verrà concessa o meno l'autorizzazione a costruire l'impianto. Consta di diversi documenti, tra cui una relazione illustrativa in cui si descrive sommariamente il progetto, le scelte effettuate e i criteri seguiti; la relazione tecnica, composta dai dati di progetto, criteri di dimensionamento, criteri di impianto; lo schema elettrico generale; i disegni planimetrici; il piano di sicurezza; il preventivo sommario di spesa.

Relazione tecnica

Nella *relazione tecnica* si definiscono le caratteristiche che i componenti dell'impianto fotovoltaico devono possedere affinché l'impianto risulti fattibile; composto dal sistema fotovoltaico, sistema elettrico e sistema di monitoraggio, tutta la componentistica deve essere conforme alle normative vigenti, nonché l'impianto stesso deve essere costruito a regola d'arte.

Il *sistema fotovoltaico* comprende fundamentalmente i moduli e le strutture di sostegno; i moduli fotovoltaici sono collaudati in laboratorio, tramite prove elettriche, prove termiche, prove meccaniche, prove di esposizione, alle condizioni standard di prova e al superamento delle soglie ammesse, vengono certificati dalle normative CEI EN 61215 o CEI EN 61646. Le caratteristiche di tensione-corrente, di tenuta di temperatura minima e massima, di tenuta ai carichi e sovraccarichi, di potenza elettrica e le dimensioni vengono presentate nella relazione tecnica, decidendo che tipi di moduli possono essere utilizzati nell'impianto. I moduli devono poter garantire il 90% della potenza nominale durante l'esercizio nei primi 20 anni, e l'80% della potenza nominale dopo i 20 anni di esercizio. Le strutture di sostegno sono anch'esse certificate da apposite normative; devono resistere ai carichi dei moduli, alle deformazioni nel tempo, alle deformazioni per temperatura. La progettazione e costruzione per tali sistemi sarà a regola d'arte.

Il *sistema elettrico* è molto più articolato: è composto dal gruppo di conversione, i cavi conduttori, i quadri elettrici, la rete di terra, i trasformatori, i gruppi di misura dell'energia. Il gruppo di conversione o insieme degli inverter deve essere conforme ai requisiti normativi tecnici e di sicurezza previsti per legge, comprovati da dichiarazione di conformità rilasciata dal costruttore con riferimento a prove effettuate in un laboratorio di certificazione riconosciuto. Nello specifico i valori di tensione e corrente in ingresso all'inverter saranno compatibili a quelli del rispettivo campo fotovoltaico, così come i valori di tensione e frequenza in uscita saranno compatibili a quelli della rete cui verrà connesso l'impianto. Dovrà garantire nell'arco dell'esercizio della loro vita un'efficienza massima del 95%. Per quanto riguarda i cavi conduttori, saranno opportunamente isolati e conformi alle norme CEI e UNEL; le sezioni dei cavi conduttori saranno sovradimensionati per le correnti e le distanze in gioco, il modo da limitare la caduta di potenziale entro il 2% del valore misurato da qualsiasi gruppo di conversione. Per i quadri elettrici, si prevede di installare un quadro di campo a monte di ogni inverter per il collegamento in parallelo delle stringhe, il

sezionamento, la misurazione e il controllo dei dati in uscita dal generatore; a valle di ogni inverter si prevede di installare un quadro di parallelo per la misurazione, il collegamento, il controllo delle grandezze in uscita dagli inverter. Le stringhe saranno costituite dalla serie di singoli moduli fotovoltaici e singolarmente sezionabili, provviste, se necessario di diodo di blocco e di protezioni contro le sovratensioni; in fase di progetto esecutivo si provvederà a tale verifiche. Deve essere prevista la separazione galvanica tra la parte in corrente continua dell'impianto e la rete; tale separazione già attuata all'interno del singolo inverter, può essere sostituita da una protezione sensibile alla corrente continua solo nel caso di impianti monofase. Ai fini della sicurezza, se la rete utente o parte di essa è ritenuta non idonea a sopportare la maggiore intensità di corrente disponibile (dovuta al contributo dell'impianto fotovoltaico), la rete stessa o la parte interessata dovrà essere opportunamente protetta. La struttura di sostegno verrà regolarmente collegata all'impianto di terra così creato.

Il *sistema di monitoraggio* comprende i sensori di rilevamento dati climatici e ambientali, il sistema di supervisione, il sistema di telesorveglianza e antintrusione, il sistema di condizionamento all'interno delle cabine elettriche. Il sistema di supervisione non risponde a norme specifiche di progettazione, ma deve comunque essere realizzato a regola d'arte, senza che interferisca con il normale esercizio dell'impianto fotovoltaico; deve essere protetto dagli agenti atmosferici, per cui viene posto all'interno di una cabina e collegato con i quadri elettrici di campo. I sensori sono collocati sul generatore fotovoltaico in quantità sufficienti a rilevare tutti i dati di interesse per il buon andamento dell'impianto; vengono collegati a una stazione meteo di raccolta dati, la quale a sua volta è connessa al sistema di supervisione. Il sistema di telesorveglianza può essere scelto tra le diverse alternative in commercio, da quello più tradizionale quando il sistema è presidiato giorno e notte, a quelli più avanzati che inviano un messaggio istantaneo in caso di infrazione. Il sistema di condizionamento delle cabine elettriche deve permettere un corretto ricircolo dell'aria, in modo da smaltire il calore creato dalle apparecchiature interne come i trasformatori e gli inverter.

Elabora le *disposizioni di sicurezza, operative e di manutenzione*, ovvero le disposizioni da rispettare nell'installazione, esercizio e manutenzione onde evitare situazioni pericolose per la sicurezza delle persone, e assicurare la continuità di funzionamento dell'impianto fotovoltaico. Per quanto riguarda i collaudi, al termine dei lavori la ditta appaltatrice e la ditta di progettazione dell'impianto effettueranno le verifiche tecnico-funzionali sul corretto funzionamento dell'impianto fotovoltaico nelle diverse condizioni di potenza generata e nelle varie modalità previste dal gruppo di conversione (accensione, spegnimento, mancanza rete, ecc.); sulla continuità elettrica e connessioni tra moduli; sulla messa a terra di masse e scaricatori; sull'isolamento dei circuiti elettrici dalle masse.

Calcoli preliminari

L'impianto fotovoltaico deve essere realizzato con componenti che assicurino l'osservanza delle due seguenti condizioni:

$$P_{CC} = 0,85 * P_{no\ min\ ale} * \frac{I}{I_{STC}}$$

In cui:

P_{CC} = potenza in corrente continua misurata all'uscita del generatore fotovoltaico, con precisione migliore del $\pm 2\%$;

P_{nom} = potenza nominale del generatore fotovoltaico;

I = irraggiamento espresso in W/m^2 misurato sul piano dei moduli, con precisione migliore del $\pm 3\%$;

$I_{STC} = 1000\ W/m^2$ è l'irraggiamento in condizioni di prova standard.

Tale condizione deve essere verificata per $I > 600\ W/m^2$.

La potenza in corrente alternata è data da

Capitolo 3. Progettazione di base

$$P_{CA} = 0,90 * P_{CC}$$

In cui:

P_{ca} = la potenza attiva in corrente alternata misurata all'uscita del gruppo di conversione con precisione migliore del $\pm 2\%$.

La misura della potenza P_{cc} e della potenza P_{ca} deve essere effettuata in condizioni di irraggiamento (I) sul piano dei moduli superiore a 600 W/m^2 . Qualora nel corso di detta misura venga rilevata una temperatura di lavoro dei moduli, misurata sulla faccia posteriore dei medesimi, superiore a $40 \text{ }^\circ\text{C}$, è ammessa la correzione in temperatura della potenza stessa. In questo caso la condizione P_{cc} precedente diventa:

$$P_{CC} > (1 - P_{tpv} - 0,08) * P_{no\ minima} * \frac{I}{I_{STC}}$$

Dove

P_{tpv} = perdite termiche del generatore fotovoltaico (desunte dai fogli di dati dei moduli), mentre tutte le altre perdite del generatore stesso (ottiche, resistive, caduta sui diodi, difetti di accoppiamento) sono tipicamente assunte pari all'8%. Le perdite termiche del generatore fotovoltaico P_{tpv} , nota la temperatura delle celle fotovoltaiche T_{cel} , possono essere determinate da:

$$P_{tpv} = (T_{cel} - 25) * \gamma / 100$$

oppure, nota la temperatura ambiente T_{amb} da:

$$P_{tpv} = [T_{amb} - 25 + (\text{NOCT} - 20) * I / 800] * \gamma / 100$$

in cui:

γ = coefficiente di temperatura di potenza (parametro, fornito dal costruttore, per moduli in silicio cristallino è tipicamente pari a $0,4 \pm 0,5 \text{ } \%/^\circ\text{C}$).

NOCT = temperatura nominale di lavoro della cella (parametro, fornito dal costruttore, è tipicamente pari a $40 \pm 50^\circ\text{C}$, ma può arrivare a 60°C per moduli in vetrocamera).

T_{amb} = temperatura ambiente; nel caso di impianti in cui una faccia del modulo sia esposta all'esterno e l'altra faccia sia esposta all'interno di un edificio (come accade nei lucernai a tetto), la temperatura da considerare sarà la media tra le due temperature.

T_{cel} = temperatura delle celle di un modulo fotovoltaico; può essere misurata mediante un sensore termoresistivo attaccato sul retro del modulo.

Il generatore fotovoltaico deve inoltre soddisfare inoltre le seguenti condizioni:

- *Limiti in tensione:* affinché sussista la compatibilità tra generatore fotovoltaico e inverter devono essere verificate le disuguaglianze, per $T_{min} = -10 \text{ }^\circ\text{C}$ e $T_{max} = +70 \text{ }^\circ\text{C}$

$$\begin{aligned} V_{OC}(T_{min}) &< V_{max} \\ V_{MPP}(T_{max}) &> V_{MPPTmin} \\ V_{MPP}(T_{min}) &< V_{MPPTmax} \end{aligned}$$

Dove:

$V_{OC}(T_{min})$ è la tensione massima di stringa a circuito aperto alla minima temperatura esterna;

$V_{MPP}(T_{max})$ tensione in uscita dal campo fotovoltaico alla massima temperatura esterna;

$V_{MPP}(T_{min})$ tensione in uscita dal campo fotovoltaico alla minima temperatura esterna;

V_{max} massimo valore di tensione ammissibile ai morsetti dell'inverter;

$V_{MPPTmin}$ valore minimo della finestra di tensione utile alla ricerca della massima potenza dell'inverter;

$V_{MPPTmax}$ valore massimo della finestra di tensione utile alla ricerca della massima potenza dell'inverter.

- *Limiti in corrente:* la corrente di corto circuito deve risultare inferiore alla corrente massima dell'inverter.

Ulteriore documentazione del progetto definitivo

Il progettista allega alla relazione tecnica tutta una serie di documenti richiesti per esaminare a fondo l'impianto fotovoltaico che si vuole costruire; elabora e stende una prima previsione dell'energia prodotta dall'impianto durante l'anno, ottenuta mediante l'ausilio di software dedicati.

$$\begin{aligned} E_{prodotta} &= E_{irraggiata} * S_{generatore} * \eta_{moduli} * \eta_{inverter} = \\ &= E_{irraggiata} * P_{nominale} * (1 - perdite_{impianto}) * \eta_{inverter} = \\ &= E_{irraggiata} * P_{nominale} * 0,75 \end{aligned}$$

Dove

$$P_{nominale} = n^{\circ} \text{moduli} * P_{nominale \text{ modulo}}$$

$$\eta_{inverter} = 0,9 - 0,92$$

perdite dell'impianto = 0,15 dovute a perdite per temperatura, vetro, resistive, mismatch

Inoltre, il progettista elabora lo *schema elettrico generale*, in cui vengono presentati i principali componenti d'impianto e il loro collegamento elettrico, quindi dal generatore fotovoltaico sino al punto di consegna, compresi i dispositivi di interfaccia. Inoltre, vengono stese le *planimetrie* del sito prima dell'intervento e dopo la costruzione dell'impianto fotovoltaico, presentando le diverse alternative proposte al committente dei lavori. Elaborata anche i *documenti di disposizione funzionale*, quali schemi a blocchi, mappe di rete e piani di installazione, schemi di funzione, schemi elettrici circuitali; gli *schemi delle apparecchiature di protezione e di manovra* o quadri elettrici, che contengono l'indicazione dei circuiti principali in entrata e uscita, gli interruttori, i dispositivi di protezione e comando, gli strumenti di misura, i dati di dimensionamento come la tensione nominale di isolamento e d'impiego, la frequenza nominale, il livello di tenuta del corto circuito, la portata nominale delle sbarre, il tipo di interruttori e fusibili, la corrente nominale, gli interblocchi, la sigla dei componenti. Stende anche gli elaborati grafici denominati *dettagli d'installazione*, che illustrano tramite disegni tecnici la corretta installazione dei componenti, corredata delle indicazioni dei materiali necessari e delle informazioni relative a tensione e corrente. Elaborata tutti i *disegni planimetrici* degli ingombri fisici dei moduli e delle strutture di sostegno, oltre agli ingombri delle cabine elettriche necessarie.



Figura 11. Planimetria generale dell'impianto fotovoltaico.

Stende un sintetico *elenco dei componenti*, dove descrive le caratteristiche dei componenti previsti nell'impianto. Per il sistema fotovoltaico vengono elencati i componenti d'impianto come i moduli e le strutture di sostegno, con indicato per ognuno la sigla di identificazione, la tipologia, le dimensioni, la tensione e frequenza nominali, le condizioni di alimentazione e funzionamento. Per il sistema elettrico si elencano i componenti d'impianto quali cavi solari, cavi elettrici di media e bassa tensione, quadri elettrici, quadri di campo, dispositivi di protezione, inverter, trasformatori, gruppi di misura energia, cabine elettriche, rete di terra, con indicato per ognuno la sigla di identificazione, la tipologia, le dimensioni, la tensione e frequenza nominali, le condizioni di alimentazione e funzionamento, le prescrizioni per il comando e le segnalazioni, le normative di legge. Per le condutture elettriche vengono indicati tutti i dati significativi come sigla di identificazione, informazioni relative alla connessione alle due estremità, la lunghezza, le caratteristiche dei conduttori (tipo, formazione, sezione), tutte le informazioni relative al fissaggio, supporto, protezione meccanica. Per il sistema di monitoraggio si elencano i componenti d'impianto quali sensori ambientali, sistema SCADA di rilevamento dati di funzionamento impianto, sistema di videosorveglianza e antintrusione, sistema di condizionamento delle cabine elettriche, sistema di recinzione perimetrale dell'area d'impianto, con indicato per ognuno la sigla di identificazione, la tipologia, la tensione e frequenza nominali, le condizioni di alimentazione e funzionamento, le prescrizioni per il comando e le segnalazioni. Inoltre, devono essere presenti le specifiche tecniche per ogni componente, con dati di progetto, riferimenti a norme di costruzione e collaudo, prove speciali ove richieste, la documentazione che il fornitore deve produrre.

Elabora e allega il *computo metrico*, che elenca in modo più o meno dettagliato le quantità dei materiali e le attività previste per la messa in opera dell'impianto, corredati delle quantità di risorse di manodopera necessarie alla costruzione, e il *computo metrico estimativo*, applicando i prezzi unitari ai componenti, materiali e attività d'installazione, in base ai prezzi standard di ogni singolo componente.

Relazione agronomica

Per ottenere l'autorizzazione a costruire un impianto fotovoltaico a terra, la regione Piemonte richiede, oltre al progetto preliminare anche una relazione agronomica, contenente l'inquadramento dell'opera proposta nella pianificazione e normativa ambientale vigente, nello specifico i dati e le informazioni di carattere ambientale territoriale e tecnico in cui vengono valutati i possibili effetti che il progetto può avere sull'ambiente e le misure che si intendono adottate per ottimizzare l'inserimento nel territorio circostante. La *relazione agronomica*, viene stesa da un tecnico agrario, e si compone di carta di uso del suolo, cartografie esplicative e una relazione dettagliata sull'analisi ambientale, del territorio e delle risorse umane, imprenditoriali e strutturali. Nella prima parte sono indicati l'inquadramento geografico, la geomorfologia ed idrografia, i lineamenti climatici, classificazione agronomica dei suoli, le attività agricole in atto e l'uso del suolo. Nella seconda sono presi in considerazione gli aspetti relativi alle risorse umane, strutturali ed imprenditoriali. Deve inoltre contenere l'indicazione della tipologia di coltura in atto nella zona di intervento e specificando se si tratta di coltivazioni finalizzate alla produzione di prodotti a Denominazione di Origine, e il calcolo della copertura dell'impianto fotovoltaico rispetto alla superficie agricola interessata dall'intervento, denominata come Superficie Agricola Utilizzabile (S.A.U.). Nel caso in cui il progetto di intervento possa avere un'incidenza significativa su un sito denominato come Sito di Importanza Comunitaria (SIC), Zone di Protezione Speciale (ZPS), Zone Speciali di Conservazione (ZSC) deve essere effettuata una *Valutazione di incidenza*, la quale descrive l'opera nell'ambito delle normative vigenti, delle opere di costruzione, dell'uso di risorse naturali, della produzione di rifiuti, dell'inquinamento e di disturbo ambientale, del rischio di incidenti riguardanti le tecnologie utilizzati, delle interferenze del progetto sul sistema ambientale considerando le componenti abiotiche, le componenti biotiche, le connessioni ecologiche; viene redatta con la consulenza di un biologo. Complessivamente, occorrono 3 giorni per elaborare e stendere la

relazione agronomica; essa viene iniziata in seguito alla relazione geotecnica effettuata dall'architetto, per comprimere i tempi di lavoro e iniziare il prima possibile l'iter autorizzativo.

Il progetto definitivo deve racchiudere anche la relazione geotecnica precedentemente redatta dall'architetto, nonché includere la relazione agronomica redatto da un agronomo in sede separata. Vengono assegnati 5 giorni per il completamento del documento ai fini dell'iter autorizzativo.

2. Procedura per l'iter autorizzativo

Le autorizzazioni necessarie per le opere di costruzione dell'impianto fotovoltaico sono rispettivamente l'autorizzazione a costruire e la connessione alla rete elettrica. La richiesta di permesso a costruire, essendo l'impianto di notevoli dimensioni, deve essere posta alla Provincia di Novara, e non al comune di Oleggio; questo perché l'impianto è a terra, occupa molto spazio di carattere agricolo anche se non adibito a colture particolari, e necessita della valutazione di impatto ambientale, poiché deve integrarsi perfettamente nel paesaggio circostante. Il progettista, insieme al committente, deposita presso gli uffici della provincia il progetto preliminare unito alla relazione agronomica, e alla domanda di permesso a costruire; per esplicitare tutte le pratiche, impiegano due giorni.

L'iter autorizzativo in Italia è molto complesso e lungo, può durare anche degli anni, anche se si riassume nel procedimento unico di autorizzazione. Se l'impianto fotovoltaico è di natura industriale, la cui energia prodotta viene destinata alla vendita, tutti i procedimenti di richiesta autorizzazione, licenze, concessioni o atti abitativi si riassume nel procedimento unico gestito dallo sportello unico per le attività produttive (SUAP), presente in tutti i comuni, anche sotto forma dello sportello unico per l'edilizia (SUE). Presentata la domanda unica presso lo SUAP, l'acquisizione di pareri delle pubbliche amministrazioni devono pervenire entro 90 giorni dalla data di ricevimento della domanda unica; il procedimento ordinario non può durare più di 5 mesi, decorrenti dalla data di ricezione della domanda unica. Per gli impianti per i quali non è necessaria alcuna autorizzazione, è sufficiente la Dichiarazione di Inizio Attività (DIA, oggi sostituita dalla SCIA), dove i termini vengono stabiliti dalle vigenti norme: comunicata alla pubblica amministrazione la propria intenzione ad avviare l'attività, il soggetto, generalmente decorso 30 giorni può darvi inizio, dandone notizia. Entro i 30 giorni (dalla data di protocollo), l'ufficio tecnico comunale può chiedere integrazioni o inibire l'inizio dei lavori per mancanza di documentazione o difformità rispetto alle norme vigenti e/o agli strumenti urbanistici. Il procedimento tramite autorizzazione unica non può durare oltre i 180 giorni. Per impianti integrati, parzialmente integrati o a terra, con potenze superiori ai 20 kW, è spesso richiesta la valutazione d'impatto ambientale, e nel caso di edifici di interesse storico, la valutazione alla costruzione da parte dei Beni culturali; costituisce parte integrante del procedimento di autorizzazione, e di norma il termine per il rilascio dell'atto è di 120 giorni, con la facoltà da parte della pubblica amministrazione di richiedere una proroga non superiore a 60 giorni. Tuttavia molte regioni hanno disciplinato la valutazione di impatto ambientale con proprie leggi ed atti amministrativi, così come tutte le disposizioni vigenti in materia edilizia e urbanistica, di tutela dei beni culturali, di tutela del paesaggio, in virtù dell'autonomia concessa dallo Stato in materia di energia e di governo del territorio.

2.1 Autorizzazione permesso a costruire

La regione Piemonte ha disciplinato le autorizzazioni necessarie come descritto in seguito:

“Non sono necessarie autorizzazioni alla produzione energetica, ma autorizzazioni relative alla presenza di vincoli di tipo ambientale, paesaggistico o architettonico sul sito in cui l'impianto viene inserito. Pertanto, in assenza di vincoli, per impianti di potenza inferiore a 20 kW (D.Lgs. 387/2003, art. 12 c. 5 modificato dalla L. 24/12/2007 n. 244) è in generale sufficiente la DIA (Denuncia di Inizio Attività) all'autorità locale (di solito il Comune), tranne i casi previsti dall'art.11 comma 3 del D. Lgs. 115/2008 (“impianti solari termici o fotovoltaici aderenti o integrati nei tetti degli edifici con la stessa inclinazione e lo stesso orientamento della falda e i cui

componenti non modificano la sagoma degli edifici stessi”), per i quali, indipendentemente dalla potenza, è sufficiente una comunicazione preventiva al Comune interessato. Nel caso di impianti fotovoltaici, come disposto dall’art. 5 del D.M. 19/2/07, il procedimento unico, di cui all’art. 12 del D.Lgs. 387/2003, non viene attivato qualora non siano richieste autorizzazioni e nel caso in cui sia necessario un solo provvedimento autorizzativo, comunque denominato. Può essere questo il caso, assai frequente, in cui, in assenza di vincoli sul sito, per la realizzazione e l’esercizio dell’impianto il proponente debba unicamente conseguire i titoli abilitativi dal punto di vista edilizio, di competenza comunale.”

Il tipo di vincoli che devono essere preventivamente verificati dal proponente del progetto sono i vincoli paesaggistici derivanti dal D.Lgs 42/2004 quindi: la compatibilità con il Piano d’Area per i Parchi; la compatibilità con il Piano di Assetto Idrogeologico (PAI) dell’Autorità di Bacino del Fiume Po in caso di fasce fluviali e dissesti; la compatibilità con il PRGC (carta di sintesi dell’utilizzazione urbanistica e della pericolosità geomorfologia, fasce di rispetto da strade, corsi d’acqua, depuratori, cimiteri), ai sensi della LR 56/77 - Uso e tutela del suolo. In caso di interferenza con corsi d’acqua considerati acque pubbliche, per esempio installazione su un ponte, deve essere richiesta autorizzazione idraulica (AIPO o Regione Piemonte). In caso di possibili incidenze su siti della Rete Natura 2000, quali: Siti di Importanza Comunitaria (SIC), Zone di Protezione Speciale (ZPS), Zone Speciali di Conservazione (ZSC), si richiede la valutazione d’incidenza, secondo quanto disposto dall’articolo 43 della L.R. 19/2009 (Regione Piemonte - Settore pianificazione e gestione aree protette). In caso di aree sottoposte a vincolo idrogeologico (R.D. 30/12/1923 n. 3267 e L.R. 45/89; L.R. 4/2009), è necessaria l’autorizzazione dell’Ente preposto, da individuare a seconda delle superfici e volumetrie interferite, nonché della presenza o meno di aree boscate (Comune, Provincia, Regione con parere vincolante del Corpo Forestale dello Stato). Se sussistono uno o più vincoli, la commissione di esame potrà richiedere l’avvio del procedimento di autorizzazione unica come descritto nel decreto legislativo 387/2003.

Per gli impianti industriali per la produzione di energia elettrica (ma anche vapore e acqua calda), come l’impianto fotovoltaico di Oleggio, devono essere sottoposti alla fase di verifica di valutazione di impatto ambientale; sono di norma i progetti di competenza della provincia, sia che ricadano in aree protette che in caso contrario. Recentemente la Legge n. 99 del 23/7/09 ha apportato una modifica che stabilisce la soglia di **1 MW** per l’assoggettamento a verifica ed eventuale valutazione di impatto ambientale di impianti industriali non termici per la produzione di energia, vapore ed acqua calda; questo solo nel caso in cui i pannelli sono integrati architettonicamente su edifici esistenti e si trovano in aree industriali. Quindi per l’impianto fotovoltaico di Oleggio occorrerà la fase di verifica della valutazione di impatto ambientale e la fase di valutazione di impatto ambientale stessa.

Nel marzo 2010 la regione Piemonte ha emanato un accordo sull’applicazione dei criteri per la semplificazione e la riduzione dei tempi di conclusione dei procedimenti autorizzativi per gli impianti fotovoltaici a terra; tale accordo prevede un massimo di 60 giorni per la fase di verifica della procedura di VIA, e un massimo di 90 giorni per la valutazione di impatto ambientale (VIA). Per la verifica di procedura di VIA il proponente deve presentare il progetto preliminare e la relazione agronomica; poiché il sito di costruzione non fa parte della rete regionale delle zone protette, non sarà necessaria la valutazione di incidenza. Occorrono circa 10 giorni alla conferenza dei servizi per esaminare il progetto presentato dal committente; ipotizzando che la commissione si riunisca entro i termini previsti dall’accordo, passeranno sessanta giorni per ottenere l’esito della verifica di procedura. Dopo l’esito positivo della prima verifica, il progettista si adopera per ottenere il punto di connessione da parte dell’azienda distributrice di energia elettrica; questo perché per la valutazione di impatto ambientale vengono richieste ulteriori documentazioni tecniche progettuali, fra cui la connessione alla rete elettrica e il preventivo di connessione.

2.2 Richiesta di connessione

Il progettista, insieme al cliente invia la documentazione del progetto preliminare all'impresa distributrice della zona, oppure, se la potenza in immissione nella rete supera i 10 MW, direttamente a Terna. La richiesta di connessione si compila sia on line che su documenti cartacei da consegnare alla sede dell'azienda elettrica; occorrono circa due giorni perché la domanda pervenga alla società elettrica. Alla presentazione della richiesta di connessione, il richiedente è tenuto a versare un corrispettivo per l'ottenimento del preventivo, definito per le fasce di potenza in immissione nella rete. La potenza in immissione deve essere in corrente alternata, quindi si considera la potenza nominale dell'inverter, dove, per impianti con più sottocampi e quindi inverter, sarà data dalla somma delle potenze degli inverter. Spesso come potenza in immissione viene considerata la potenza erogata dall'impianto fotovoltaico in corrente alternata, ottenuta come:

$$P_{CA} = 0,90 * P_{CC}$$

Dove

$$P_{CC} = 0,85 * P_{no\ minima} * \frac{I}{I_{STC}}$$

In base ai prospetti del gestore dei servizi elettrici, il corrispettivo da versare per ottenere il punto di connessione è pari a 2.500 €, data la potenza in immissione pari a 1.045 kW. Dalla ricezione della domanda di connessione, l'azienda elettrica ha un massimo di 60 giorni lavorativi per mettere a disposizione il preventivo di connessione, ottenuto in base all'analisi tecnica effettuata dallo staff di progettisti interni. Infatti il servizio di connessione è erogato in bassa tensione per potenze in immissione fino a 100 kW, mentre è erogato in media tensione per potenze in immissione fino a 6.000 kW; sopra tale valore, la connessione è erogata in alta o altissima tensione. I gestori di rete trasmettono all'autorità le condizioni contrattuali per l'erogazione del servizio, in modo da definire le soluzioni tecniche convenzionali adottate dal gestore di rete per la realizzazione della connessione, i tempi di risposta e le modalità di pagamento dei corrispettivi. Il corrispettivo per la connessione viene calcolato come il minimo valore tra:

$$A = CP_A * P + CM_A * P * D_A + 100 \quad e \quad B = CP_B * P + CM_B * P * D_B + 6000$$

Dove

$$CP_A = 35€/kW$$

$$CP_B = 4€/kW$$

$$CM_A = 90 €/kW*km$$

$$CM_B = 7,5 €/kW*km$$

$$P = \text{Potenza immissione pari a 1.045 kW}$$

$$D_A = \text{distanza tra punto di connessione e la più vicina cabina di trasformazione M/B, pari a 1 km}$$

$$D_B = \text{distanza tra punto di connessione e la più vicina cabina di trasformazione A/M, pari a 2 km}$$

Dai calcoli risulta

$$A = 130.782 \text{ €} \quad e \quad B = 25.864 \text{ €}$$

per cui il preventivo per la connessione da pagare sarà pari a 25.864 €.

Ipotizzando che l'analisi tecnica per elaborare la soluzione minima da impiantare duri tutti i 60 giorni previsti come limite massimo, l'azienda elettrica comunica il punto di connessione, la soluzione tecnica minima, e il preventivo di spesa dopo 60 giorni; il committente, ricevuta la documentazione, ha 45 giorni di tempo per accettare il preventivo di spesa. Per confermare l'accettazione del preventivo, l'azienda elettrica richiede di versare il corrispettivo tramite bonifico; per tale operazione, la banca deve compiere delle verifiche per le norme antiriciclaggio, dato l'alto importo del versamento, e quindi impiega circa 10 giorni a depositare i soldi sul conto dell'azienda

elettrica.

2.3 Relazione paesaggistica

Oltre al punto di connessione, la regione Piemonte richiede come documentazione una relazione paesaggistica, realizzata sulla base del Piano Paesaggistico regionale, un atto di pianificazione territoriale con specifica considerazione degli aspetti paesaggistici, che, sulla base di un'attenta analisi delle caratteristiche dei paesaggi presenti nell'intero territorio regionale, ne individua gli elementi di valore, i fattori di rischio o di degrado, gli obiettivi di qualità, e ne determina il regime d'uso e i criteri di gestione, allo scopo di predefinire le modifiche compatibili in relazione ai valori paesaggistici individuati. La *Relazione Paesaggistica* è un documento di progetto con specifica considerazione degli aspetti paesaggistici, che evidenzia, attraverso una corretta descrizione delle caratteristiche dell'intervento, gli impatti sul paesaggio, nonché gli elementi di mitigazione e di compensazione necessari, al fine di verificare la conformità dell'intervento proposto alle prescrizioni contenute nel Piano Paesaggistico. La Relazione Paesaggistica deve dimostrare la coerenza del progetto con le finalità di conservazione, valorizzazione e riqualificazione indicate dal Piano Paesaggistico per il particolare contesto interessato, dando conto dello stato dei luoghi prima dell'esecuzione delle opere previste, delle caratteristiche progettuali dell'intervento, e dello stato dei luoghi dopo l'intervento. I contenuti della Relazione Paesaggistica hanno il compito di illustrare, in maniera chiara, adeguata e sintetica, il processo progettuale seguito nel corso dell'elaborazione di ogni proposta di trasformazione, sia essa di conservazione, che di innovazione o di riqualificazione, e di rendere espliciti i motivi alla base delle scelte di progetto. È quindi composta dalla documentazione seguente:

- Elaborati di analisi dello stato attuale (descrizione dei caratteri paesaggistici del contesto paesaggistico e dell'area di intervento, livelli di tutela operanti nel contesto paesaggistico e nell'area di intervento, rappresentazione fotografica del contesto paesaggistico e dell'area di intervento);
- Elaborati di progetto (inquadramento generale, area di intervento, opere in progetto);
- Elementi per la valutazione di compatibilità paesaggistica (simulazione stato modificato, previsione degli effetti sul paesaggio, opere di mitigazione e/o misure di compensazione).

Tale relazione viene stesa considerando che, nelle zone attigue all'impianto fotovoltaico, il terreno è di uso agricolo; per una buona integrazione dell'impianto, si considera di circondarlo di alberi senza che questi ombreggino la superficie captante. L'architetto impiega 10 giorni per stenderla, dato che deve recuperare le carte e studiare attentamente le azioni di mitigazione.

2.4 Relazione geologica

Un altro documento necessario alla valutazione di impatto ambientale è la relazione geologica, contenente l'ubicazione e la morfologia dell'area, i vincoli, i quadri normativi, l'inquadramento geologico, geomorfologico e idrogeologico, potenziali fenomeni di dissesto, assesto litostratigrafico locale, determinazione dei parametri geotecnici, classificazione e valutazione dell'azione sismica. Dalle carte morfologiche della regione, si evince che il territorio del comune di Oleggio è costituito da depositi fluvio-glaciali sia antichi alterati, sia con alterazione scarsa o nulla, che nel corso del tempo hanno modellato il territorio con fenomeni di continuo accumulo ed erosione; ad oggi l'assetto geomorfologico presenta ampi terrazzi sub pianeggianti, e fasce spondali determinate dai corsi d'acqua. Vi sono grandi sedimenti, costituiti da ghiaie grossolane e ciottoli, ghiaie sabbiose, sabbie limose e torbe; il territorio presenta ridotti strati di alterazione con depositi di ridotto spessore, mentre nella parte alterata presenta strati di notevole spessore di colore giallo rossastro. Dal punto di vista fisiografico, il territorio presenta una debole pendenza (circa il 0,18%) verso sud-sudest: si passa da quote massime di circa 194 m s.l.m. in corrispondenza del terrazzo morfologicamente più alto, cioè quello del Complesso di Oleggio, a quote minime di circa 132 m s.l.m., in corrispondenza del F. Ticino, verso il limite comunale meridionale.

Capitolo 3. Progettazione di base

Da un punto di vista del reticolo idrografico superficiale, all'interno del territorio comunale il corpo idrico preponderante è costituito dal Fiume Ticino che delimita il comune verso Est; il confine occidentale è invece delimitato dal Torrente Terdoppio che costituisce il secondo corso d'acqua in ordine di importanza caratterizzato da dimensioni più modeste rispetto al fiume Ticino. È inoltre presente una fitta rete di rogge, fossi, etc. utilizzata a scopo irriguo per la coltivazione dei campi. Dal punto di vista idrogeologico, il territorio comunale è interessato da una falda freatica molto ricca con una direzione di flusso da nord-nordovest a sud-sudest, che tende a ruotare gradualmente verso la direzione nordovest-sudest; il fiume Ticino, infatti, svolge un'azione drenante nei confronti della falda acquifera superficiale.

Per quanto riguarda la pericolosità geomorfologica, il territorio comunale è suddiviso in classi di idoneità geologica alla trasformazione urbanistica in relazione ai vincoli esistenti. Per quanto riguarda la classe I, vengono considerate tali le porzioni di territorio dove le condizioni di pericolosità geomorfologica sono tali da non porre limitazioni alle scelte urbanistiche. In questa classe è inclusa la porzione di territorio comunale, coincidente con la zona pianeggiante, che non presenta problematiche dal punto di vista urbanistico. Le nuove edificazioni nei territori inclusi in questa classe sono comunque da ritenersi soggette a eventuali vincoli presenti, quali ad esempio quello relativo alla salvaguardia dei pozzi idropotabili. La classe II comprende porzioni di territorio nelle quali le condizioni di moderata pericolosità geomorfologica possono essere agevolmente superate attraverso l'adozione ed il rispetto di modesti accorgimenti tecnici realizzabili a livello di progetto esecutivo esclusivamente nell'ambito del singolo lotto edificatorio o dell'intorno significativo circostante. Tali interventi non dovranno in alcun modo incidere negativamente sulle aree limitrofe, né condizionarne la propensione all'edificabilità. Nello specifico la problematica è legata alla bassa soggiacenza della falda freatica con conseguente diminuzione delle caratteristiche geotecniche; in particolare le aree in cui la soggiacenza della falda superficiale porti alla diminuzione delle caratteristiche geotecniche dei terreni. Come prescrizioni generali, devono essere rispettate le norme del D.M. 11.03.88 "Norme tecniche riguardanti le indagini sui terreni e sulle rocce, la stabilità dei pendii naturali e delle scarpate, i criteri generali e le prescrizioni per la progettazione, l'esecuzione e il collaudo delle opere di sostegno delle terre e delle opere di fondazione". Le costruzioni di nuova fattura devono essere edificate ad almeno 10 metri dal corso d'acqua, ovvero evitando le fasce di rispetto per qualsiasi corso d'acqua presente nel comune; non è possibile coprire i corsi d'acqua per l'attraversamento, ma dovranno essere realizzati ponti adeguati e le recinzioni e i muri di contenimento dovranno essere realizzati in modo da non provocare restringimenti della sezione di deflusso, e devono consentire l'accesso all'alveo del corso d'acqua per le operazioni di manutenzione e pulizia.

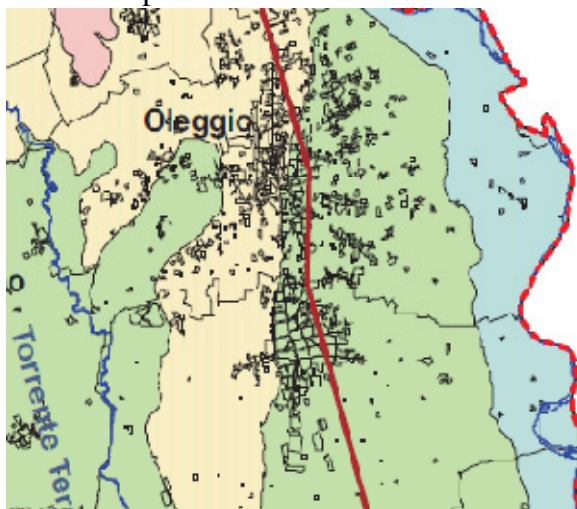


Figura 12. Carta geologica del comune di Oleggio.

La relazione geologica deve inoltre essere corredata da apposite carte esplicative, tra cui la carta geomorfologica, la carta idrogeologica, la carta litologica. Il geologo redige la relazione geologica dopo appositi studi sul campo, impiegando una decina di giorni.

2.5 Studio di impatto ambientale

Consiste nell'insieme degli studi e analisi ambientali volto a valutare gli impatti specifici e complessivi delle diverse alternative, per definire la soluzione progettuale ritenuta più compatibile con l'ambiente, e i possibili interventi di mitigazione e compensazione ambientale. Lo studio è organizzato nei quadri programmatico, progettuale e ambientale:

- **Programmatico:** contiene l'illustrazione del progetto in relazione alla legislazione, pianificazione e programmazione vigenti di riferimento, nonché in relazione alle sue finalità e agli eventuali riflessi in termini di vincoli e opportunità sul sistema economico e territoriale. Deve essere valutata la coerenza con la pianificazione territoriale paesaggistica e urbanistica, con la pianificazione territoriale provinciale, la pianificazione urbanistica comunale. Devono essere descritte le finalità e le motivazioni strategiche dell'opera proposta, e le modalità con cui soddisfa la domanda esistente; in particolare devono essere descritti l'inserimento del progetto nello scenario energetico di riferimento a scala regionale, il contributo atteso in termini di riduzione delle emissioni di CO₂. Contiene inoltre l'indicazione dei costi da sostenere preventivati e i benefici stimati derivanti dalla realizzazione dell'intervento, anche in termini socio-economici. Infine deve essere presente la descrizione dell'attuale destinazione d'uso dell'area e dei vincoli di varia natura esistenti nell'intera zona, con particolare riferimento al piano idrogeologico regionale, alle aree naturali protette, alla rete natura 2000, al piano dei beni culturali e paesistici.
- **Progettuale:** contiene la descrizione delle soluzioni alternative strategiche, tecnologiche e localizzative considerate, inclusa l'ipotesi di non realizzazione del progetto, con l'indicazione dei motivi principali della scelta compiuta, tenendo conto dell'impatto ambientale; la descrizione delle caratteristiche progettuali tecnologiche e dimensionali dell'opera o intervento, nonché delle esigenze di utilizzazione del suolo e delle altre risorse durante le fasi di costruzione e di esercizio. Inoltre devono essere descritte le principali caratteristiche della struttura dell'impianto con riferimento a componenti principali, principi di funzionamento, natura e qualità dei materiali impiegati; per quanto riguarda le soluzioni tecnologiche prescelte, devono riferirsi alle migliori disponibili sul mercato per ridurre le emissioni di inquinanti e minimizzando le fonti di impatto. Si richiede inoltre la caratterizzazione della tipologia e della quantità di residui delle emissioni previste risultanti dalla costruzione, dall'esercizio dell'impianto dalla dismissione e bonifica del sito; in particolare si richiede una relazione di dismissione dell'impianto al termine della sua vita utile, con recupero dei materiali, e di ripristino dell'area comprensivo delle opere di recupero agronomico. Infine si richiede l'analisi di rischio di incidente durante la costruzione, esercizio e dismissione dell'area; in particolare la descrizione delle modalità adottate per garantire il ricircolo dell'aria al di sotto dei pannelli onde evitare principi d'incendio, stima dei possibili fenomeni di abbagliamento, protezione contro le sovracorrenti, sovratensioni, contatti diretti e indiretti.
- **Ambientale:** contiene l'analisi della qualità ambientale con riferimento alle componenti ambientali potenzialmente soggette a impatto del progetto proposto, ovvero la popolazione, la fauna, la flora, il suolo, le acque superficiali e sotterranee, l'aria, il paesaggio, l'ambiente urbano e rurale, il patrimonio agroalimentare. Il quadro ambientale richiede anche la descrizione degli effetti positivi e negativi, diretti e indiretti, a breve e lungo termine che la realizzazione dell'impianto comporta sull'ambiente, nonché la stima degli effetti cumulativi degli impatti nel tempo e con le altre fonti di impatto presenti sul territorio, con particolare riferimento alle sorgenti di fonti elettromagnetiche quali l'elettrodotta di collegamento alla rete. Si richiedono la descrizione delle misure previste per evitare, ridurre, compensare gli

Capitolo 3. Progettazione di base

effetti negativi del progetto dal punto di vista ambientale, con allegato una proposta di gestione dell'area; inoltre si richiedono le misure previste per il monitoraggio delle caratteristiche pedologiche del suolo, e la descrizione dell'impatto sugli elementi culturali e paesaggistici presenti e delle misure di mitigazione e di compensazione necessarie.

Oltre a tali quadri, lo studio di impatto ambientale deve contenere in allegato le cartografie di inquadramento territoriale, la planimetria catastale dell'area dell'impianto, l'inserimento dell'intervento relativamente ai principali strumenti di pianificazione e urbanistica, quali piano territoriale regionale, piano di coordinamento provinciale, carta di vincolo idrogeologico, carta del vincolo paesaggistico ambientale, carta delle aree vincolate, carta delle capacità d'uso del suolo, carta della rete ecologica, carta di classificazione acustica, eventuali altre cartografie. Lo studio ambientale viene steso da un tecnico abilitato iscritto all'albo; per la stesura occorrono le relazioni geologiche e paesaggistiche, nonché il progetto preliminare, che il tecnico analizza interamente in una settimana per poter stendere lo studio d'impatto ambientale, per il quale vengono assegnati circa una decina di giorni affinché il documento sia pronto.

Una volta che sono presenti tutti i documenti per la fase di valutazione della procedura di impatto ambientale, il project manager invia tutta la documentazione relativa al punto di connessione elettrica, alla relazione paesaggistica, alla relazione geologica, allo studio di impatto ambientale. La commissione dei servizi deve esaminare l'intero progetto entro il limite massimo di 90 giorni, per deliberare l'esito alla costruzione; ipotizzando che non vengano richieste proroghe per esaminare ulteriormente il progetto e che la valutazione finale venga emessa entro i limiti massimi, occorreranno 90 giorni per ottenere l'esito positivo del progetto. Il giorno successivo il proponente riceve la comunicazione dell'esito, e il permesso alla costruzione dell'impianto.

3. Progettazione di base

Il committente, a questo punto istituisce la gara d'appalto, inviando tutta la documentazione circa il punto di connessione e il progetto preliminare a tutte le ditte partecipanti; ogni azienda dovrà presentare il proprio progetto esecutivo di base allegando il preventivo dei costi, il programma dei lavori, i fornitori di cui si avvale, le ditte appaltatrici, il piano di sicurezza e di manutenzione. Tra le aziende partecipanti vi è anche ElettraEnergia, l'azienda che aveva steso il progetto preliminare e definitivo.

La progettazione di base si suddivide nei dimensionamenti di massima dei sistemi fotovoltaico, elettrico, di monitoraggio; per ognuno di essi, il progettista esegue un primo dimensionamento dei componenti principali, per poi avviare il processo di fornitura con le richieste di offerta. Infatti il progettista stende la *specificata tecnica*, un documento che definisce le caratteristiche tecniche del componente, quali dimensioni, prestazioni, condizioni di lavoro, materiali, caratteristiche ambientali di funzionamento, modalità e prova di collaudo, norme di riferimento, imballaggio, marchiatura ed etichettatura. Occorre circa un giorno per la stesura del documento da parte del progettista; in seguito stende la *richiesta d'offerta*, un documento diretto ai possibili fornitori del componente, in cui oltre alle specifiche tecniche del componente, il progettista richiede al fornitore il costo del componente e le tempistiche di spedizione del componente. Non viene preso in esame un solo fornitore, ma diversi, per ottenere l'offerta migliore dal punto di vista economico e tecnico; le richieste d'offerta non sono vincolanti: sono semplicemente richieste di disponibilità a fornire il componente con le caratteristiche prescelte dal progettista, ma non sono contratti veri e propri. Infatti tutta la progettazione di base non viene retribuita dal committente, perché la gara d'appalto assegnerà la commessa a un solo partecipante, al quale verrà pagata anche l'ingegneria di base, mentre per tutte le altre aziende non vi sarà retribuzione. Per questo motivo, la progettazione di base deve essere veloce, accurata ma non nel dettaglio, e impiegare il minor numero di risorse possibili, dato che se non si vince la gara, tutte le ore spese non vengono pagate. Il fornitore esamina la richiesta d'offerta e invia entro una settimana una risposta all'azienda in cui specifica il costo e le tempistiche di fornitura; la segreteria dell'ufficio acquisti riceve tutte le risposte alle richieste

d'offerta, le raccoglie suddividendo le caratteristiche tecniche e le caratteristiche economiche, e le presenta al progettista, il quale le esamina attentamente per scegliere il componente più promettente sia dal punto di vista tecnico che economico, per inserirlo nella progettazione di base. Dopo la scelta, il progettista elabora il *data sheet* del componente: si compone dei dati del costruttore, nome e codice del componente, immagini da diverse angolazioni, breve descrizione del componente con le caratteristiche tecniche e le omologazioni a cui risponde, ultima revisione del documento, disegni del componente, istruzioni sull'impiego, valori limite delle caratteristiche elettriche e meccaniche, grafici di risposta a sollecitazione esterne, informazioni sull'acquisto, modalità d'imballaggio, eventuali copyright. Spesso presentano le note applicative, esempi di applicazioni sull'uso di un componente con schemi, informazioni e consigli sulla realizzazione ottimale del collegamento, formule per il calcolo di componenti collegati.

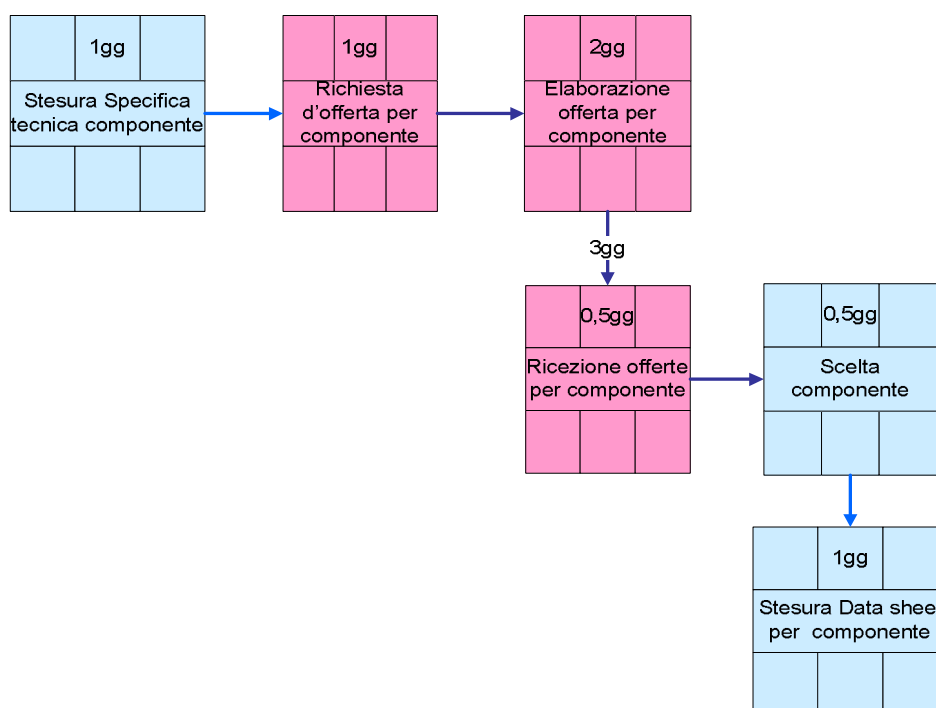


Figura 13. Ciclo di ingegneria per la fornitura del componente.

La progettazione di base inizia dal componente fondamentale dell'impianto: il modulo fotovoltaico. Il progettista, insieme al project manager, deve innanzi tutto eseguire una prima ricerca di mercato sui moduli fotovoltaici esistenti in commercio, per individuare i più performanti con un adeguato rapporto qualità prezzo, e un tempo di consegna che permetta di iniziare la fase di costruzione in tempo. Presa una decisione, il progettista stende lo schema unifilare di massima, un primo dimensionamento elettrico di come dovrà essere collegato l'impianto; tale documento è fondamentale perché da questo i progettisti responsabili di disciplina possono dimensionare rispettivamente il sistema fotovoltaico, il sistema elettrico e il sistema di monitoraggio, indipendentemente dagli altri colleghi. Ogni sistema viene dimensionato, e per ogni componente principale viene attivato il processo di richiesta d'offerta precedentemente descritto; al termine dei dimensionamenti il project manager insieme ai progettisti capo stende nuovamente lo schema unifilare di massima o single line diagram, in base alle caratteristiche elettriche di ogni componente. Nel frattempo l'ufficio acquisti richiede a diverse ditte di presentare un'offerta per i lavori di montaggio che dovranno essere eseguiti; essendo le opere da eseguire di carattere elettrico, civile e meccanico, le ditte possono essere diverse per ciascuna tipologia, oppure, un'unica ditta che possa eseguire tutti i lavori. Giunti a questo punto, i progettisti stendono tutti i documenti tecnici necessari a presentare l'offerta tecnica, mentre allo stesso tempo l'ufficio commerciale si occupa di stendere l'offerta commerciale per la gara d'appalto, entro le scadenze richieste dal committente.

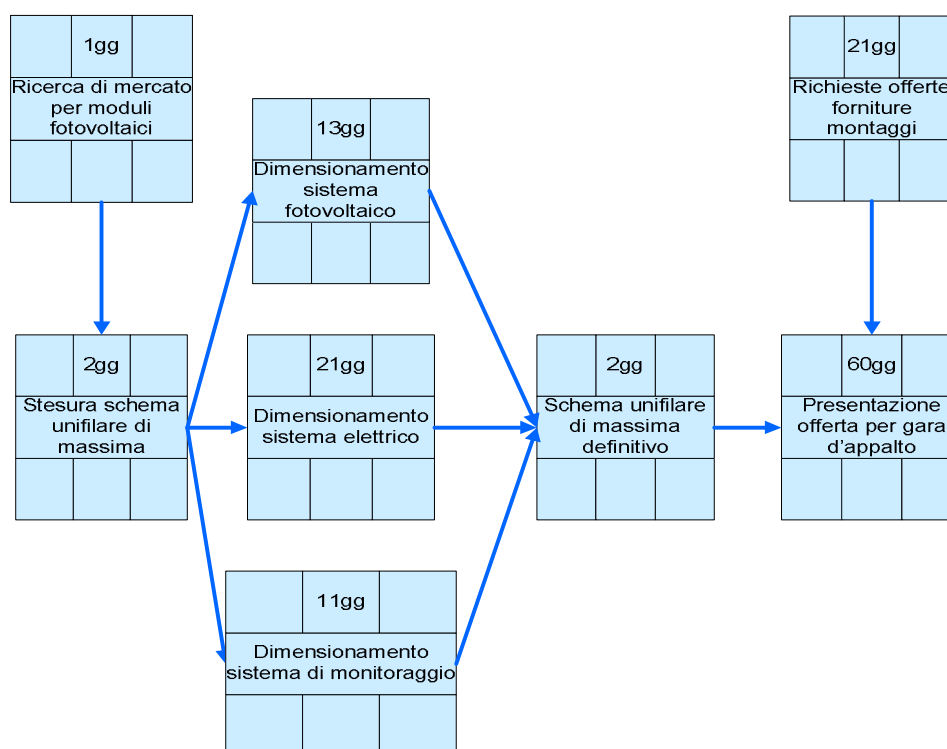


Figura14. Schema del dimensionamento di massima dell'impianto.

3.1 Ricerca di mercato per i moduli fotovoltaici

Il progettista elettrico insieme al project manager, esegue una ricerca di mercato dei moduli fotovoltaici disponibili in commercio, basandosi anche sui dati consegnati dal committente all'inizio della gara d'appalto. Infatti i moduli fotovoltaici possono anche essere diversi da quelli descritti nel progetto definitivo in sede di iter autorizzativo, ma devono rispecchiare le caratteristiche principali quali potenza e curva di tensione-corrente.

La cella rappresenta la base di un sistema fotovoltaico; diversi sono i materiali di cui può essere costituita, ma ben l'80% delle celle attualmente disponibili sul mercato sono realizzate in silicio mono o policristallino, l'altro 20% è coperto principalmente dalla tecnologia amorfa. Le celle costituite da sottili cristalli di silicio sono molto fragili e dunque poco resistenti a sforzi meccanici o deformazioni, per cui sono posate su dei supporti rigidi per poi essere assemblate in serie con i relativi collegamenti elettrici in modo da formare un modulo fotovoltaico. Solitamente si usano moduli fotovoltaici in *silicio policristallino* perché ha alte rese con costi contenuti; altri molto usati sono quelli in *silicio monocristallino*, anche se sono maggiormente costosi a causa del costo di lavorazione. Vi sono poi i moduli in *silicio amorfo*, in cui il film fotovoltaico è molto sottile, e quindi molto utilizzato per applicazioni in cui la tecnologia cristallina risulta non idonea; spesso sono utilizzati come rivestimento di elementi architettonici, poiché non necessitano di retro ventilazione, e consentono notevoli risparmi economici, anche se la resa è inferiore. Vi sono poi moduli *ibridi* tra silicio monocristallino e amorfo, aventi i due lati della cella perfettamente simmetrici, per cui è possibile generare corrente sfruttando entrambi i lati; grazie a questa peculiarità tali celle sono particolarmente interessanti per le installazioni integrate in architettura, in particolare nei casi di condizioni climatiche non favorevoli in cui risulta comoda la possibilità di captazione da entrambi i lati della cella, sfruttando così anche le componenti di riflessione. Altri vantaggi di queste celle sono rappresentati dagli spessori minori nonché dalla minore sensibilità alle alte temperature rispetto alle altre tecnologie.

Altre tipologie di moduli fotovoltaici sono ancora poco utilizzate perché sperimentali, ma dai risultati ottenuti in laboratorio appaiono molto promettenti; essi sono:

- I moduli *in telloruro di cadmio*, con buone efficienze ma in cui il processo di realizzazione delle celle è tuttora sperimentale, dove la tecnologia ha ancora ampi spazi di progresso.

Capitolo 3. Progettazione di base

- I moduli CIS (*Copper Indium Diselenide*) in "Diseleniuro di Rame e Indio" ($CuInSe_2$), poco costosi perché utilizzano materiali meno cari del silicio e una tecnologia di produzione più economica, hanno una resa fotovoltaica molto elevata perché in caso di ombreggiamento parziale la sua produttività ha un minor calo che nel caso di moduli a silicio, a pari potenza installata; hanno però dimensioni maggiori.
- I moduli CIGS (*Copper indium Gallium Diselenide*) in Diseleniuro di Rame, Indio, e Gallio, sono evoluzioni dei moduli CIS che consentono di aumentare l'efficienza di conversione grazie all'aggiunta di un elemento chimico nel composto; la resa è molto elevata, il costo di produzione inferiore al silicio ma maggiore dei moduli CIS, hanno un degrado di potenza nel tempo molto simile ai moduli in silicio.
- I moduli CIGSS (*Copper indium Gallium Sulfur Diselenide*) in Diseleniuro di Rame, Indio, Zolfo e Gallio, sono un'ulteriore evoluzione dei CIGS in cui lo zolfo consente di aumentare ulteriormente l'efficienza di conversione; attualmente in commercio ci sono pannelli di forma cilindrica, che catturano la luce a 360° attraverso luce diretta, indiretta e diffusa, installati su tetti piani e in grado di raggiungere efficienze vicine al 20%, se viene posto un rivestimento riflettente sotto i tubi.

La scelta dei moduli dipende strettamente da alcuni principali fattori di scelta: il costo, la reperibilità, le prestazioni del modulo fotovoltaico, il tipo di utilizzo. Infatti, essendo i moduli valutati in €/W, il principale fattore di discriminazione rimane il costo di acquisto (solitamente si aggirano intorno ai 1,5 €/W); un altro fattore molto importante sono i tempi di reperibilità dei moduli, poiché ogni azienda produttrice ha i suoi tempi di consegna, dipendenti strettamente dal piano ordini. Le aziende molto grosse possono predisporre la consegna di 1MW al mese, ma spesso il tempo di consegna è molto più elevato. Per quanto riguarda le prestazioni, dai data sheet reperibili in rete, si valutano le prestazioni del modulo in termini di efficienza. I moduli si configurano come componenti a due terminali aventi una curva caratteristica di generazione di tensione-corrente; fissato il livello di irraggiamento del campo fotovoltaico, spostandosi a diversi valori di tensione e intercettando la curva caratteristica si ottiene la potenza erogata in ogni punto, secondo la relazione

$$P(V) = I(V) * V$$

Il punto di massima potenza, o Maximum Power Point (MPP) in condizioni standard prende il nome di potenza di picco W_p . La corrente dipende dal livello di irraggiamento, mentre la tensione dipende dalla temperatura del modulo fotovoltaico; l'efficienza del modulo decresce se la temperatura della cella cresce. Infatti la temperatura della cella è definita come

$$T_{cella} = T_{amb} + \frac{G * (T_{NOCT} - T_{amb})}{P_{sole}}$$

Dove

T_{amb} = temperatura ambiente reale

G = irraggiamento solare in condizioni standard

T_{NOCT} = temperatura cella in condizioni operative nominali (45 – 50 °C)

P_{sole} = irraggiamento solare reale

Un'ulteriore prestazione fondamentale dei moduli fotovoltaici è l'efficienza di conversione, una caratteristica non sempre presente nelle schede tecniche reperibili in rete, e quindi da calcolare; solitamente è data dal rapporto tra potenza massima della cella e potenza della radiazione incidente sulla superficie frontale, oppure come:

$$\eta = U_{max} * \frac{I_{max}}{P_{sole}}$$

Per η elevati, la superficie richiesta dall'impianto sarà minore. Un buon modulo fotovoltaico in policristallino raggiunge un'efficienza di conversione pari al 14 - 15%; solitamente per applicazioni di impianti fotovoltaici a terra si scelgono moduli in silicio policristallino, per il costo minore

rispetto ai moduli in silicio monocristallino, per la maggior durabilità delle celle fotovoltaiche, e per l'efficienza di conversione molto buona.

3.2 Stesura Single Line Diagram di massima

Dopo aver effettuato la ricerca sui moduli fotovoltaici e aver scelto la tipologia, il progettista stende il single line diagram o schema elettrico unifilare di massima, in cui devono essere presenti i componenti principali dell'impianto fotovoltaico collegati tra loro. Per impianti connessi in rete, è presente:

- il generatore fotovoltaico o campo fotovoltaico, ovvero l'insieme di moduli fotovoltaici collegati in serie a formare le stringhe, e in parallelo a formare i sottocampi fotovoltaici per ottenere la tensione in ingresso al gruppo di conversione;
- l'inverter, o gruppo di conversione, un'apparecchiatura elettronica che converte la corrente continua fornita da generatore fotovoltaico in corrente alternata per la connessione alla rete;
- il dispositivo del generatore, un dispositivo installato a valle dei terminali di ciascun campo fotovoltaico dotato di un proprio sistema di conversione, tale da escludere la condizione di circuito aperto.
- il dispositivo di interfaccia per impianti connessi in rete; tale dispositivo viene installato per assicurare la separazione tra i gruppi di produzione di energia elettrica e la rete pubblica, e prevede delle specifiche protezioni di interfaccia. Viene solitamente installato tra il collegamento alla rete utente in isola (se prevista) e la rete utente connessa in rete.

Prima del collegamento alla rete nazionale lo schema unifilare prevede il dispositivo generale, un dispositivo installato all'origine della rete del cliente produttore e cioè immediatamente a valle del punto di consegna dell'energia elettrica dalla rete nazionale. Il dispositivo, in condizioni di "aperto", esclude l'intera rete del cliente produttore dalla rete pubblica. Infine, per collegare la rete utente alla rete nazionale viene previsto il punto di consegna, dove sono solitamente installati gli apparecchi di misura e consegna dell'energia elettrica. La connessione alla rete nazionale può essere fatta in bassa, media, alta, e altissima tensione, in base alla comunicazione del punto di connessione da parte del gestore della rete. Solitamente per impianti da 1 MW di potenza si esegue il collegamento in media tensione, ma vi sono casi di collegamenti in alta tensione dovuti a esigenze dell'azienda di distribuzione dell'energia elettrica.

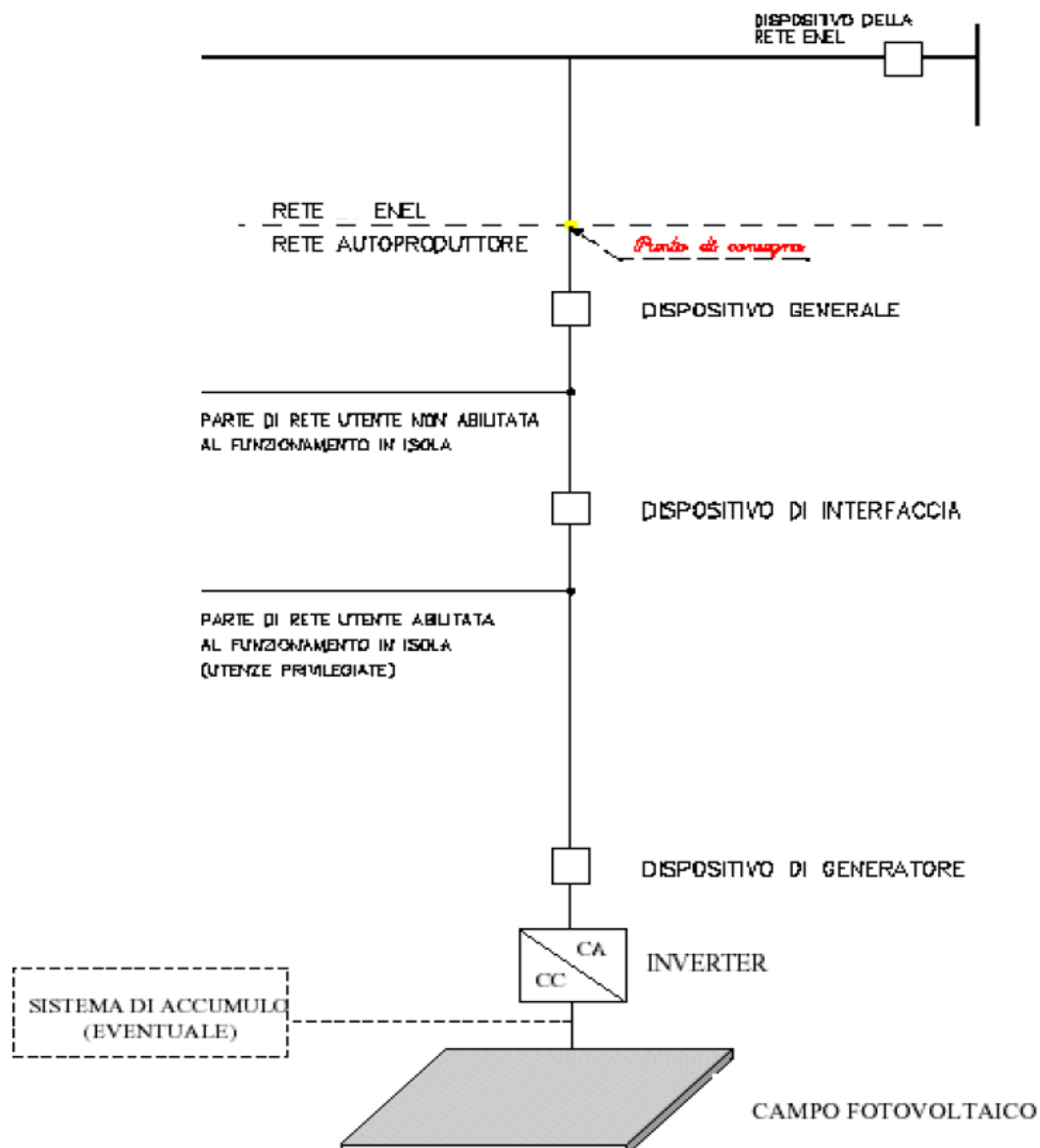


Figura 15. Esempio di schema elettrico unifilare.

Occorrono circa 2 giorni al progettista per stendere lo schema elettrico unifilare in accordo con quanto deciso insieme agli altri progettisti responsabili di disciplina e in base alla documentazione circa il punto di connessione. Successivamente ogni disciplina procede al dimensionamento di massima del sistema di propria competenza, per cui il progettista capo meccanico provvede al dimensionamento del sistema fotovoltaico, il progettista capo elettrico al dimensionamento del sistema elettrico, il progettista capo dell'automazione al dimensionamento del sistema di monitoraggio.

3.3 Dimensionamento sistema fotovoltaico

Il dimensionamento del sistema fotovoltaico prevede la stesura del layout dell'intero impianto e la successiva relazione di producibilità energetica; successivamente partono i processi di richiesta d'offerta per i moduli fotovoltaici e per le strutture di sostegno.

Per il dimensionamento e la stesura del *layout del sistema fotovoltaico* si devono considerare principalmente i criteri di:

- massimizzazione della captazione solare mediante il posizionamento ottimale dei moduli su struttura e la limitazione degli ombreggiamenti esistenti per quanto sia possibile;

Capitolo 3. Progettazione di base

- rispetto dell'efficienza media operativa del generatore fotovoltaico e dell'impianto fotovoltaico;
- garanzia del decadimento delle prestazioni dei moduli non superiore al 10% della potenza nominale per 12 anni e non superiore al 20% dell'arco di 20 anni; tale garanzia la deve assicurare il fornitore dei moduli, tramite prove in laboratorio e certificazioni d'idoneità rilasciate dallo stesso.

In base alle dimensioni dei moduli scelti, alla planimetria del terreno, ai dati di irraggiamento solare annuale del sito, ai rilevamenti compiuti con il diagramma solare, si determinano la posizione ottimale dei moduli, l'orientamento che devono assumere, l'inclinazione, in modo da assicurare la massima captazione solare, e quindi la maggior produttività possibile.

L'inclinazione del modulo aumenta la radiazione diretta e ne favorisce la pulitura naturale mediante la pioggia; in Italia, l'inclinazione ottimale è data dalla coordinata di latitudine del sito diminuito di 10° . Per il sito di Oleggio, la latitudine è pari a 45.36°N , quindi l'inclinazione ottimale dei moduli risulterà pari a circa 35° . L'orientamento dipende strettamente dall'orientamento del terreno; se questo non è orientato perfettamente verso Sud, l'angolo di azimut è diverso da zero, e diminuisce la quantità di energia giornaliera raccolta dal generatore. I moduli sono collegati in serie per formare le stringhe di campo; entro una stessa stringa l'orientamento e l'inclinazione dei moduli deve essere la stessa, perché la corrente deve essere uguale tra i moduli di una stessa stringa, mentre tali caratteristiche possono differire tra stringhe diverse. Infatti, il progettista analizza come disporre i moduli sul terreno in base alla forma di quest'ultimo; per forme irregolari si devono prevedere stringhe di dimensioni tali da adattarsi ottimamente all'area disponibile, per cui potrebbero esistere stringhe costituite da un modulo orientato e inclinato diversamente dagli altri.

Per impianti a terra, la planimetria deve valutare anche la distanza tra le file in modo da non creare auto ombreggiamenti. La disposizione dei pannelli in file parallele consente piena libertà nella scelta dell'inclinazione dei moduli ma ha alcune contro indicazioni: i pannelli non raccolgono la radiazione riflessa dal suolo (con l'esclusione della prima fila); i pannelli raccolgono una parte ridotta della radiazione diffusa a causa del fatto che l'angolo di cielo visto da ciascun pannello è limitato dalla presenza delle altre file; i pannelli possono ombreggiarsi a vicenda. Occorre pertanto distanziare le file in modo che non si ombreggino durante le ore centrali della giornata, quando maggiore è il contributo all'energia che viene convertita.

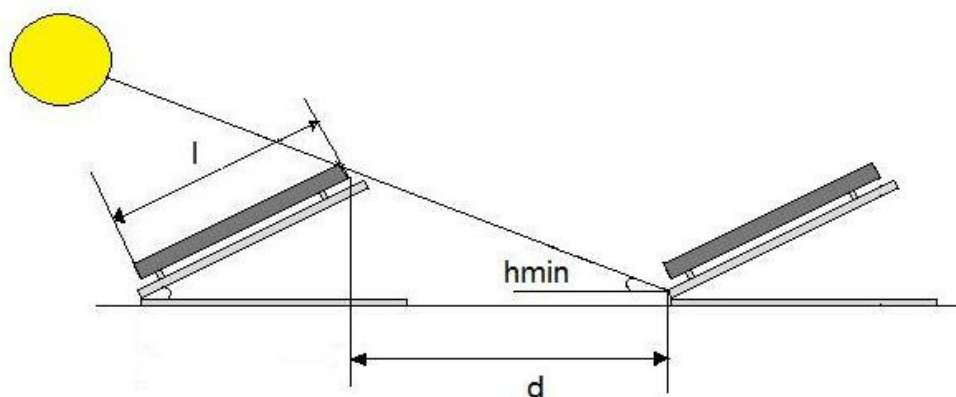


Figura 16. Esempio di disposizione corretta delle stringhe sul campo fotovoltaico.

Se i moduli sono inclinati, le stringhe di moduli devono essere distanziate tra loro per minimizzare le ombre che ogni fila genera sulla successiva, ovvero gli auto-ombreggiamenti, soprattutto per impianti a terra in cui i moduli sono sicuramente inclinati rispetto all'orizzontale. Innanzi tutto si orientano le file verso Sud, imponendo che a mezzogiorno del solstizio d'inverno (21 dicembre) le file non si ombreggino tra loro; è possibile correlare la distanza tra le file d alla lunghezza l e all'inclinazione $tilt$ dei moduli secondo la relazione:

Capitolo 3. Progettazione di base

$$d = l * \frac{\text{sen}(\text{tilt})}{\tan(h_{\text{min}})}$$

Dove h_{min} è l'altezza solare a mezzogiorno al solstizio d'inverno, ed è la minima nel corso dell'anno alle ore 12.00, ricavabile come

$$h_{\text{min}} = 90^\circ - L - \delta$$

Tuttavia, tale formula vale nel caso di file mono pannello fotovoltaico; nel caso di file con più moduli, l'utilizzo della formula comporta la perdita di producibilità per auto-ombreggiamenti, che può raggiungere valori del 6% in funzione della larghezza della fila. Anche nel caso in cui le stringhe di moduli siano non inclinate, devono essere lasciate delle distanze tra le file per consentire i camminamenti necessari all'installazione dei moduli e alle successive manutenzioni. Per un'analisi approfondita e accettabile, si utilizza un apposito software di modellazione, che consente di disegnare tutti gli ostacoli presenti sul terreno e di simulare l'andamento dell'impianto in funzione del percorso del sole, sia nelle situazioni di minimo irraggiamento che in quello massimo.

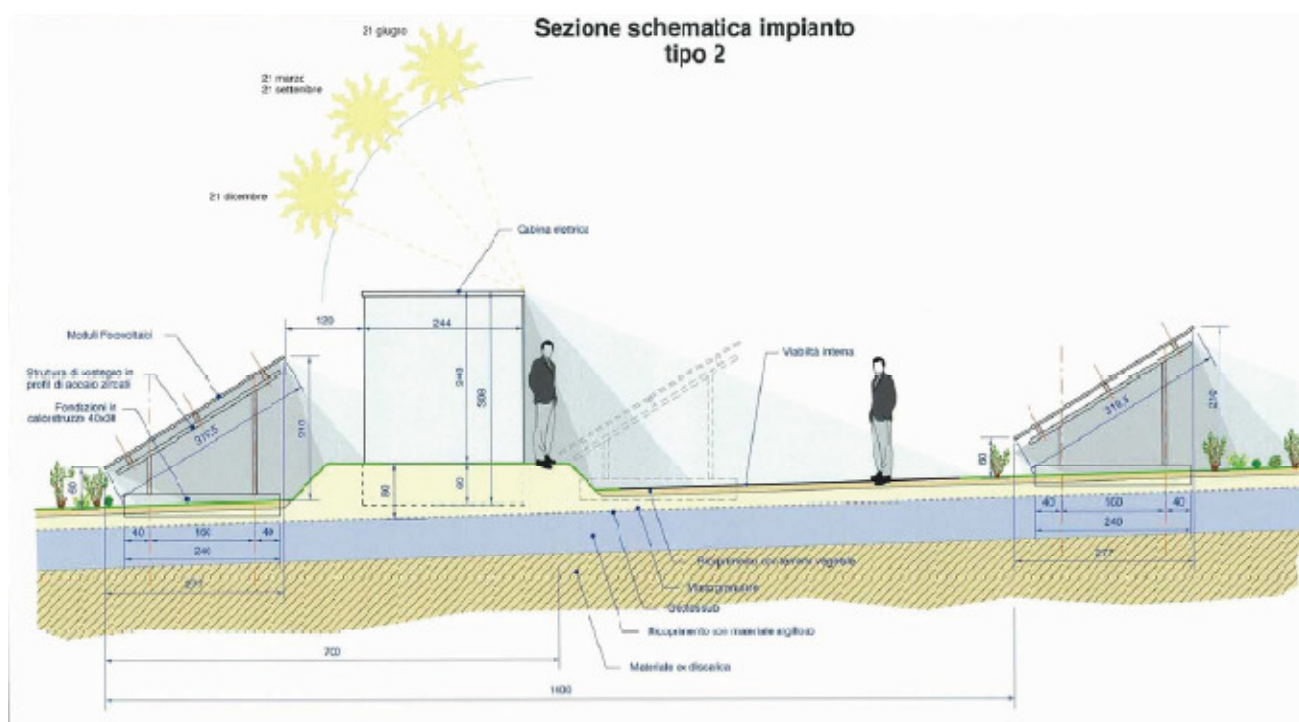


Figura 17. Schema disposizione stringhe fotovoltaiche.

Occorrono circa due giorni per stendere il layout ottimale dell'impianto fotovoltaico; dopo di che, il progettista elabora una prima relazione di producibilità energetica, per verificare la bontà della soluzione scelta. Tale documento è il risultato delle simulazioni compiute precedentemente all'atto della stesura del layout; il progettista, per ogni variazione o alternativa d'impianto simula l'andamento in termini di produzione di energia elettrica in base al percorso del sole durante tutto l'anno. Il software prevede che l'irraggiamento assorbito dal modulo non venga totalmente convertito in energia elettrica; questo a causa delle perdite ineliminabili derivanti dai componenti elettrici, dai cavi, dalla temperatura troppo elevata, da ombreggiamenti, da perdite su tutto l'impianto fotovoltaico. In una giornata il progettista verifica la producibilità energetica dell'impianto in base al layout scelto, e stende la relazione di producibilità energetica iniziale; questa dovrà essere verificata nuovamente al termine del dimensionamento di massima di tutti i sistemi dell'impianto.

Il sistema fotovoltaico è costituito dai moduli fotovoltaici e dalle strutture di sostegno dei moduli stessi. Fanno parte dei moduli anche le cassette di terminazione, poste nel retro dei pannelli, che

assumono la forma di un contenitore plastico dotato di uno o più fori equipaggiati con pressacavi per il cablaggio elettrico, di un coperchio con viti e guarnizione di tenuta. Esistono in commercio cassette di terminazione dotate di particolari connettori stagni, i quali permettono un più rapido collegamento tra i moduli stessi in quanto non richiedono l'apertura e chiusura della cassetta risultando utili specie in operazioni di installazioni difficoltose. Le bandelle terminali che raccolgono la serie di celle di un modulo fotovoltaico vengono di solito fatte uscire in corrispondenza della posizione occupata dalla cassetta di terminazione. Nel suo interno la morsettiera rende disponibili le due polarità; in questa morsettiera trovano posto generalmente i diodi di by-pass. Ci sono casi in cui la cassetta di terminazione viene sostituita da spezzoni di cavo isolato che hanno i terminali collegati alle bandelle e sommersi in una speciale resina che riesce a garantire sia un ottimo collegamento nonché una buona resistenza meccanica. Si dimensionano anche i componenti meccanici o strutture di sostegno: per impianti al suolo il generatore fotovoltaico viene fissato su una struttura reticolare a falde, dove le strutture sono ancorate al suolo con blocchi di calcestruzzo o piastre pesanti.

Determinati la tipologia dei moduli fotovoltaici e le prestazioni minime che deve avere, il progettista stende la specifica tecnica, invia la richiesta d'offerta a più fornitori chiedendo anche in quanto tempo possono essere disponibili i moduli; ricevute tutte le offerte, la segreteria dell'ufficio acquisti le tabula per confrontarle sia dal punto di vista tecnico che economico, affinché il progettista compia la scelta finale. Lo stesso procedimento viene effettuato per le strutture di sostegno.

3.4 Dimensionamento del sistema elettrico

Il seguito all'emissione dello schema unifilare di massima, il progettista responsabile dell'ufficio elettrico provvede al dimensionamento del sistema elettrico; tutti gli impianti devono essere progettati con l'intento di garantire la sicurezza del personale, l'affidabilità degli impianti, una facile manutenzione, la possibilità di agevoli ispezioni, tramite un sistema adeguato di dispositivi di protezione, l'utilizzo di apparecchiature e materiali con adeguata capacità di interruzione, adeguata portata e adeguati livelli di isolamento, in accordo ai livelli di tensione, ai carichi e ai valori di corrente di corto circuito. La configurazione impiantistica deve quindi garantire la protezione contro i fulmini, contro sovracorrenti, contro sovratensioni, la protezione di interfaccia lato corrente alternata, la protezione contro i contatti indiretti, e tutti i requisiti di sicurezza in base all'ambiente di installazione. Si dimensionano i componenti in base alla protezione da contatti diretti, per proteggere l'uomo dagli effetti di contatti con parti elettricamente attive, in tensione nel normale regime di esercizio; misure come l'isolamento delle parti attive, l'utilizzo di componentistica certificata CE, l'utilizzo di involucri ad adeguato livello di protezione costituiscono una protezione pressoché totale. Inoltre, i componenti vengono dimensionati in base alla protezione da contatti indiretti, per garantire la sicurezza dell'uomo nel caso di contatti con parti conduttrici di componenti elettrici che nel normale regime di funzionamento non sono in tensione, ma a valle di un guasto d'isolamento elettrico, possono assumere un potenziale non nullo. Per la protezione da sovratensioni l'impianto deve proteggere le persone sia da sovratensioni di origine esterna, quali scariche atmosferiche, sia di origine interna, quali guasti e malfunzionamenti.

In base ai criteri di dimensionamento del sistema elettrico, il progettista procede al dimensionamento dei componenti d'impianto principali, seguendo le caratteristiche proprie del sistema elettrico quali cadute di tensione, correnti di carico, correnti di guasto, condizioni di posa, nonché i dati di connessione alla rete derivanti dalla documentazione del gestore della rete elettrica.

Il primo componente ad essere esaminato è l'*inverter* o anche detto convertitore statico: è un dispositivo in grado di convertire la corrente continua prodotta da un generatore fotovoltaico in corrente alternata con tensione nominale di 230 V o 400 V a seconda di impianti con correnti monofasi o trifasi. Essi possono essere suddivisi in due macrocategorie, ovvero inverter per

applicazioni isolate (stand alone) e inverter per il funzionamento in parallelo alla rete elettrica ovvero grid-connected. Esistono diverse tipologie di inverter:

- *inverter centrale*, dove l'intero campo fotovoltaico viene gestito da un unico inverter; in questo caso tutte le stringhe che costituiscono l'impianto vengono riunite in parallelo. Sussistono alcune problematiche: in caso di ombreggiamenti parziali del generatore fotovoltaico, le stringhe oscurate inducono l'intero sistema a lavorare sulla curva tensione-corrente in maniera non ottimale, determinando una riduzione del rendimento energetico in quanto l'inverter insegue un valore MPP non ottimo. Anche il mismatching è un fenomeno rilevante, in quanto la disomogeneità di prestazioni obbliga il gruppo di conversione a lavorare a un punto di lavoro non ottimale. Se ogni gruppo di stringa disponesse di un inverter dedicato, tali problematiche potrebbero essere superate. Con un inverter centralizzato eventuali guasti tecnici o manutenzioni provocano il totale fermo impianto; con la distribuzione del gruppo di conversione si otterrebbe una maggior flessibilità. Inverter centralizzati vengono utilizzati per impianti con potenze ragguardevoli, dell'ordine dei MW, con costi minori rispetto all'utilizzo di inverter distribuiti, che tuttavia aumentano quando si utilizza un sistema di monitoraggio integrato.
- *Inverter multi stringa*, rappresentano sistemi intermedi tra quelli centralizzati e quelli di stringa. Disponendo di più canali MPPT indipendenti, riescono a inseguire più punti di massima del generatore fotovoltaico, e sono particolarmente adatti anche in situazioni in cui ci sono parti di impianto orientate e inclinate diversamente. Si comportano quindi per quanto concerne la parte lato corrente continua come se fossero degli inverter di stringa avendo a disposizione canali d'ingresso separati, mentre dal lato corrente alternata si comportano come se fossero inverter centralizzati. Hanno una resa migliore rispetto agli inverter centralizzati in quanto i dispositivi di inseguimento del punto di massima potenza ottimizzano il rendimento energetico per ogni canale la produzione.
- *Inverter di stringa* prevedono che un certo numero di moduli connessi in serie abbia un inverter dedicato. Ciò permette, in relazione al numero di inverter, di ottenere impianti di qualsiasi taglia. Generalmente le taglie di questi inverter vanno dai 700 ai 3000 Watt circa. Questa soluzione risulta essere molto vantaggiosa nei casi d'ombreggiamenti e nei casi in cui ci siano porzioni di impianti esposte diversamente. Con l'installazione di inverter di stringa ogni inverter ottiene il massimo da ogni stringa che costituirà un impianto a sé e immetterà direttamente energia in rete.
- *Inverter di sottocampo* ricevono in ingresso un certo numero di sottocampi omogenei costituiti da n stringhe equivalenti nominalmente; anche in tal caso potrebbero verificarsi fenomeni di mismatching, con effetti minori sul rendimento energetico globale.

Le caratteristiche principali da soddisfare per la scelta dell'inverter sono la corrente massima d'ingresso, la tensione massima al lato corrente continua, la tensione accettata dal sistema di inseguimento. In base alle caratteristiche dei moduli scelti si calcolano le tensioni e le correnti per poter interfacciare il generatore fotovoltaico e ogni inverter;

$$\begin{aligned}
 V_{oc_max} &= V_{ocst} - \beta * (25 - T_{cella}) \\
 V_{min\ MPP(T\ min)} &= V_{mp} - \beta * (25 - T_{cella_min}) \\
 V_{max\ MPP(T\ max)} &= V_{mp} - \beta * (25 - T_{cella_max})
 \end{aligned}$$

Dove

V_{ocst} = tensione del modulo a vuoto

β = coefficiente di temperatura

T_{cella} = temperatura della cella, valutata ai valori limite di $T_{min_cella} = -10\ ^\circ C$ e $T_{max_cella} = 70\ ^\circ C$

V_{oc_max} = tensione massima a vuoto in corrispondenza della temperatura minima

$V_{minMPP}(T_{min})$ = tensione nel punto di massima potenza alla temperatura minima

$V_{mazMPP}(T_{max})$ = tensione nel punto di massima tensione alla temperatura massima

Capitolo 3. Progettazione di base

Il valore di tensione massima a vuoto deve essere sovradimensionato; per la scelta dell'inverter dovranno essere verificate le disequazioni

$$\begin{aligned}V_{oc_max} * N_{ps} &< V_{max} \\V_{minMPP}(T_{min}) * N_{ps} &> V_{MPPTmin} \\V_{mazMPP}(T_{max}) * N_{ps} &< V_{MPPTmax} \\I_{sc_max} &< I_{max_inverter}\end{aligned}$$

Dove

V_{max} = valore della tensione massima applicabile in ingresso all'inverter

$V_{MPPTmin}$ = tensione minima della finestra MPPT in cui il convertitore riesce ad inseguire istantaneamente il punto di massima potenza

$V_{MPPTmax}$ = tensione massima della finestra MPPT in cui il convertitore riesce ad inseguire istantaneamente il punto di massima potenza

N_{ps} = numero do pannelli per stringa

I_{sc_max} = massima corrente di corto circuito ammessa dai pannelli

$I_{max_inverter}$ = massima corrente in ingresso all'inverter

Il generatore fotovoltaico può essere gestito come un sistema IT o come sistema TT. Nel primo caso, l'inverter è dotato di trasformatore d'isolamento che realizza la separazione galvanica tra lato CC e lato CA; in caso di guasto, la tensione di corto circuito assumerà il valore di terra in corrispondenza del punto di guasto. Nel secondo caso, gestito come sistema TT quando l'inverter non è in grado di realizzare la trasformazione tra lato CC e lato CA; è necessario installare un differenziale sul ramo di circuito in corrente alternata che sia in grado di leggere la corrente di dispersione in caso di guasto, nonché la componente continua della corrente potenzialmente indotta da guasti su componenti circuitali del convertitore.

Occorrono circa due giorni per il dimensionamento degli inverter da utilizzare e il loro quantitativo; in seguito il progettista elabora la specifica tecnica da inviare a più fornitori, i quali elaborano la loro offerta che viene tabulata dall'ufficio acquisti e inviata al progettista che compie la sua scelta; infine, stende il data sheet degli inverter da utilizzare per allegarlo al progetto da presentare per la gara d'appalto.

Allo stesso tempo, mentre si attiva il processo di richiesta d'offerta per gli inverter, un altro progettista elettrico si occupa del dimensionamento dei **trasformatori**; il trasformatore è una macchina elettrica statica perché non contiene parti in movimento e consente di variare i parametri di tensione e corrente in ingresso rispetto a quelli in uscita, pur mantenendo costante la quantità di potenza elettrica apparente. Il trasformatore è una macchina in grado di operare solo in corrente alternata, perché sfrutta i principi dell'elettromagnetismo legati ai flussi variabili; converte la tensione entrante in un valore differente, ma senza aumentare la potenza. Il prodotto di tensione per corrente tra i due circuiti è uguale:

$$V_P I_P = V_S I_S$$

Dove

V_P = tensione del circuito primario

I_P = corrente del circuito primario

V_S = tensione del circuito secondario

I_S = corrente del circuito secondario

Un trasformatore reale però non è una macchina perfetta e per questo presenta delle perdite, ovvero la potenza assorbita dal primario è sempre superiore a quella fornita dal secondario. I diversi motivi di perdita sono: l'effetto Joule prodotto dalla corrente che scorre negli avvolgimenti (dette perdite nel rame); l'induzione di correnti parassite nel nucleo che possono a loro volta dissipare energia per effetto Joule (dette perdite nel ferro); le perdite per isteresi magnetica (sono perdite nel ferro); le perdite per movimenti meccanici dovuti a forze magnetiche o magnetostrizione, solitamente percettibili come il classico ronzio del trasformatore. Per ridurre l'effetto delle perdite, il

trasformatore deve avere il minor numero possibile di spire, e la lunghezza del filo dell'avvolgimento deve essere minima; ciò dipende dal nucleo interno, in particolare dalla sezione e dalla forma. Un elemento molto importante nei trasformatori è il raffreddamento, poiché evita il surriscaldamento interno dovuto alla potenza dissipata per trasformare la tensione in modo da essere utilizzabile. I fattori fondamentali per il dimensionamento del trasformatore sono quindi le perdite intrinseche del componente durante il suo funzionamento, le perdite a vuoto, la dissipazione di calore generata dalla trasformazione, e infine lo spazio occupato dal trasformatore all'interno della cabina, in modo da favorire lo smaltimento del calore.

I trasformatori trifase sono macchine in grado di convertire una tensione trifase e sono comunemente usati nella rete di distribuzione elettrica. Possono essere costituiti da tre trasformatori monofasi indipendenti, ma spesso sono realizzati con tre avvolgimenti primari e tre secondari montati su un unico nucleo con tre rami paralleli. Gli avvolgimenti possono essere collegati a *stella* (sigla **Y** per alta tensione - sigla **y** per bassa tensione), a *triangolo* (sigla **D** per alta tensione - sigla **d** per bassa tensione) o a *zig-zag* (sigla **Z** per alta tensione - sigla **z** per bassa tensione). Vengono di solito abbinati a degli Isoltester (o "controllori di isolamento"), che permettono di regolare, tramite pannello sinottico, le varie soglie di resistenza verso terra. Il gruppo di un trasformatore trifase si definisce come l'angolo di ritardo della bassa tensione rispetto all'alta tensione assumendo come senso antiorario il senso di rotazione dei vettori di tensioni; solo in questo caso vi è la certezza di non collegare in cortocircuito i due trasformatori che si devono mettere in parallelo. Nei trasformatori commerciali i gruppi più utilizzati sono quattro:

- Gruppo 0 (nessun sfasamento tra primario e secondario)
- Gruppo 5 (sfasamento di 150° tra primario e secondario)
- Gruppo 6 (sfasamento di 180° tra primario e secondario)
- Gruppo 11 (sfasamento di 330° tra primario e secondario)

Questo angolo di ritardo è dovuto al diverso montaggio degli avvolgimenti del trasformatore.

Le tipologie di trasformatori che si intendono utilizzare per l'impianto fotovoltaico devono essere adatti all'installazione esterna; considerate tutte queste caratteristiche, il progettista esegue il dimensionamento in due giorni, dopo di che inizia il processo di richiesta d'offerta ai fornitori disponibili, esamina le loro risposte e sceglie il trasformatore più adatto, sia per caratteristiche tecniche che per caratteristiche economiche.

Mentre il progettista conclude il dimensionamento dei trasformatori, un altro progettista esegue il dimensionamento dei *cavi* e degli accessori necessari all'installazione, ovvero tubazioni, canaline, supporti di vario genere. I cavi da introdurre nei tubi protettivi dovranno essere di tipo flessibile o rigido con tensione nominale di isolamento $U_0/U = 450/750V$ oppure $U_0/U = 0.6/1kV$ con isolante estruso, in base alla normativa CEI 20-27; inoltre, i conduttori impiegati nell'esecuzione degli impianti devono essere contraddistinti dalle colorazioni previste dalla norma CEI 64-8/5.

Si intende per sezione del cavo la sezione del conduttore; la sezione deve essere scelta in funzione della corrente di impiego I_B del circuito, della portata del cavo stesso I_Z , della caduta di tensione, delle caratteristiche (I_n) del dispositivo di protezione installato a monte. Nel caso specifico dell'impianto fotovoltaico, si cerca di limitare le cadute di tensione per la parte in corrente alternata entro il 2% non tanto per garantire il corretto funzionamento degli apparecchi utilizzatori, visto che sul lato in corrente continua l'inverter compensa automaticamente la caduta, quanto soprattutto per non avere perdita di potenza generata. Il limite massimo di caduta di tensione ammessa è il 4% in accordo alle prescrizioni della norma CEI 64-8 art.525. La caduta di tensione è calcolata in base alle formule di seguito riportate:

$$\Delta V\% = K * I_B * L * [R \cos \varphi + X \sin \varphi] * \frac{100}{V} \leq 2\% \quad \text{per circuiti in corrente alternata}$$

$$\Delta V\% = K * I_B * L * R * \frac{100}{V_{no\ min\ ale}} \leq 1\% \quad \text{per circuiti in corrente}$$

continua

Dove:

I_B = corrente di impiego;

R = resistenza della conduttura in [Ω /Km];

X = reattanza della conduttura in [Ω /Km];

L = lunghezza semplice della conduttura in [Km];

V_n = tensione nominale del circuito;

K = coefficiente che vale 1,73 per le linee trifasi, 2 per le linee monofasi; per l'impianto fotovoltaico si prevede un collegamento in linee monofasi.

$\Delta V\%$ = caduta di tensione percentuale.

I *cavi solari* collegano tra loro i moduli per formare una stringa, e la stringa stessa al primo quadro elettrico; sono conduttori in corrente continua, e devono essere in grado di sostenere la corrente di corto circuito tra i poli e verso terra. Devono resistere ai raggi UV, e alle variazioni di temperatura molto forti (-40°C;120 °C); devono essere dimensionati in modo tale che le perdite di tensione siano contenute al minimo, per un valore $U < 1\%$; devono essere flessibili, sottili, leggeri e maneggevoli; devono ammettere una tensione massima $\geq 2kV$; devono resistere al fuoco, ed essere a bassa tossicità in caso di incendio. I *cavi di Media tensione e cavi di Bassa tensione* collegano i trasformatori, i quadri di distribuzione di energia, le utenze presenti; il dimensionamento dei cavi sarà verificato per il calcolo della sezione minima di corto circuito, per la caduta di tensione ammessa inferiore al 2%, il tipo di installazione, il mutuo riscaldamento di altri cavi prossimi, il coordinamento cavo/dispositivo di protezione (in particolare per la protezione contro i contatti indiretti), la minimizzazione dell'effetto joule.

Per entrambe le tipologie di cavo il progettista effettua un dimensionamento di massima per determinare un computo approssimativo dei metri necessari alla realizzazione dell'impianto nella sua totalità; impiega un paio di giorni, dopo di che attiva il processo di richiesta d'offerta stendendo la specifica tecnica, esaminando le offerte, scegliendo le soluzioni migliori e stendendo il data sheet dei cavi.

Mentre il progettista stende la specifica tecnica dei cavi, un altro progettista elettrico dimensiona la **rete di terra**: consiste in un sistema di protezione contro i contatti indiretti, impiegato comunemente in presenza di guasti della rete; funziona interrompendo automaticamente l'alimentazione della rete elettrica tramite dispositivi di apertura, in modo che non persistano tensioni pericolose per le persone. La rete di terra deve essere dimensionata per resistere alla corrosione, alle sollecitazioni meccaniche, alla elevata dissipazione termica prodotta dai guasti; quindi il progettista prende in considerazione il valore della corrente di guasto a terra, la durata del guasto, le caratteristiche del terreno per dimensionare la rete di terra come segue:

$$R_E * I_F \leq U_{TP}$$

dove:

R_E = è la resistenza di terra [Ohm];

I_F = è la corrente di guasto a terra [Ampere];

U_{TP} = è la tensione di contatto accettabile in funzione del tempo di eliminazione del guasto t_F [Volt].

Tra le caratteristiche dell'impianto di terra vi sono il contenimento delle tensioni di contatto e di passo, dove per la riduzione delle tensioni di passo e di contatto si fa riferimento al diagramma che correla il valore della tensione di contatto ammissibile U_{TP} con il tempo di persistenza di tale corrente. Un'ulteriore caratteristica riguarda la resistenza termica all'effetto del passaggio della corrente di guasto, dove, imponendo che l'energia specifica tollerata dal conduttore debba essere

superiore a quella lasciata passare dal dispositivo di protezione, si ricava la sezione minima dell'elemento dispersore.

Esistono diverse tipologie di impianto di terra, ma è solitamente costituito da un conduttore interrato disposto ad anello attorno al perimetro della cabina elettrica. Tale anello viene collegato ai ferri di fondazione della struttura ed all'eventuale griglia elettrosaldata situata al di sotto del pavimento della cabina. Particolare importanza rivestono anche le giunzioni per il collegamento dei dispersori: esse devono avere essere resistenti alla corrosione e soprattutto non dovrebbero creare coppie galvaniche, che si verificano, ad esempio, quando vengono affiancati due metalli aventi diverso potenziale elettronegativo (come rame e acciaio zincato). Un fattore importante da considerare è la resistività del terreno: essa varia con la temperatura, poiché mentre al di sopra di 0°C la resistività si può considerare costante, al di sotto di 0°C si possono verificare degli aumenti anche del 500%, perché si verifica il congelamento della parte di acqua presente nel terreno ed il conseguente aumento di resistività.

Terminato il dimensionamento in circa due giorni, il progettista elabora la specifica tecnica da inviare ai fornitori, tabula le offerte ricevute, sceglie la soluzione migliore e stende il relativo data sheet.

Al termine del dimensionamento della rete di terra, un progettista si occupa del dimensionamento delle cabine e dei quadri elettrici; per quanto riguarda *le cabine elettriche* vengono scelte in base alle dimensioni minime che devono avere per contenere tutte le apparecchiature. All'interno lo spazio viene suddiviso nel locale destinato al distributore dell'energia elettrica, nel locale utente e nel locale misure, in base alle dimensioni minime richieste dalla guida ENEL; oltre a questi, per l'impianto fotovoltaico sono necessari i locali per i trasformatori e i locali per l'alloggiamento degli inverter. Vi sono diverse tipologie in commercio di cabine elettriche, che si differenziano per l'altezza utile interna; poiché la dimensione in profondità è pressoché fissa, si può dimensionare la lunghezza della cabina, considerando in particolare la posizione ottimale dei trasformatori per favorire lo smaltimento del calore generato, sfruttando al massimo la ventilazione naturale. Nella valutazione degli ingombri il progettista deve tenere conto della manutenzione delle apparecchiature, per cui deve lasciare adeguati spazi di manovra per consentire agevolmente l'ispezione.

Oltre alle cabine, il progettista dimensiona anche i *quadri elettrici*, che andranno collocati all'interno delle cabine; in particolare i quadri di media e bassa tensione devono essere posti nel locale trasformatori, e devono contenere al loro interno tutti i dispositivi di protezione della linea, in particolare il dispositivo di interfacciamento con la rete. Si tratta di un insieme di dispositivi di protezione collegati con gli inverter e con i trasformatori atti a collegare l'impianto fotovoltaico con la rete elettrica nazionale; può essere effettuato in diverse modalità, regolate dalla normativa CEI e dalle prescrizioni dei distributori elettrici locali. La potenza immessa sulla linea è funzione delle esigenze operative del distributore locale, che per la porzione di rete interessata deve valutare la capacità dei cavi e delle cabine di trasformazione. Il dispositivo di interfaccia è di fondamentale importanza per la sicurezza, perché atto a interrompere il flusso di energia del cliente produttore in caso di mancanza di tensione sulla rete elettrica. Le protezioni di interfaccia comandano il dispositivo di interfaccia; possono essere realizzate da relè di frequenza e di tensione, o dal sistema di controllo inverter, mentre il dispositivo di interfaccia è un interruttore automatico con bobina di apertura a mancanza di tensione, un contattore, un commutatore combinato con fusibile, o un interruttore automatico asservito alle protezioni di interfaccia. Tali protezioni devono essere certificate dal gestore di rete.

Oltre ai quadri elettrici, il progettista dimensiona anche i quadri di campo, lato corrente continua, in cui è buona norma installare un quadro a monte di ogni convertitore per il collegamento in parallelo delle stringhe, il sezionamento, la misurazione e il controllo dei dati in uscita dal generatore. Le *Smart String Box* sono cassette di parallelo collegate a ciascuna stringa di moduli per monitorare le

correnti e le tensioni in ogni momento; contengono un diodo di blocco che evita l'inversione della corrente nella stringa, qualora uno o più moduli andassero in bypass per ombreggiamenti o altre cause, e dei sezionatori in modo da scollegare parti d'impianto seconda la necessità, mentre i fusibili intervengono in caso di contemporaneo ombreggiamento di più moduli, oppure nel caso di rottura del diodo di blocco. Inoltre, contengono anche degli ingressi per consentire il rilevamento delle misure ambientali, quali temperatura esterna, temperatura delle celle, irraggiamento solare, velocità del vento, determinati da appositi sensori. Tali cassette raccolgono i dati di stringa ogni 5 – 10 minuti, consentendo un controllo pressoché costante dell'impianto; qualora vengano rilevati valori di tensione o corrente fuori norma, viene inviato un allarme al sistema di gestione integrato dell'impianto.

Infine, il progettista dimensiona anche i **quadri di consegna dell'energia**, installati nel punto di consegna dell'energia elettrica; sono costituiti da diverse sezioni, una per il lato corrente continua, una per il lato corrente alternata e una per le misure. In ciascuna sezione sono presenti dispositivi di protezione, in particolare sganciatori e interruttori per il sezionamento dell'impianto fotovoltaico rispetto alla rete in corrente alternata, sezionatori per il collegamento in corrente continua dei sottocampi fotovoltaici. Nella sezione di misura devono essere inseriti i sensori di interfaccia con il sistema di acquisizione e trasmissione dati sia per il lato corrente continua che per il lato corrente alternata; inoltre trovano spazio i gruppi di misura energia, ovvero i contatori per monitorare l'energia prodotta e l'energia consumata.

Terminato il dimensionamento, per cui occorrono approssimativamente 5 giorni, il progettista elabora le specifiche tecniche per le cabine elettriche e i quadri, richiede le offerte dei fornitori, le confronta per scegliere le migliori e stende i relativi data sheet.

3.5 Dimensionamento sistema di monitoraggio

In seguito alla stesura dello schema elettrico unifilare di massima, il progettista capo dell'ufficio automazione procede al dimensionamento di massima del sistema di monitoraggio, dove la configurazione impiantistica deve garantire il corretto rilevamento dei dati di funzionamento della centrale fotovoltaica e dei dati ambientali, per garantire un controllo costante su tutti i componenti e la visualizzazione immediata dei guasti e malfunzionamenti.

Il progettista dimensiona **il sistema di supervisione**: tale sistema raccoglie e memorizza tutti i dati provenienti dai sensori e dalle cassette di parallelo stringa; inoltre raccoglie, memorizza, valuta e confronta i dati di funzionamento del generatore fotovoltaico e degli inverter, visualizzando guasti, malfunzionamenti, inattività di ogni componente. E' composto da: un micro computer che si adatta a tutte le condizioni di installazione, costituito a sua volta da una porta di accesso all'inverter tramite cavo RS-232, visore di output per misure opzionali e calcolo del proprio consumo di energia elettrica, portale di rete ethernet che consente le comunicazioni tra il micro computer e il sistema informatico esterno, collegamento elettrico; da un router connesso alla rete internet; dal PC di controllo dati. Il micro computer, o datalogger, viene collegato al computer centrale di controllo tramite cavo di trasmissione dati; esistono diverse possibilità di collegamento del datalogger, via cavo, tramite alimentazione diretta con rete LAN o tramite rete wireless, ma in ciascuna di essa deve essere presente l'interfaccia di rete che consenta la trasmissione dei dati al sistema centrale. Il router presente nel sistema permette di instradare i dati verso il modem, permettendo una connessione con la rete internet senza ulteriori configurazioni. Il datalogger può essere installato direttamente in prossimità di ogni inverter presente sul campo fotovoltaico, per registrare correttamente ogni stato di funzionamento nelle varie condizioni climatiche, ma anche tutti i possibili guasti e malfunzionamenti, come cavi rotti, avaria dell'inverter, moduli mal funzionanti, guasti ai quadri elettrici o di campo. Inoltre il computer centrale prevede un server dedicato per la memorizzazione di tutti i dati sensibili dell'impianto, oltre ai dati ambientali derivanti dalla stazione meteo; basato su architettura client, permette di interrogare in ogni momento lo stato dell'impianto, e di visionare in tempo reale i guasti del sistema, oltre a creare reportistiche dei dati storicizzati.

Capitolo 3. Progettazione di base

Il progettista impiega un paio di giorni per determinare tutte le caratteristiche che il sistema di supervisione deve avere; attiva poi il processo di richiesta d'offerta, dove domanda al fornitore anche i tempi e il costo della progettazione del sistema stesso, insieme al costo dei componenti. Ricevute le offerte, stende il data sheet, del sistema e dei suoi componenti principali.

Alla stesura della specifica tecnica del sistema di supervisione, un altro progettista procede al dimensionamento degli altri sistemi fondamentali al monitoraggio e controllo dell'andamento dell'impianto; innanzi tutto dimensiona **la stazione meteo**, che comprende tutti i sensori di rilevamento dei dati ambientali significativi per il buon funzionamento della centrale fotovoltaica, quindi sensori di rilevamento della temperatura dei moduli, sensore di rilevamento della temperatura ambientale, sensori di rilevamento dell'irraggiamento solare, sensori di rilevamento della velocità del vento. I dati rilevati vengono registrati da un cavo di trasmissione digitale, inviati ai datalogger che li rendono disponibili al sistema centrale di controllo per le interrogazioni sull'andamento dell'impianto. Un altro sistema previsto è il **HVAC (Heating, Ventilation and Air Conditioning)**, il sistema di condizionamento che viene posto all'interno delle cabine elettriche per favorire lo smaltimento del calore generato dai trasformatori in modo da non danneggiare le apparecchiature presenti all'interno; collegato al sistema centrale di supervisione, permette la regolazione costante della temperatura, anche in base alla temperatura esterna. L'altro sistema previsto è **il sistema di videosorveglianza e antintrusione, o TVCC**; ve ne sono di diverse tipologie, dal più tradizionale con telecamere fissate in appositi punti strategici e sensori di movimento sparsi su tutto il campo, connessi con il sistema di supervisione centrale per il quale scatta un allarme silenzioso qualora venga commessa un'infrazione. Oppure vi sono sistemi più innovativi, che proteggono il singolo pannello, tramite cavo in fibra ottica collegato direttamente al modulo che provoca un allarme qualora il pannello o il cavo venga manomesso; oppure un sistema di sensori ottici applicati direttamente sul modulo, per cui la minima manomissione provoca un allarme. Tali sistemi sono utilizzati anche per scongiurare il furto a cantiere ancora aperto, e sono molto affidabili.

Terminato il dimensionamento di base di tali sistemi in un paio di giorni, il progettista elabora la specifica tecnica per effettuare la richiesta d'offerta ai fornitori; ricevute le offerte, le confronta e sceglie quelle più promettenti, per poi stendere il data sheet.

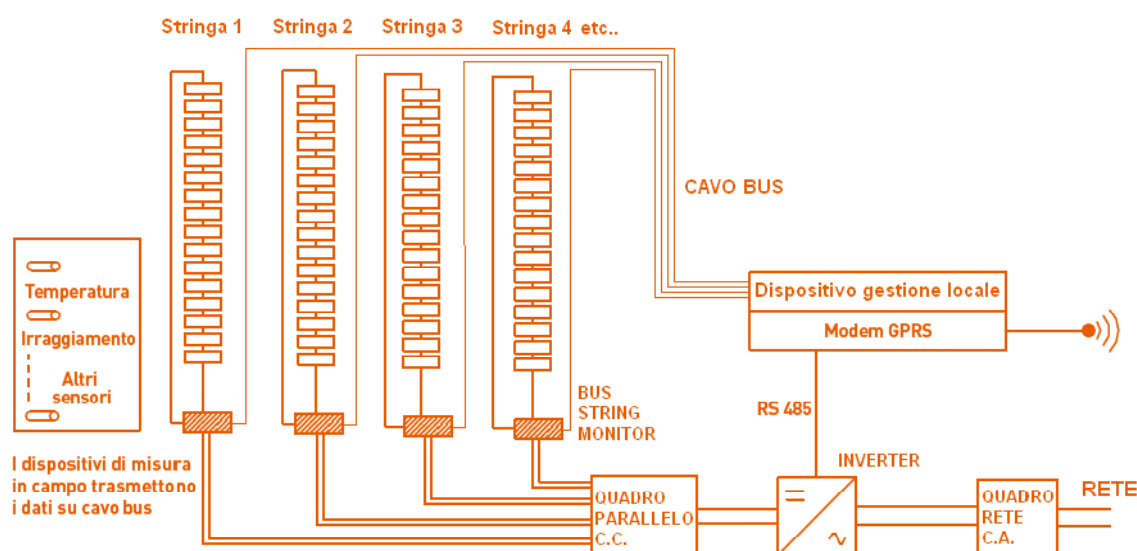


Figura 18. Schema di collegamento tra campo fotovoltaico e sistema di supervisione.

Infine, un altro progettista dimensiona **la cabina di supervisione** dopo che il dimensionamento dei sistemi è terminato; in base all'ingombro dei terminali, dei server, dei datalogger, e di tutta la componentistica che deve essere protetta dagli agenti atmosferici, il progettista valuta le dimensioni della cabina di contenimento, tali da permettere un'agevole installazione del sistema e la

manutenzione dello stesso. La stazione meteo può essere esterna poiché non contiene componenti sensibili agli agenti atmosferici: i sensori devono essere posti sul campo per rilevare i dati climatici e di irraggiamento, mentre il datalogger è già presente all'interno della cabina di supervisione.

Terminato il dimensionamento in circa una giornata, il progettista stende la specifica tecnica per richiedere un'offerta a diversi fornitori; valuta le risposte e sceglie l'offerta migliore, dopo di che stende il data sheet della cabina.

3.6 Richiesta offerta fornitura montaggi

Il committente dell'impianto fotovoltaico stipulerà con l'azienda vincitrice dell'appalto un contratto chiavi in mano, ovvero che comprende non solo la progettazione e fornitura della componentistica, ma anche la costruzione e il collaudo finale dell'impianto; l'azienda ElettraEnergia è una ditta di progettazione che si avvale di subappaltatori per le opere costruttive, motivo per cui dovrà richiedere le offerte anche per i lavori di costruzione. Durante il dimensionamento di massima dell'impianto, l'ufficio acquisti provvede a selezionare i possibili fornitori attraverso la procedura di vendor rating: innanzi tutto il subappaltatore viene valutato sulla base delle prestazioni di consegna, quindi in termini di prezzo offerto per eseguire i lavori, la completezza dell'offerta, la puntualità, l'esperienza nel settore, i materiali e le attrezzature offerte; successivamente viene valutato sulla base della flessibilità, ovvero sulla disponibilità concessa per effettuare i lavori in termini di tempo, manodopera, costi e materiali; infine viene valutato a livello strategico, ovvero se e come potrà contribuire in futuro all'ottenimento dei vantaggi competitivi, attraverso la solidità finanziaria, disponibilità a fornire anche sul lungo periodo, le capacità organizzative e manageriali, in termini di gestione delle complessità, adattamento ai cambiamenti di contesto e comprensione delle strategie di concorrenza. L'ufficio acquisti impiega un giorno a stendere la richiesta d'offerta verso i possibili appaltatori: in tale documento si richiedono tutte le informazioni necessarie, quali caratteristiche della fornitura, condizioni di pagamento e consegna, prezzo, garanzie, eventuali note e servizi aggiuntivi, specificando il tipo di opere da costruire e nello specifico tutte le esigenze del committente del progetto. Viene concessa una settimana di tempo ai vari subappaltatori per rispondere alla richiesta d'offerta; in seguito ogni offerta viene valutata attentamente per tutte le caratteristiche tecniche, tramite una valutazione oggettiva di ogni voce presente nell'offerta. Poiché le offerte ricevute sono in numero elevato, il project manager impiega un paio di giorni per valutarle tutte; quando ha terminato, la valutazione delle offerte prosegue con l'ufficio commerciale, che analizza tutte le voci presenti nell'offerta di carattere economico, quali prezzo, termini di pagamento, assicurazioni, garanzie, tempi di consegna. anche per tale valutazione occorrono un paio di giorni. Infine, dopo un'attenta analisi, si riuniscono il project manager e il responsabile dell'ufficio commerciale per decidere quali sono le offerte migliori da presentare al committente; dalla valutazione economica si lascia passare una settimana prima della scelta dei subappaltatori, poiché, essendo una decisione delicata che può pregiudicare il buon esito della gara d'appalto, si deve procedere con cautela, prendendo tutto il tempo necessario. Essendo il project manager impegnato a supervisionare la progettazione di base, si attende un momento non critico per discutere della scelta dei subappaltatori.

Tale procedura viene effettuata per scegliere il subappaltatore delle opere civili, dato che il terreno dovrà essere spianato, dovrà costruire le fondazioni per le cabine elettriche, dovrà costruire le strade di accesso al cantiere; la stessa procedura porterà a scegliere il subappaltatore delle opere meccaniche, che dovrà posare le strutture di sostegno e i moduli fotovoltaici; infine la stessa procedura si applica alla scelta del subappaltatore elettrico, che dovrà posare i cavi, i trasformatori, gli inverter, i quadri di campo, il sistema di supervisione, il sistema di videosorveglianza, il sistema di condizionamento delle cabine. I subappaltatori per le opere di costruzione possono essere diversi per disciplina, oppure si contattano aziende che forniscono costruzione per tutte le discipline; nel secondo caso, sarà più facile coordinare i lavori poiché gli operai specializzati fanno capo a un'unica azienda.

4. Presentazione dell'offerta per la gara d'appalto

Terminati i dimensionamenti di massima, così come il ciclo di richiesta d'offerta per i vari componenti d'impianto, la progettazione di base prosegue con le ultime verifiche tecniche; dallo schema unifilare di massima i progettisti giungono a determinare lo *schema unifilare definitivo*, in cui, in base ai data sheet dei componenti d'impianto, si illustrano le principali relazioni di connessione tra i componenti. È un documento tecnico elettrico che contiene tutte le informazioni relative ai circuiti di potenza, ai livelli di tensione e di corto circuito, al sistema di protezioni elettriche, ai circuiti di comando e segnalazione, ai dati nominali dei componenti elettrici principali, alla contabilizzazione dell'energia elettrica. In particolare lo schema elettrico generale d'impianto mostra il numero di stringhe e il numero di moduli per stringa, il quadro di campo, il numero d'inverter e le modalità di collegamento delle uscite degli inverter, eventuali dispositivi di protezione lato corrente continua e lato corrente alternata esterni all'inverter, i contatori di energia elettrica prodotta, il punto di collegamento alla rete di utenza con eventuali dispositivi di protezione, i contatori per la misura di energia elettrica prelevata e immessa nella rete del distributore.

Si distinguono in particolare tre aree fondamentali nello schema unifilare: il quadro inverter, il quadro di rete, e il quadro di consegna. Il quadro inverter contiene i collegamenti dal generatore fotovoltaico agli inverter; le stringhe in cui è suddiviso il generatore fotovoltaico sono generalmente raccolte in parallelo all'interno di un quadro elettrico, mentre il gruppo di conversione costituito dagli inverter si collega direttamente al dispositivo d'interfaccia. Ciascuna stringa, singolarmente sezionabile, è provvista di diodo di blocco e idonei scaricatori di protezione. Il sistema di conversione contiene l'inverter, le protezioni di interfaccia e il misuratore continuo dell'isolamento provvisto di indicatore e blocco in presenza di anomalie. Il quadro di rete contiene il dispositivo di rete, con tutte le protezioni necessarie verso la rete nazionale. Il quadro di consegna contiene il dispositivo generale, quindi il punto di consegna dell'energia elettrica prodotta; inoltre, il collegamento dell'impianto alla rete elettrica di distribuzione prevede un contatore per la misura bidirezionale dell'energia prelevata dalla rete e dell'energia immessa in rete. I progettisti impiegano un paio di giorni per redigere lo schema unifilare definitivo.

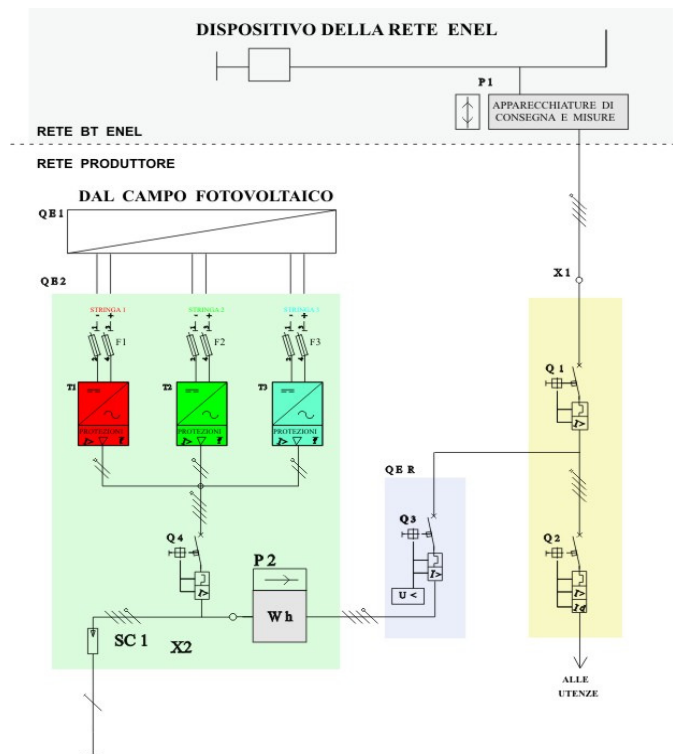


Figura 19. Esempio schema elettrico unifilare definitivo.

Dopo la stesura dello schema unifilare definitivo, i progettisti prendono in considerazione se proporre al committente diverse soluzioni d'impianto; infatti il cliente potrebbe apprezzare un'offerta che consideri anche soluzioni alternative, come ad esempio l'uso di componenti diversi dall'offerta principale, o il posizionamento differente delle cabine elettriche all'interno del layout generale dell'impianto. Non si esaminano tutte le possibili alternative, poiché esaurirle significa impiegare molto tempo per redigere la relazione tecnica, mentre le scadenze per la consegna si avvicinano; si sceglie di presentare solo le alternative più promettenti, e che non modifichino in maniera sostanziale lo schema unifilare definitivo e il layout generale dell'impianto. Si considera un paio di giorni per stendere le possibili alternative d'impianto.

Successivamente si raccolgono tutte le offerte ricevute dai fornitori di componenti che sono state scelte per le varie alternative presentate, e si stende il documento *material take off*; consiste in una specie di lista suddivisa per disciplina elettrica, meccanica, automazione, dove ogni componente compare nelle quantità previste, con il prezzo del fornitore e con il nome del fornitore. Tale documento è interno, viene stilato dal project manager per l'ufficio commerciale che pone la percentuale di ricarico sul prezzo complessivo dell'impianto, in modo da determinare il guadagno per l'azienda tolti i costi della componentistica, delle opere di costruzione e del lavoro di progettazione di dettaglio offerto. Occorrono circa due giorni per stendere il documento.

4.1 Relazione di calcolo di producibilità energetica

Successivamente al material take off, il project manager elabora la *relazione di calcolo di previsione di producibilità energetica*; consiste nell'output del programma di simulazione dell'andamento dell'impianto fotovoltaico in relazione al percorso del sole durante l'anno. Dal dimensionamento di massima dell'impianto si immettono tutti i dati nel software PVSYST, il quale calcolerà la producibilità annuale nominale dell'impianto mappato in condizioni di minimo e massimo irraggiamento, con tutte le perdite di efficienza dell'impianto.

La producibilità di una superficie S di pannelli fotovoltaici risulta pari a:

$$\frac{prod}{S} = E_{irraggiata} * \eta_{pannelli} * \eta_{globale}$$

Si devono poi considerare le perdite di efficienza relative a un impianto fotovoltaico, nel conteggio globale della producibilità annua di energia elettrica.

Le perdite si distinguono in:

- *Perdite per temperatura* sono dovute alla riduzione del potenziale elettrico della cella fotovoltaica all'aumentare della sua temperatura; la perdita di potenza rispetto alle condizioni operative nominali standard misurate in laboratorio. Di norma, nota la T_{cella} e la $T_{ambiente}$, si calcola la perdita per temperatura come:

$$Perdita_T = \left[T_{amb} - 25 + \frac{(T_{NOCT} (^{\circ}C) - 20)}{E_{STC}} \right] * \frac{\gamma}{100}$$

in cui:

γ : Coefficiente di temperatura di potenza, un parametro fornito dal costruttore; per moduli in silicio cristallino è tipicamente pari a $0,3 \div 0,5 \text{ \%}/^{\circ}C$.

T_{NOCT} : temperatura nominale di lavoro della cella parametro fornito dal costruttore; si intende la temperatura media di equilibrio di una cella solare all'interno di un modulo posto in condizioni ambientali normalizzate, ovvero con irraggiamento di $800 \text{ W}/\text{m}^2$, temperatura ambiente di $20 \text{ }^{\circ}C$ e velocità del vento pari a $1 \text{ m}/\text{s}$. Solitamente la temperatura nominale si attesta sui valori compresi tra i 40 e $50 \text{ }^{\circ}C$, per moduli in silicio policristallino.

T_{amb} : temperatura ambiente.

T_{cella} : è la temperatura delle celle di un modulo fotovoltaico; può essere misurata mediante un sensore termoresistivo (PT100) attaccato sul retro del modulo.

E_{STC} = irraggiamento solare a condizioni nominali, pari a 800 W/m^2 .

- *Perdite per riflessione* generate da una quota di radiazione luminosa che viene riflessa dal vetro posto a protezione delle celle fotovoltaiche, inevitabili ed intrinseche del sistema; sono considerate dell'ordine del 3% per sistemi fissi e del 1,5% per i sistemi ad inseguimento.
- *Perdite per livello di irraggiamento* dovute alle ore di inattività degli inverter che si originano per un irraggiamento troppo basso sul piano dei moduli, come accade alla sera o in momenti con nuvolosità particolarmente intensa. Tali perdite sono stimate fra il 2% e il 3% in base alla latitudine del sito.
- *Perdite per mismatching* intervengono quando sono collegate più stringhe in parallelo allo stesso gruppo di conversione, e sono dovute alla non uniformità di prestazioni tra le stringhe, facendo sì che il punto di massima potenza tra le stringhe non coincida, pertanto il gruppo di conversione impone al campo fotovoltaico un punto di lavoro tale da non consentire uno sfruttamento ottimale del sistema. In questo caso il circuito di inseguimento del punto di massima potenza MPPT, non trovando la curva di funzionamento ottimale, si posiziona sulla curva del modulo peggiore penalizzando complessivamente il rendimento dell'intera stringa. Tale perdita corrisponde a 3% in meno di produzione, ma sarebbero nulle nel caso in cui l'inverter sia multi stringa o nel caso in cui i moduli siano garantiti a tolleranza.
- *Perdite ohmiche* dovute alla dissipazione di energia elettrica in calore per effetto joule nei cavi; tali perdite dipendono dalla sezione e dalla lunghezza dei cablaggi, e sono pari al 3-4% in condizioni nominali. Poiché nel caso di sistemi fissi un impianto lavora alle condizioni nominali, per un breve periodo e in condizioni diverse da quelle nominali le perdite risultano inferiori, per cui si stimano le perdite ohmiche pari ai 2/3 delle perdite nominali d'impianto sulla produzione media annua.
- *Perdite nel sistema di conversione* sono dovute all'inverter e al trasformatore; per i sistemi fissi, tali perdite sono pari a $1-\eta$ dove η è il "rendimento europeo", ovvero la media pesata del rendimento in diverse condizioni di carico, in base al grado di utilizzazione generico dell'impianto, secondo la relazione:

$$\eta = 0,03\eta_5 + 0,06\eta_{10} + 0,13\eta_{20} + 0,1\eta_{30} + 0,48\eta_{50} + 0,2\eta_{100}$$

Il rendimento europeo è un dato dichiarato dal produttore dell'inverter, e si attesta solitamente sul 95%.

- *Perdite per ombreggiamento.* E' importante durante il sopralluogo analizzare con estrema precisione il profilo dell'orizzonte visto dall'impianto fotovoltaico, per rilevare gli ombreggiamenti clinometrici dovuti a colline, montagne, alberi, edifici. In prima approssimazione il calcolo delle perdite può essere fatto mese per mese, ipotizzando che l'energia irraggiata sul piano dei moduli sia proporzionale all'area sottesa dalla curva di altezza solare; includendo anche gli effetti dell'orientamento dei pannelli, la percentuale di energia persa mensilmente per ombreggiamento sarà pari a:

$$\frac{E_p}{E_d} = 1 - \frac{\int_0^{24} f(t) \vec{n}_p * \vec{n}_s dt}{\int_0^{24} \vec{n}_p * \vec{n}_s dt}$$

Dove

$$f(t) = 1 \text{ se } h_{\text{sole}}(t) > h_{\text{orizzonte}}(t)$$

$$f(t) = 0 \text{ se } h_{\text{sole}}(t) \leq h_{\text{orizzonte}}(t)$$

$\vec{n}_p = \{ \cos(90^\circ - \text{tilt}) \cos(A_{\text{pannello}}); \cos(90^\circ - \text{tilt}) \sin(A_{\text{pannello}}); \sin(90^\circ - \text{tilt}) \}$ normale al pannello

$\vec{n}_s = \{ \cos(h(t)) \cos(h(t) \sin(A(t))); \sin(A(t)); \sin(h(t)) \}$ versore parallelo ai raggi solari in funzione dell'ora solare del mese in esame.

Poiché la perdita così calcolata non tiene conto della quota di radiazione diffusa che raggiunge comunque il piano dei moduli, il valore ottenuto va moltiplicato per un coefficiente correttivo che dipende dal mese in esame, pari a:

$$C_{corr} = \frac{Diff_{orizz}}{Tot_{orizz}}$$

Vi sono poi da considerare gli eventuali ombreggiamenti locali, dovuti alla presenza di alberi, edifici, pali, fili, antenne, comignoli, posti a piccola distanza dal campo fotovoltaico, pertanto l'ombreggiamento non è omogeneo ma si concentra su pochi moduli. Nel caso di celle parzialmente oscurate, poiché tutte le celle collegate in serie costituiscono un modulo, la perdita di potenza percentuale è pari alla percentuale di area oscurata dalla cella più ombreggiata; lo stesso vale per i moduli collegati in serie che costituiscono una stringa. Se invece la cella fotovoltaica venisse oscurata completamente, si comporterebbe come una resistenza; essendo presenti i diodi di bypass, più ve ne sono e minore è la quantità di celle del modulo che viene scollegata. Tuttavia, si genera mismatching tra le stringhe, proprio a causa degli ombreggiamenti; poiché tutte le stringhe sono forzate a lavorare alla stessa tensione, la corrente erogata dalla stringa sarà inferiore rispetto a quella erogata dagli altri moduli. Equipaggiando il campo fotovoltaico con un sistema di conversione di stringa, gli effetti negativi degli ombreggiamenti si ridurrebbero notevolmente, in quanto ciascuna stringa funzionerebbe al proprio punto di massima potenza.

- *Perdite per sporcizia, detriti e polveri*, dovute a depositi di pulviscolo, calcare sulla superficie del vetro, e dipendenti dal sito di installazione, dalle condizioni meteorologiche e dall'inclinazione dei moduli stessi. Se la pulizia dei moduli viene effettuata periodicamente, le perdite si riducono a 1% nel corso dell'anno.
- *Perdite di efficienza annuale* causate dal deperimento della componentistica di sistema stimabile intorno ad un valore medio di 0,5% di riduzione lineare per anno. Spesso le perdite di efficienza vengono determinate dall'esperienza, per arrivare a definire una produttività dell'impianto media annuale tale da soddisfare le richieste del cliente.

Assumendo valori medi per l'energia irraggiata, ricavati dalle tabelle della radiazione solare annua al suolo dell'ENEA, o dalla norma UNI 10349, per l'efficienza dei pannelli, e per l'efficienza globale dell'impianto, si ricava la producibilità media di un impianto fisso in Italia orientato nella maniera ottimale (azimut 0°, tilt 30°). Considerando che la potenza dei pannelli fotovoltaici viene misurata in condizioni standard di irraggiamento pari a 1 MW/m², si può ipotizzare che l'energia annualmente irraggiata corrisponde a un numero di ore di funzionamento a pieno carico, in cui la potenza termica sul piano dei moduli risulti esattamente pari a 1 kW/m². La producibilità risulta quindi funzione delle ore:

$$\frac{prod}{P} = \frac{E_{irraggiata}}{I_{STC}} * \eta_{globale}$$
$$prod_{annua} = \frac{E_{irraggiata}}{I_{STC}} * P_{no\ min\ ale_impianto} * \eta_{globale}$$

Stimando il rendimento globale pari a 0,75, l'irraggiamento al suolo pari a 1.366 kWh/m², la potenza nominale dell'impianto pari a 1 MW, per l'impianto di Oleggio si ottiene un valore di previsione di producibilità annua pari a 1.024.958,33 kWh/anno. In base ai risultati dell'analisi di producibilità vengono scelte le alternative d'impianto che offrono la miglior stima di producibilità di energia elettrica all'anno. Il project manager impiega un paio di giorni per l'analisi di producibilità elettrica.

4.2 Preventivo impianto chiavi in mano

Dopo la relazione di calcolo di producibilità energetica, il project manager provvede a stendere il preventivo dell'impianto fotovoltaico, per tutte le alternative d'impianto che si considera presentare al committente. Nel frattempo sono terminate le procedure di vendor rating per la scelta dei subappaltatori per le opere di costruzione civili, meccaniche, elettriche, e i dirigenti hanno scelto le offerte migliori da includere nell'offerta. In base al material take off steso in precedenza, viene stesa l'offerta economica contenente tutte voci di costo definite nel contratto; in particolare, verranno definiti i prezzi di:

- *progettazione dell'impianto* ad opera dei progettisti dell'azienda, comprendente ingegneria di base, di dettaglio, di montaggio, documenti as built, certificazione, documentazione per la manutenzione ordinaria e straordinaria, supervisione dei montaggi, training, sicurezza; compaiono le ore totali di progettazione e il prezzo associato.
- *fornitura pannelli fotovoltaici*, presentando le diverse alternative di moduli scelti dal progettista, comprendenti tempi e prezzi per l'intera fornitura del campo fotovoltaico; questo riguarda anche la fornitura delle strutture di sostegno per i pannelli stessi, da un fornitore di attrezzature meccaniche.
- *forniture elettriche*, comprendenti i quadri di distribuzione di media e di bassa tensione, i quadri di messa a terra per il trasformatore elevatore, il quadro per il sistema di corrente continua; i trasformatori, da quelli elevatori, a quelli elevatori per l'inverter, a quello per i servizi ausiliari; gli inverter per tutti i campi; i quadri di campo o smart string box; i contatori di misura per l'energia elettrica, sia lato energia scambiata che lato energia prodotta; il sistema di monitoraggio comprendente il sistema di supervisione (monitoraggio intero sistema, router, stazione di supervisione, sistema di supervisione SCADA) e il sistema meteo (sensori di temperatura moduli, temperatura ambiente, irraggiamento solare, velocità del vento); i cavi di media tensione, bassa tensione, cavi di controllo; le passerelle e relativi accessori; la rete di terra.
- *imballaggio, trasporto, consegna* delle forniture elettriche, comprensivi dei mezzi di carico e scarico.
- *montaggio civile, elettrico e meccanico*, inclusi materiali di montaggio, mezzi di carico e scarico, mezzi di sollevamento, spese di trasferta del personale, opere civili, fondazioni per i pannelli fotovoltaici.
- *commissioning e le prove* dei sistemi e di tutto l'impianto fotovoltaico.
- *componenti di ricambio* per 3 anni di esercizio dell'impianto.

Nella stima analitica possono comparire altre voci opzionali, quali l'*assicurazione*, volta a coprire i furti in cantiere e i danni all'impianto provocati da terzi e da agenti atmosferici occasionali, e l'*incertezza*, ovvero tutti fattori che possono portare a un ritardo del progetto o che ancora non si conoscono completamente. Ad esempio, costi più alti rispetto a quanto preventivato a causa di indeterminatezza e incompletezza del progetto, grado di incertezza dei costi, slittamento dei tempi, dimenticanze, errori di stima, fatti imprevedibili e accidentali. Coprono i rischi derivanti dall'incertezza legata al progetto, non i rischi più grossi quali variazioni di legislazione, fallimento dei fornitori, mancato pagamento, sorprese geotecniche. Tale incertezza va sotto il nome di *contingency*.

A tale preventivo completo, l'ufficio commerciale applica una percentuale di ricarico, calcolata in modo da assicurare il guadagno della società ElettraEnergia tolti tutte le voci di costo. Per stendere il preventivo definitivo occorrono circa 2 giorni; il project manager si occupa di compilare il preventivo completo, l'ufficio commerciale di calcolare la percentuale di guadagno sull'intero progetto.

4.3 Presentazione finale dell'offerta e negoziazione

Per la completezza dell'offerta, il project manager provvede a determinare un programma temporale dell'andamento del progetto, in base alle stime dei tempi fornite dall'esperienza per quanto riguarda la progettazione, e dalle ditte subappaltatrici per i lavori di montaggio, con l'indicazione di inizio,

fine e principali milestone che assicurano il controllo del progetto. Un'indicazione utile al committente ma non sempre necessaria, riguarda i moduli fotovoltaici; le ditte produttrici, all'atto della richiesta d'offerta, indicano chiaramente i tempi di consegna dei moduli se l'ordine viene confermato entro una data da loro indicata; in caso contrario, non possono assicurare le consegne entro i tempi previsti, il che provocherebbe uno slittamento dell'intero progetto, con un ritardo generale che potrebbe portare a un aumento dei costi di progetto a causa dell'inattività del cantiere per mancanza di materiale. Il programma dei lavori steso dal project manager si basa su tali tempi; egli indica in una nota che, se l'ordine dei moduli non viene fatto entro la data indicata, non assicura le tempistiche del programma lavori. Impiega circa un paio di giorni per stendere il *crono programma*.

Una volta che sono stati emessi tutti i documenti relativi all'impianto, viene stesa l'offerta al cliente; essa conterrà la *relazione tecnica* relativa all'impianto fotovoltaico, il Single Line Diagram definitivo, le diverse alternative d'impianto, i costi delle diverse alternative d'impianto, i tempi stimati di realizzazione in base al cronoprogramma presentato, tutte le normative e leggi cui l'impianto nel suo complesso deve sottostare per essere considerato a norma, le planimetrie dell'impianto, la relazione di produzione energetica stimata; occorrono circa tre giorni per raccogliere tutto il materiale ed elaborarlo in forma di relazione. Successivamente, l'ufficio tecnico provvede alla stesura della *relazione commerciale*, contenente le garanzie offerte dall'azienda, le assicurazioni di cui l'azienda è coperta, le condizioni contrattuali, i rischi di progetto che l'azienda si assume e quelli che devono essere assunti dal committente per evitare richieste di indennizzo future, tutta la documentazione di progetto, la specifica e il programma del corso di training, la presentazione dell'azienda, le referenze specifiche nel settore fotovoltaico, i certificati di qualità acquisiti, i bilanci societari, l'organigramma di progetto, la lista dei subappaltatori per i lavori di montaggio, lettera di accettazione delle condizioni di gara, la valutazione economica del progetto, le indicazioni di pacchetti finanziari per sovvenzionare la costruzione dell'impianto, le modalità di pagamento, la valutazione valore competitivo. Anche per tale documento occorrono circa tre giorni per raccogliere tutto il materiale ed elaborarlo in forma di relazione commerciale.

Infine, vengono raccolti tutti i documenti e inviati al committente, sia in formato elettronico che in formato cartaceo, entro il termine di scadenza della gara d'appalto. Il committente esamina tutte le offerte ricevute secondo i criteri più significativi, principalmente costo, tempi di consegna, referenze e tecnologia utilizzata; assegnando dei pesi a ciascun fattore in gioco, definisce le offerte più promettenti sia dal punto di vista tecnico che dal punto di vista economico, e contatta le aziende tramite una lettera d'intenti. La negoziazione tecnica ha inizio; il committente, insieme ai tecnici delle aziende contattate definisce le soluzioni migliori d'impianto secondo i suoi criteri, e le fa adottare dalle aziende selezionate. Il tavolo dei lavori dura una settimana circa; dopo di che viene dato un tempo di 5 giorni lavorativi ai progettisti per elaborare le modifiche d'impianto richieste dal committente e stendere la nuova relazione tecnica definitiva. Tuttavia, ogni modifica richiesta comporta un aggiustamento dei costi dei componenti, e quindi un nuovo preventivo d'impianto; inoltre, anche il crono programma dei lavori può variare rispetto all'originale, perché vengono posticipate ulteriormente le date di invio ordine, soprattutto per i componenti critici come i moduli fotovoltaici.

Una volta che il committente ha approvato la soluzione impiantistica definitiva tra quelle rimaste in gara, il committente procede alla negoziazione economica; infatti, il prezzo dell'impianto chiavi in mano è uno dei fattori competitivi fondamentali in una gara d'appalto, considerando che il cliente tende a scegliere l'offerta più conveniente dal punto di vista economico. Tuttavia il prezzo non può scendere sotto una certa soglia, altrimenti il progetto si rivela infattibile nella sua realizzazione, e l'azienda proponente non otterrebbe il suo guadagno. La negoziazione di natura economica vuole

raggiungere un prezzo d'offerta il più basso possibile, ma anche altri fattori vengono presi in considerazione:

- *i termini di pagamento*, dove il cliente preferirebbe pagare tutto l'impianto a fine progetto, ma essendo poco attuabile per non esporre finanziariamente l'azienda di progettazione, è bene presentare un piano dei pagamenti che posticipi il più possibile le uscite finanziarie da parte dei clienti;
- *la bozza di contratto*, dove si definiscono chiaramente gli obiettivi che l'azienda si pone di raggiungere, ad esempio le performance che l'impianto deve assicurare, le responsabilità nel caso di imprevisti e i meccanismi di risoluzione del problema, i meccanismi di controllo dell'avanzamento dei lavori.

La valutazione dei rischi di progetto è molto importante, perché permette di ridurre al minimo le possibilità di richieste di indennizzo qualora non si raggiungano gli obiettivi del contratto oppure nel caso in cui vi siano ritardi; per tale motivo si analizzano le fonti di rischio come l'ambiguità contrattuale, le incompletezze tecniche, i rischi non allocati, l'approvazione del cliente, richieste di modifica, clausole particolari. Ogni parte in causa si prende l'onere della gestione del rischio che è effettivamente in grado di affrontare; più rischi si prende l'offerente, più il prezzo finale del progetto aumenta. Un tipico rischio del contratto chiavi in mano consiste nel superamento del budget, per cause incontrollabili come maltempo, e per cause controllabili come i ritardi di consegna;

$$\text{superamento del budget} = (C - E)$$

C = costi effettivi

E = costi stimati

Essendo

$$C_t = F + E + (1 - b) * (C - E) \quad \text{e} \quad P = F * b * (C - E)$$

Dove

F = profitti stimati dal contractor

E = costi stimati dal contractor

P = profitti effettivi del contractor

$(1 - b)$ = rischio allocato al cliente

$(C - E)$ = superamento budget

C_t = costi totali per il committente

Qualora b tenda a 1, l'intero onere del possibile superamento del budget viene attribuito al contractor, che può arrivare ad azzerare completamente il profitto generato dal progetto. In caso contrario, ovvero quando b tende a 0, l'onere del rischio di superamento del budget viene attribuito al committente. È quindi opportuno definire nel contratto un valore di b ragionevole.

Per la negoziazione tecnica occorrono circa dieci giorni; successivamente, definiti i termini contrattuali più critici, ogni azienda in gara definisce la sua proposta in un paio di giorni e la invia al committente entro le scadenze precedentemente definite. Il committente si prende una settimana per analizzare tutte le offerte, e infine sceglie che si aggiudicherà la gara d'appalto; invia una lettera nella quale si comunica alla società ElettraEnergia la vittoria della gara, accettando pienamente la soluzione tecnica proposta e la soluzione contrattuale. Da questo momento l'azienda può iniziare la progettazione di dettaglio.

Progettazione di dettaglio

Conclusasi la gara d'appalto, la commessa viene assegnata all'azienda Elettra Energia, la quale inizia la progettazione di dettaglio; il primo passo consiste nella revisione delle scelte tecniche impiantistiche effettuate in accordo con il committente, per singola disciplina, e nella verifica della perfetta corrispondenza tra quanto progettato nell'ingegneria di base e quanto scelto dal cliente. In seguito iniziano i dimensionamenti specifici per componente o sistema; i progettisti studiano la configurazione della rete elettrica, del sistema di monitoraggio e del sistema fotovoltaico in ogni loro punto, verificando che le scelte tecniche corrispondano alle normative vigenti stabilite dal Comitato Elettrico Italiano.

Successivamente partono i processi di approvvigionamento dei vari componenti d'impianto, e la progettazione in ottica di costruzione dello stesso. I documenti principali per il processo di approvvigionamento sono la specifica tecnica, la richiesta d'offerta, la richiesta d'acquisto, l'ordine; nell'ingegneria di base sono già stati emessi le specifiche tecniche e le richieste d'offerta, non vincolanti presso il fornitore dato che la commessa è sottoposta a gara d'appalto, per cui il committente potrebbe non scegliere l'azienda come fornitrice dell'impianto fotovoltaico chiavi in mano. Di conseguenza, nell'ingegneria di dettaglio si prosegue nel ciclo di approvvigionamento, ridefinendo la specifica tecnica in base alle scelte impiantistiche effettuate e ai dimensionamenti specifici per componenti, e proseguendo con la richiesta d'acquisto e il successivo ordine. Emesso l'ordine di acquisto del componente e dei suoi accessori, viene elaborato il documento chiamato data sheet; anch'esso era stato già emesso nell'ingegneria di base, ma dato che i componenti richiesti possono non essere gli stessi, deve essere steso nuovamente per formare i cataloghi di costruzione. Dai data sheet si procede all'ingegneria per la costruzione: vengono stesi i disegni tecnici, i layout, i particolari costruttivi e di montaggio, le liste dei materiali intese sia come componenti principali che come componenti di minuteria necessari al montaggio, le liste delle consegne dei materiali; tutto quanto è necessario al cantiere per la costruzione.

La maggior parte dei documenti di progettazione consta di almeno tre emissioni da contratto; tali emissioni successive sono necessarie per il committente, che controlla l'andamento della progettazione e degli esborsi finanziari all'atto dell'ordine dei componenti; sia per l'azienda che controlla la pianificazione effettuata all'inizio del progetto e il rispetto delle scadenze in modo da non ritardare la conclusione del progetto.

0. *Emissione per commenti*: il documento viene redatto e inviato al committente, al quale è richiesto di visionarlo e di domandare eventuali chiarimenti, aggiunte, modifiche sia sostanziali che minime; in questa fase il committente può chiedere tutti i cambiamenti desiderati, anche per rendere conforme il documento ai propri standard interni; tuttavia una volta che approva il documento e lo invia all'azienda per proseguire la progettazione, non potrà più richiedere modifiche né variazioni di sorta. Solitamente corrisponde al 50% dell'avanzamento del documento, per cui vengono assegnate il 50% delle ore del documento.
1. *Emissione per approvazione cliente*: quando il documento torna in mano all'azienda, dopo circa 5 giorni, i progettisti specialisti elaborano tutte le modifiche richieste, e redigono nuovamente il documento; poiché questa seconda emissione è destinata all'approvazione da parte del cliente, è suscettibile di ritardi nel caso in cui il committente non dia il suo consenso. In tal caso, il progettista elabora nuovamente il documento, ma per farlo si va oltre i tempi stabiliti nella pianificazione iniziale, con conseguente ritardo dell'intero progetto; quindi inserisce una dicitura in cui evidenzia che il progetto potrà subire ritardi a causa della mancata approvazione nei tempi stabiliti, e dove il cliente non potrà rivalersi in futuro poiché è sua la responsabilità del ritardo. È frequente nell'ambiente della progettazione il revisionare i documenti molte volte prima del passaggio alla fase di costruzione; ciò è dovuto a incomprensioni tra cliente e progettisti, a errori, alla non conformità dei documenti con lo standard interno del cliente, a omissioni, a cambiamenti radicali nelle richieste che stravolgono completamente la natura del documento. Solitamente

corrisponde al 80% dell'avanzamento del documento, quindi vengono assegnate il 30% delle ore assegnate al documento.

2. *Emissione per costruzione*: con l'approvazione del cliente il documento non viene più modificato; si formalizza l'emissione ultima a distanza di 10 giorni dalla precedente per contratto, necessaria alla fase di costruzione, dove il documento viene inviato al cantiere nel caso di disegni tecnici, oppure viene schedato nei cataloghi di costruzione suddivisi per disciplina nel caso di data sheet e specifica tecnica. Corrisponde al 100% dell'avanzamento del documento, quindi al 20% delle ore.

1. Ingegneria per la fornitura

La *specifica tecnica* definisce le caratteristiche tecniche del componente, quali dimensioni, prestazioni, condizioni di lavoro, materiali, caratteristiche ambientali di funzionamento, modalità e prova di collaudo, norme di riferimento, imballaggio, marchiatura ed etichettatura. Tale documento, viene redatto dai progettisti specialisti in circa 24 ore, ovvero tre giorni di lavoro, suddiviso in tre emissioni da contratto; l'emissione per commenti, pari al 50% delle ore assegnate, è necessaria per ricontattare il fornitore tramite la *richiesta d'acquisto* e chiedere la conferma del componente con determinate caratteristiche scelte nel dimensionamento specifico. La richiesta d'acquisto è un modulo con tutti i dati del richiedente, l'oggetto della richiesta, la quantità, la data di consegna prevista; viene redatto dall'ufficio acquisti dell'azienda, e inviato al fornitore per richiedere la disponibilità del componente nelle quantità segnate e per la data prevista. Potrebbe accadere infatti che quel componente non sia disponibile per la data richiesta, oppure non vi siano sufficienti quantitativi in casa madre; il fornitore presenta delle alternative di pari caratteristiche tecniche, e il progettista valuta la convenienza del nuovo componente sia dal punto di vista tecnico che economico. Se lo reputa idoneo, rielabora la specifica tecnica con i nuovi dati del componente e la sottopone al cliente, altrimenti contatta altri fornitori; tutto questo processo potrebbe comunque portare a un ritardo del progetto se non rientra nelle scadenze pianificate. Il cliente analizza la specifica tecnica del componente nuovo, e decide se approvare o meno la scelta del progettista; in caso positivo la specifica tecnica avanza con la successiva approvazione cliente, pari al 30% delle ore assegnate, da cui poi sfocerà l'ordine, altrimenti il progettista elaborerà nuovamente la specifica tecnica su indicazione del cliente.

Un caso particolare è l'approvvigionamento dei *moduli fotovoltaici*: la loro produzione è notevolmente aumentata negli ultimi anni, e può accadere che la casa madre non possa far fronte a tutti gli ordini pervenuti; tra il momento della richiesta d'offerta e il contatto con il fornitore per la richiesta d'acquisto la situazione del piano ordini può essere notevolmente variata, tanto da non essere più disponibili i moduli scelti per la data richiesta. Potrebbero passare mesi prima che l'ordine possa essere inserito nel piano di produzione, provocando così un ritardo notevole nel progetto; per tale motivo, all'atto della richiesta d'offerta si chiede già al cliente di approvare o meno i moduli scelti dal progettista, in modo da bloccare l'ordine, per averli nei tempi desiderati. Il project manager avverte il cliente che, nel caso in cui cambiasse idea circa i moduli all'atto dell'ingegneria di dettaglio, il ritardo dovuto per l'approvvigionamento dei moduli scelti del cliente non è di responsabilità dell'azienda.

Dopo l'approvazione del cliente, il processo di approvvigionamento prosegue con l'*ordine*: in tale documento vengono specificate tutte le caratteristiche tecniche del componente, come da specifica tecnica, insieme a tutte le specifiche economiche, quali costo, pagamenti, tipologia di pagamenti, modalità e tempo di consegna, imballaggio, quantità. Viene redatto dall'ufficio acquisti, in base alle indicazioni fornite dal progettista.

Successivamente all'ordine, il progettista elabora la specifica tecnica per costruzione, pari al 20% delle ore assegnate, che viene schedata negli appositi cataloghi di costruzione e utilizzata per la stesura dei documenti tecnici di costruzione; allo stesso tempo elabora un altro documento, il *data sheet*, che si compone dei dati del costruttore, nome e codice del componente, immagini da diverse angolazioni, breve descrizione del componente con le caratteristiche tecniche e le omologazioni a

cui risponde, ultima revisione del documento, disegni del componente, istruzioni sull'impiego, valori limite delle caratteristiche elettriche e meccaniche, grafici di risposta a sollecitazione esterne, informazioni sull'acquisto, modalità d'imballaggio, eventuali copyright. Spesso presentano le note applicative, esempi di applicazioni sull'uso di un componente con schemi, informazioni e consigli sulla realizzazione ottimale del collegamento, formule per il calcolo di componenti collegati. Al data sheet vengono normalmente assegnate 16 ore totali per la stesura, ma anche questo documento viene emesso secondo tre passaggi da contratto: l'emissione per commenti (50% delle ore assegnate) consente di modificare il documento; l'emissione per approvazione cliente (30% delle ore assegnate) consiste nell'approvazione finale del documento; l'emissione per costruzione (20% delle ore assegnate) è funzionale alla formazione dei cataloghi di costruzione e alla stesura dei particolari di montaggio. Con questa ultima emissione si considera concluso il ciclo destinato all'ingegneria per la fornitura dei componenti d'impianto.

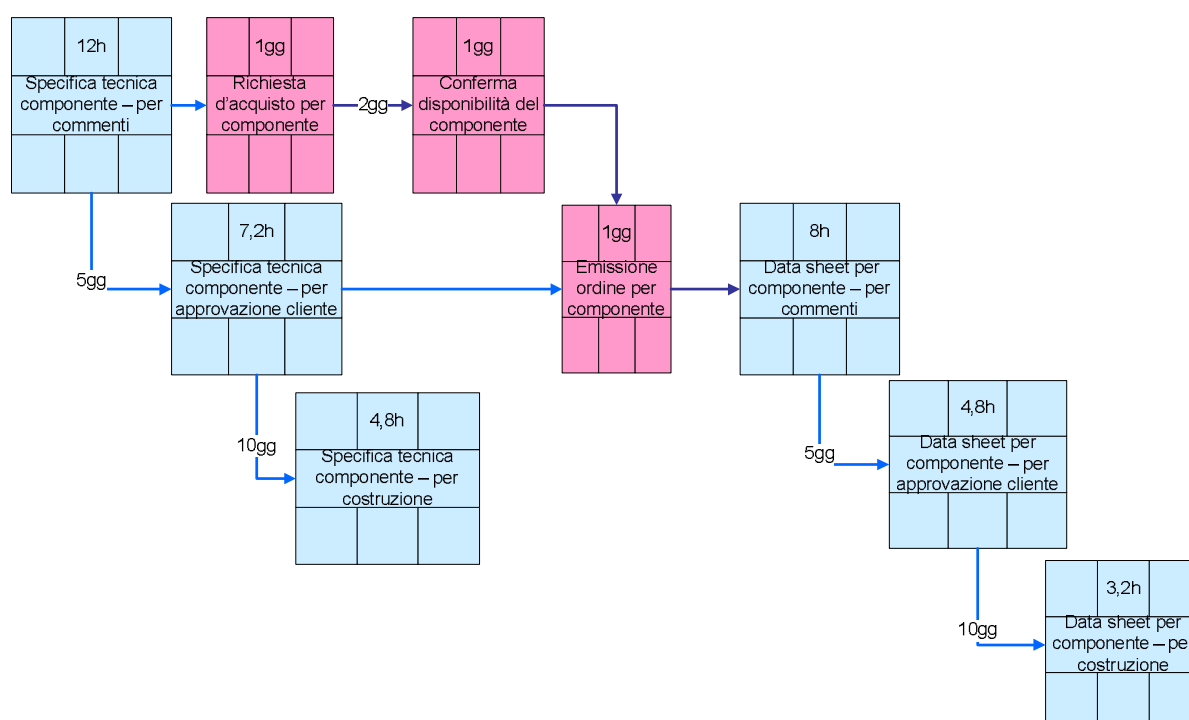


Figura 20. Ciclo di ingegneria per la fornitura.

2. Ingegneria di dettaglio sistema fotovoltaico

Per la disciplina meccanica, comprendente i moduli fotovoltaici e le relative strutture di sostegno, non sono necessari dimensionamenti specifici, in quanto sia i moduli che le strutture di sostegno sono state analizzate nell'ingegneria di base, e non necessitano di ulteriori dimensionamenti più approfonditi. Quindi, revisionate le scelte impiantistiche e attivati i processi di approvvigionamento dei moduli fotovoltaici e delle strutture di sostegno, si giunge alla progettazione per costruzione. Dalle specifiche tecniche emesse per costruzione, ovvero a documento completato, viene elaborato il layout generale del sistema fotovoltaico con le quote di posa dei moduli fotovoltaici e delle strutture di sostegno, congiuntamente al posizionamento delle strade di accesso da costruire o modificare per poter lavorare sull'area di costruzione; il progettista si avvale di diversi software, da programmi CAD a programmi di modellazione in tre dimensioni, per ottenere diverse viste dell'area ai fini di una buona progettazione. Il documento che viene generato è "Layout generale dell'impianto fotovoltaico con strade di accesso"; vengono normalmente assegnate 40 ore in tutto per completare il documento, che vengono suddivise nelle emissioni per commenti, per approvazione cliente e per costruzione. Con l'ultima emissione si ottiene il documento finale, che verrà consegnato al cantiere per iniziare le opere civili di costruzione. In seguito all'emissione per commenti del layout generale, e all'emissione dei data sheet per costruzione dei componenti, si

elaborano i documenti chiamati “*Particolari di montaggio*”: per i moduli fotovoltaici viene presentato il corretto montaggio tramite disegni ed elenco dei componenti necessari a montare ogni sezione del modulo, compresi bulloni, dadi, rondelle di fissaggio, cavi elettrici. Allo stesso modo per le strutture di sostegno, dove il disegnatore mostra il corretto montaggio a regola d’arte di ogni parte che compone la struttura stessa, con annesso l’elenco e le quantità dei materiali necessari. I particolari di montaggio, chiamati anche particolari costruttivi, vengono stesi in circa 16 ore, suddivise equamente nell’emissione per commenti, in modo che il cliente possa apportare modifiche, e nell’emissione per costruzione dopo una decina di giorni, per formalizzare le modifiche richieste e preparare i documenti all’invio in cantiere. Non subisce quindi l’emissione per approvazione cliente, in quanto sono documenti tecnici specifici designati alla costruzione del componente; non esistono altri metodi di montaggio, quindi le modifiche che il cliente può richiedere sono minime, ma non cambiano in modo sostanziale le istruzioni di montaggio. La progettazione riguardante la disciplina meccanica termina all’atto dell’emissione per costruzione di tutti i documenti.

3. Ingegneria di dettaglio sistema elettrico

Per il sistema elettrico sono invece necessari dei dimensionamenti specifici prima di procedere all’ingegneria per la fornitura dei componenti elettrici e alla successiva ingegneria per la costruzione; tali dimensionamenti riguardano:

- le relazioni di corto circuito,
- le relazioni di rete,
- i dimensionamenti dei cavi,
- i dimensionamenti delle protezioni,
- i dimensionamenti dell’inverter,
- i dimensionamenti dei trasformatori,
- i dimensionamenti dei quadri elettrici e quadri di campo,
- il dimensionamento della rete di terra,
- la relazione di valutazione delle scariche atmosferiche.

L’ufficio tecnico elettrico revisiona le scelte impiantistiche effettuate con il cliente, contemporaneamente all’ufficio tecnico meccanico; in seguito procede allo studio di rete, comprendente i dimensionamenti sopra citati. Innanzitutto, si elaborano due documenti fondamentali: la *relazione di calcolo di corto circuito* e la *relazione di calcolo di rete*.

La *relazione di calcolo di corto circuito* consiste in un’analisi approfondita di tutte le possibili correnti di corto circuito che possono interessare l’impianto elettrico; la corrente di corto circuito si costituisce di due componenti: una permanente simmetrica, variabile con legge sinusoidale chiamata i_s , e una transitoria unidirezionale, decrescente nel tempo con legge esponenziale, chiamata i_u . La corrente di corto circuito vale pertanto:

$$i_{cc} = i_s + i_u$$

Il massimo valore della corrente di corto circuito si ha per guasto trifase all’inizio della condotta e coincide con il valore efficace della componente simmetrica della corrente di corto circuito. La conoscenza del suo valore serve per stabilire il potere d’interruzione dell’interruttore. Si calcola con la relazione:

$$i_{cc, \max} = \frac{U}{\sqrt{3} * Z}$$

dove:

U = tensione di esercizio dell’impianto [V]

Z = impedenza del circuito a monte del punto di guasto [W].

Capitolo 4. Progettazione di dettaglio

Il valore della corrente di corto circuito di cresta (valore di picco della corrente totale di corto circuito) può essere ricavato direttamente dal grafico della corrente di corto circuito, oppure, in mancanza di questo, con la relazione:

$$I_{cc,cr} = K_{cr} * I_{cc,max}$$

dove il valore del fattore di cresta K_{cr} può essere calcolato, con sufficiente approssimazione, mediante la relazione:

$$K_{cr} = \sqrt{2} * \left(1 + e^{\frac{\pi}{\tan g\varphi_{cc}}} \right)$$

La conoscenza di $I_{cc,cr}$ serve per stabilire il potere di chiusura dell'interruttore.

Il valore minimo della corrente di corto circuito si ha per guasto monofase (fase-fase o fase-neutro) alla fine della conduttura e può essere calcolato con la relazione riportata dalla Norma CEI 64-8:

$$I_{cc,min} = \frac{0,8 * U * S}{1,5 * \rho * L_c} * \frac{1}{1 + m} * K_x$$

dove:

0,8 = coefficiente che tiene conto del presumibile abbassamento della tensione per effetto del corto circuito;

U = tensione del circuito di guasto (tensione fase-neutro per circuito trifase con neutro distribuito; tensione fase-fase per circuito monofase o circuito trifase con neutro non distribuito) [V];

S = sezione del cavo [mm²];

1,5 = fattore che tiene conto dell'incremento della resistività del cavo dovuto all'aumento di temperatura durante il corto circuito;

ρ = resistività del conduttore a 20A°C [per il rame 0,0178 W mm²/m];

L_c = lunghezza del cavo [m];

m = SF/SN = rapporto fra le sezioni dei conduttori di fase e di neutro nel caso di circuito trifase con neutro distribuito;

K_x = coefficiente che tiene conto della reattanza del cavo; tale coefficiente, a seconda della sezione del conduttore di fase, assume valori decrescenti all'aumentare della sezione. Rispetto alla sezione del conduttore di fase, la sezione del neutro può essere scelta nel modo indicato nella seguente tabella:

| Sezione di fase SF (mm ²) | Sezione di neutro SN(mm ²) |
|--|--|
| SF = 16 | SN = SF |
| 16 < SF = 35 | SN = 16 |
| SF > 35 | SN = SF/2 |

Tabella 104. Sezione di neutro in relazione alla sezione di fase.

m = 1 nel caso di circuito monofase o circuito trifase con neutro non distribuito.

La conoscenza di $I_{cc,min}$ serve per la verifica del corretto intervento dello sganciatore magnetico; serve, in altri termini, per stabilire il valore massimo della soglia d'intervento dello sganciatore magnetico dell'interruttore. La corrente di corto circuito produce, nel circuito, due effetti: effetto termico, legato al tempo di durata della corrente di corto circuito; effetto elettrodinamico, legato al valore massimo (valore di picco) della corrente di corto circuito.

Agli effetti pratici della progettazione, dal *lato corrente alternata* la linea elettrica sarà protetta dal corto circuito se il potere degli interruttori installati risulta maggiore o uguale al valore della corrente di corto circuito calcolata nel punto di installazione dell'interruttore, e se tutte le correnti provocate dal corto circuito sono interrotte in un tempo minore a quello che porta la conduttura alla

temperatura massima ammissibile. Per tale motivo, deve essere verificata la seguente relazione per normativa CEI 64-8 art. 434.3.2:

$$I^2t \leq K^2 S^2$$

Dove:

I^2t = è l'energia specifica lasciata passare dai dispositivi di protezione per la durata del corto-circuito e ricavata dalle curve caratteristiche degli stessi fornite dai costruttori [A^2s];

K = è un coefficiente che tiene conto delle caratteristiche del conduttore ed assume i seguenti valori:

115 per conduttori in rame isolati in PVC;

135 per conduttori in rame isolati in gomma ordinaria o butilica;

143 per conduttori in rame isolati in gomma etilenpropilenica;

S = è la sezione del conduttore [mm^2].

Tale verifica deve essere eseguita per tutte le linee presenti nell'impianto, in modo da determinare i dispositivi di protezione adeguati per evitare correnti di corto circuito.

Nel lato del sistema funzionante in *corrente continua* la protezione contro i corto-circuiti non può avvenire per mezzo di interruttori magnetotermici, in quanto la differenza dei valori tra la corrente elettrica di massima potenza e quella di corto-circuito non è sufficiente per poter essere rilevata dai normali interruttori magnetotermici nei tempi indicati dalla norma. La corrente di corto circuito che interessa i cavi di stringa di un impianto fotovoltaico varia con il numero di stringhe di cui è costituito; poiché il cavo solare è dimensionato per

$$I_z = (n - 1) * 1,25 * I_{CC}$$

Dove

I_z = corrente massima che il cavo può sopportare senza danneggiamenti;

n = numero di stringhe;

I_{CC} = corrente di corto circuito;

1,25 = fattore di correzione per la corrente di corto circuito, dato che in certe condizioni il modulo può produrre più corrente rispetto alle caratteristiche nominali.

Si adotteranno, qualora necessario, interruttori sezionatori con fusibile di adeguata portata. La relazione di calcolo di corto circuito impiega circa 64 ore, suddivise nell'emissione per commenti, pari all'80% delle ore assegnate, e l'emissione per costruzione, pari al 20% delle ore assegnate; non subisce l'emissione per approvazione cliente in quanto non può subire sostanziali modifiche, dato che il metodo di calcolo a norma di legge è unico.

La **relazione di calcolo di rete** parte dallo schema unifilare dell'impianto steso nella progettazione di base: lo schema è composto dalle stringhe fotovoltaiche, dai cavi solari ed elettrici, dai dispositivi di interfaccia, dagli inverter, dai trasformatori, dai quadri elettrici. Si definiscono più scenari di funzionamento della rete, specificando lo stato di aperto/chiuso dei dispositivi di manovra e protezione. Si esegue un primo dimensionamento dei cavi in base ai valori dei carichi elettrici presenti, considerando il valore di portata dovuto alle condizioni di posa e alla vicinanza; tale calcolo viene poi sottoposto alla verifica di calcolo del Load Flow e alla verifica di calcolo delle correnti di corto circuito per guasti trifase, fase-fase, fase-neutro, fase-terra. Si eseguono poi i calcoli statici, in base alle caratteristiche di allacciamento alla rete in MT (tensione di esercizio e potenza di corto circuito), alla tensione nominale ai nodi, ai parametri dei trasformatori, ai parametri dei cavi, alle reattanze dei generatori.

Si calcola il **Load Flow** con il metodo di Newton-Raphson, in modo da gestire più nodi e gli squilibri dovuti a carichi non trifasi; questo per diverse configurazioni del sistema, tra cui a rete a minimo carico e rete a massimo carico. Lo scopo del Load Flow è fornire metodologie generali per il calcolo dei flussi di potenza in una rete elettrica di potenza. A partire dai flussi di potenza, tramite calcoli diretti, è poi possibile ricavare tutte le altre grandezze di interesse. In particolare, dopo aver scritto e risolto le equazioni di Load Flow, si ottengono i valori delle tensioni ai nodi. Note queste

tensioni, passando per la Matrice delle Ammettenze Nodali, è possibile ricavare il valore delle correnti su tutte le linee. Le equazioni di Load FLOW, essendo non lineari, vengono risolte per via numerica, in genere utilizzando i metodi di Newton-Raphson o di Eulero, avvalendosi di programmi di calcolo appositi, in cui l'errore massimo rientra in una soglia prefissata dopo un certo numero di iterazioni.

Inoltre si calcola la **potenza attiva e reattiva** richiesta a ogni singola sorgente di potenza; per quanto riguarda la potenza attiva, nel generatore fotovoltaico risulta pari alla potenza di picco, mentre per la potenza reattiva il discorso è più complesso. Gli impianti di produzione collegati alla rete con dispositivi di conversione statica possono erogare energia con un fattore di potenza non inferiore al 0,8 R se la potenza attiva è compresa tra il 20% e il 100% della potenza complessiva installata, e in anticipo se erogano una potenza reattiva non superiore al valore minore tra 1 kvar e 0,05 sommato alla potenza attiva installata in kW divisa per 20. Il concetto di potenza reattiva (Q) e concorre alla formazione di potenza apparente S con la potenza attiva P.

La relazione è la seguente

$$S^2 = P^2 + Q^2$$

dove S è misurata in VA, P in W, e Q in var.

L'immissione di un valore superiore di potenza rispetto a quella utilizzata ha l'effetto di aumentare la frequenza di rete; negli inverter i valori e le caratteristiche di riduzione automatica di P all'aumentare della frequenza sono settabili attraverso modifiche al software di regolazione. Tuttavia, operando in questo modo l'impianto risulta staccato dalla rete per parecchi minuti, in cui viene dispersa energia; esistono allora apparati che possano rifasare. Tale operazione può essere effettuata in modo "statico" o in modo "dinamico". Nel primo caso basta conoscere il valore della potenza reattiva e impostare conseguentemente le relative operazioni di rifasamento. Nel secondo caso, l'apparato reagisce in modo flessibile alle oscillazioni di potenza reattiva presenti in rete, elaborando i dati di potenza attiva per adeguarli alle impostazioni stabilite dal gestore di rete. Una modalità di definizione del fattore di sfasamento è quella in funzione della potenza attiva immessa nel caso in cui l'impianto fotovoltaico condizioni notevolmente la tensione del punto di collegamento. In questo caso la tensione viene sostenuta per basse potenze e abbassata in caso di potenze in uscita elevate in modo da ridurre il carico sul punto di collegamento.

Si calcola la **corrente di corto circuito** in ogni sezione della rete, anche per le sezioni in media tensione, come esposto nella relazione di calcolo di corto circuito.

Terminati i calcoli statici, si eseguono i **calcoli transitori**, riguardanti i transitori elettromeccanici ed elettromagnetici; si esegue la verifica della stabilità transitoria (guasti sulle sbarre principali e sul montante di macchina con ricerca del tempo critico e verifica delle protezioni, avviamento motori, richiusura in controfase, etc.) per i transitori elettromeccanici, mentre per i transitori elettromagnetici si calcola l'inrush trasformatori, dimensionamento e verifica degli scaricatori. Dopo queste verifiche, si controllano i cavi dimensionati precedentemente: quelli che risultano inadeguati ai calcoli dovranno essere ridimensionati, e nuovamente verificati.

Si passa poi al **calcolo delle protezioni**: si scelgono interruttori automatici e fusibili, i contatori e i sezionatori, tenendo come criterio di scelta la selettività e il back-up delle apparecchiature; ad ognuna di essa è associata la curva di intervento tempo-corrente per la verifica di selettività e contatti indiretti, e la curva di energia specifica passante in condizioni di corto circuito. Avviene poi la scelta delle apparecchiature di protezione, tenendo conto dei parametri elettrici desunti dalla rete, ricercandole per caratteristiche elettriche, in base a criteri di economicità e funzionalità; si svolgono le verifiche di massima tensione, e di selettività attraverso la sovrapposizione di curve di intervento relative alle protezioni coinvolte. Infine, avviene il setting delle protezioni con emissione della relativa scheda per la taratura.

L'ultimo calcolo di rete consiste nel **calcolo delle curve di lavoro**: si rappresentano le curve specifiche corrente-tempo, corrente-energia specifica passante, corrente-corrente limitata di picco, per interruttori, fusibili, cavi, trasformatori, generatori. Si verifica la massima caduta di tensione ai

Capitolo 4. Progettazione di dettaglio

singoli utilizzatori e la verifica delle protezioni con gestione delle impostazioni degli sganciatori regolabili, sia termomagnetici che elettronici.

Anche la relazione di calcolo di rete impiega circa 64 ore, suddivise in due emissioni, una per commenti a cui sono assegnate l'80% delle ore, e una per costruzione, a cui sono assegnate il 20% delle ore.

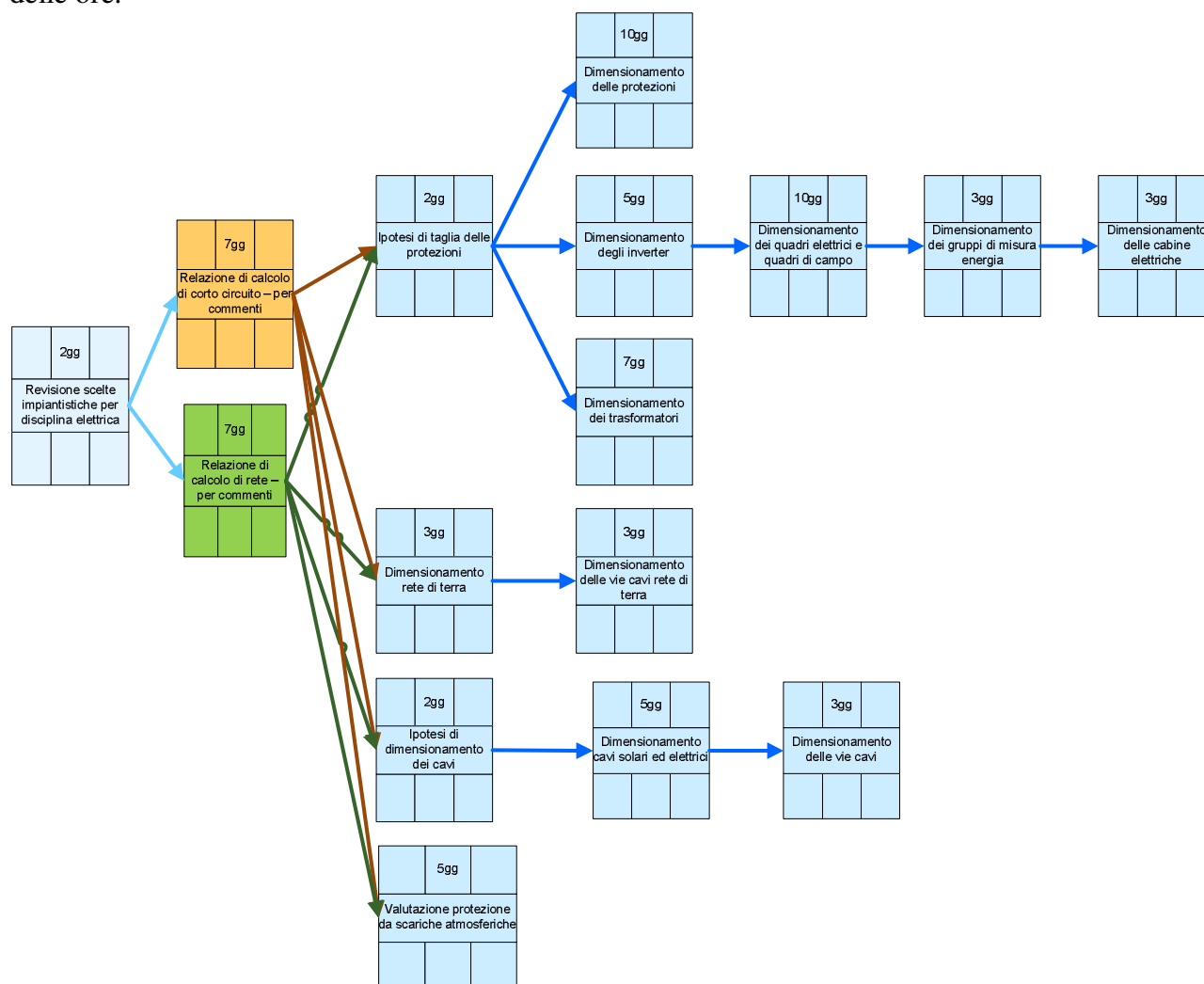


Figura 21. Schema del dimensionamento di dettaglio del sistema elettrico.

Una volta terminate le relazioni di calcolo, si procede a ipotizzare la taglia delle protezioni da inserire nell'impianto e al loro dimensionamento, per evitare il fluire di correnti di corto circuito e proteggere l'uomo da contatti diretti e indiretti. Contemporaneamente si svolge il dimensionamento dei cavi, solari ed elettrici, e il dimensionamento della rete di terra. In seguito al dimensionamento delle protezioni, avviene contemporaneamente il dimensionamento degli inverter e dei trasformatori, da cui si attivano i rispettivi processi di fornitura; dal dimensionamento degli inverter si procede al dimensionamento dei quadri elettrici sia in media che in bassa tensione, attivando i processi di approvvigionamento dei componenti. Dal dimensionamento dei quadri elettrici si procede al dimensionamento dei quadri di campo, attivando i processi di approvvigionamento, sino a iniziare la progettazione per costruzione dell'impianto elettrico. Contemporaneamente al dimensionamento dei quadri di campo si svolge il dimensionamento dei gruppi di misura di energia elettrica; infine avviene il dimensionamento delle cabine elettriche.

3.1 Dimensionamento dei componenti principali

3.1.1 Dimensionamento delle protezioni

Le *protezioni passive* hanno come principale scopo l'evitare la nascita di un guasto tramite arco elettrico o contatto tra parti diverse dell'impianto. Tra queste vi è l'*isolamento principale* che deve ricoprire completamente le parti attive ed essere rimosso solo mediante la sua distruzione; deve essere in grado di resistere a sollecitazioni meccaniche, a sforzi elettrodinamici e termici, alle alterazioni chimiche dovute all'ambiente circostante. Gli *involucri* impediscono il contatto con le parti attive, e vengono caratterizzati da un grado di protezione indicato da una sigla composta dalle due lettere IP seguite da due cifre. La prima cifra indica la protezione da corpi solidi, mentre la seconda corpi liquidi. Se al posto del numero è presente la X, significa che non è protetto rispetto a quel tipo di contatto. La sigla può essere seguita dalla lettera B o dalla D, che identifica che la protezione viene superata, ma non si può entrare in contatto con una parte attiva.

Si definiscono *protezioni attive* i componenti dell'impianto che intervengono sul circuito, per salvaguardare l'impianto da guasti. Sono essenzialmente composte da un relè in grado di aprire il circuito; al verificarsi di una condizione di guasto, il relè provvede a far intervenire l'interruttore che, aprendo la linea, interrompe la fornitura di energia elettrica e quindi toglie l'alimentazione al guasto. Esistono diversi tipi di protezioni attive:

L'*interruttore magnetotermico* (chiamato volgarmente interruttore automatico) è costituito da due relè, uno magnetico e uno termico; il relè magnetico protegge il circuito dalle correnti di elevato valore (solitamente correnti di corto circuito) e viene infatti definito come protezione di massima corrente. Il funzionamento dello sganciatore magnetico è basato sull'attrazione elettromagnetica generata da un solenoide percorso dalla corrente di guasto che, generando una forza elettromotrice indotta, aziona una bobina che comanda un sezionatore, il quale opera l'apertura del circuito. L'intervento è quasi istantaneo al superamento della massima corrente, indifferentemente dal valore assunto della corrente stessa.

L'*interruttore termico* è costituito dal solo relè termico e garantisce la protezione solo dai sovraccarichi. Il funzionamento del relè termico è mirato a proteggere il circuito da correnti di valore più modesto (solitamente correnti di sovraccarico e correnti minime di corto circuito). Il suo funzionamento è basato sul comportamento dei metalli a seguito del calore che nasce per effetto Joule al passaggio di una corrente di guasto; tale corrente percorre una lamina realizzata da due metalli con differente coefficiente di dilatazione termica. Poiché i coefficienti non risultano essere uguali, le diverse dilatazioni porteranno ad un curvamento della lamina, quindi allo sganciamento del relè e all'apertura del circuito. L'intervento della componente termica è definito da una curva, dove all'aumentare del valore della corrente di guasto diminuisce il tempo d'intervento. Ogni interruttore ha una sua curva d'intervento.

Il *fusibile* tradizionale è anch'esso una protezione di corrente massima. Il suo funzionamento si basa sulla fusione di un filo metallico nel caso la corrente sia troppo elevata. Il fusibile non garantisce la protezione da minime correnti di corto circuito e correnti da sovraccarico; per ovviare a questa limitazione, spesso si adopera accoppiato ad un interruttore termico. Inoltre, ad ogni intervento occorre sostituire la cartuccia per poter ripristinare il servizio. Anche i fusibili presentano delle curve di intervento che li caratterizzano e li differenziano.

L'*interruttore differenziale* non è una protezione di corrente massima, ma il suo funzionamento si basa sulla prima legge di Kirchhoff. Nel caso in cui la somma algebrica delle correnti entranti o uscenti nel dispositivo sia superiore ad un valore di soglia, l'interruttore interviene. All'aumentare del valore di questa somma (o differenza, da cui il nome) il tempo d'intervento diminuisce.

SPD (*Surge Protection Device*) è lo scaricatore di sovratensione, costituito da due elettrodi di cui uno collegato a terra e l'altro in linea; in condizioni nominali di esercizio la tensione verso terra si mantiene entro certi valori di funzionamento, consentendo allo scaricatore di comportarsi come uno isolatore. Nel momento in cui si genera una sovratensione, se la differenza di potenziale tra il punto in cui è inserito lo scaricatore e la terra supera la tensione di innesco del dispositivo stesso, si genera

una scarica tra gli elettrodi che trasferisce l'onda di sovratensione a terra, proteggendo i componenti di sistema a valle.

Per determinare il dimensionamento delle protezioni è necessario conoscere le cause di danneggiamento dei cavi dovute a correnti di sovraccarico (correnti relativamente elevate ma con tempi lunghi) e a correnti di corto circuito (correnti elevate ma di breve durata). La scelta dei dispositivi di protezione deve tenere conto principalmente della corrente massima di corto circuito ($I_{cc,max}$) sia di quella minima ($I_{cc,min}$); quest'ultima è necessaria per stabilire la massima lunghezza della linea. La corrente di corto circuito massima è necessaria per stabilire il potere di interruzione degli interruttori automatici o il valore dell' I^2t (energia dissipata da un conduttore avente resistenza unitaria) del fusibile. Per proteggere un cavo da eventuali sovraccarichi a monte dello stesso, deve essere montato un dispositivo di protezione, fusibile o magnetotermico, tale da soddisfare la seguente relazione

$$I_b \leq I_n \leq I_z \leq I_f$$

dove:

I_b = corrente nominale del carico;

I_n = corrente nominale del dispositivo di protezione;

I_z = massima corrente che il cavo può sopportare senza danneggiamenti;

I_f = corrente convenzionale di intervento della protezione.

La protezione contro i corto circuiti deve intervenire sul circuito prima che gli effetti termici ed elettrodinamici delle sovracorrenti danneggino il conduttore e le relative connessioni. A tal fine deve essere soddisfatta la seguente relazione

$$I^2t \leq K^2 S^2$$

Dove:

I^2t = è l'energia specifica lasciata passare dai dispositivi di protezione per la durata del corto-circuito e ricavata dalle curve caratteristiche degli stessi fornite dai costruttori [A^2s];

K = è un coefficiente che tiene conto delle caratteristiche del conduttore ed assume i seguenti valori:

115 per conduttori in rame isolati in PVC;

135 per conduttori in rame isolati in gomma ordinaria o butilica;

143 per conduttori in rame isolati in gomma etilenpropilenica;

S = è la sezione del conduttore [mm^2].

L'energia lasciata passare dal dispositivo di protezione deve essere inferiore a quella sopportata dal conduttore. Per il lato corrente alternata, si usa la normale componentistica, dove I_b rappresenta la corrente alla potenza massima dell'inverter; il cortocircuito in questo caso è alimentato dalla rete, per cui le protezioni vanno verso la rete.

Per il lato corrente continua, gli scaricatori di sovratensione e i fusibili scaricatori si dimensionano in base alla tensione massima: infatti, la tensione massima continuativa lato corrente continua deve essere superiore alla tensione a vuoto della stringa calcolata a una temperatura di $-10^\circ C$. Le sovratensioni sono come onde che si propagano bidirezionalmente, per cui gli scaricatori vengono posti vicini all'apparecchio da proteggere, come "barriera" all'arrivo del picco di sovratensione; come compromesso di sicurezza si pongono spesso due scaricatori per stringa, la cui taglia è calcolata secondo il costruttore del modulo fotovoltaico; il valore tipico è di 10 A, determinato in funzione della corrente di corto circuito e dal numero di stringhe in parallelo. Per il lato corrente alternata, gli scaricatori sono posti vicini all'uscita dell'inverter, perché è questa l'apparecchiatura da proteggere; lo scopo di questo montaggio è di far in modo che l'inverter veda applicata a sé la tensione di protezione dello scaricatore in caso di sovratensioni dalla rete.

I diodi di blocco proteggono ogni stringa dal funzionamento a corrente inversa; dissipano un po' di potenza, in genere trascurabile per l'impianto ma non per il quadro che ne contiene molti. Per connettere gli estremi di una stringa o tratti di stringa alle string box o direttamente agli inverter,

sono necessari gli adattatori e i connettori. Altri organi di protezione sono gli interruttori in grado di interrompere il flusso di corrente e tensione al punto di massima potenza della curva di funzionamento del modulo fotovoltaico; devono lasciar passare la corrente massima alla temperatura di 60 °C.

Per il dimensionamento delle protezioni di tutta la rete, occorrono una decina di giorni; al completamento si procede con l'ingegneria per fornitura delle protezioni, stilando le specifiche tecniche, contattando i fornitori, richiedendo l'ordine nelle quantità calcolate, stendendo i data sheet. L'ingegneria per costruzione coinvolge le protezioni quando si analizza l'allestimento interno dei quadri elettrici, quindi dopo che questi sono stati dimensionati, analizzati sul layout generale ed elaborati gli schemi costruttivi.

3.1.2 Dimensionamento dei trasformatori

Contemporaneamente al dimensionamento delle protezioni, un altro progettista prosegue la progettazione di dettaglio affrontando il dimensionamento dei trasformatori necessari al funzionamento dell'impianto. Il trasformatore è una macchina elettrica statica perché non contiene parti in movimento; consente di variare i parametri di tensione e corrente in ingresso rispetto a quelli in uscita, pur mantenendo costante la quantità di potenza elettrica apparente (a meno delle perdite per effetto dell'isteresi e delle correnti parassite). Il trasformatore è una macchina in grado di operare solo in corrente alternata, perché sfrutta i principi dell'elettromagnetismo legati ai flussi variabili. Poiché l'energia prodotta dalle centrali deve essere trasportata anche per centinaia di km, e poiché la corrente diminuisce all'aumentare della tensione a parità di potenza, non è possibile aumentare la sezione dei conduttori all'infinito in modo da scongiurare l'effetto Joule, per cui per abbassare la corrente si effettua una trasformazione aumentando la tensione a pari potenza prodotta. Diminuendo le distanze da percorrere e la potenza da trasportare viene anche meno l'esigenza di avere tensioni alte; se a questo si associa anche l'esigenza di avere per l'uso domestico e industriale un livello di tensione compatibile con le esigenze di sicurezza, ne segue che dalla produzione alla distribuzione sono necessarie un numero adeguato di trasformazioni verso tensioni sempre più basse. Il trasformatore converte la tensione entrante in un valore differente, ma senza aumentare la potenza. Il prodotto di tensione per corrente tra i due circuiti è uguale:

$$V_P I_P = V_S I_S$$

Dove

V_P = tensione del circuito primario;

I_P = corrente del circuito primario;

V_S = tensione del circuito secondario;

I_S = corrente del circuito secondario.

Un trasformatore reale però non è una macchina perfetta e per questo presenta delle perdite, ovvero la potenza assorbita dal primario è sempre superiore a quella fornita dal secondario. I diversi motivi di perdita sono:

- Effetto Joule prodotto dalla corrente che scorre negli avvolgimenti (dette perdite nel rame);
- Induzione di correnti parassite nel nucleo che possono a loro volta dissipare energia per effetto Joule (dette perdite nel ferro);
- Perdita di flusso magnetico al di fuori del nucleo che può indurre correnti su oggetti vicini al trasformatore;
- Perdite per isteresi magnetica (sono perdite nel ferro);
- Perdite per movimenti meccanici dovuti a forze magnetiche o magnetostriazione, solitamente percettibili come il classico ronzio del trasformatore.

Per ridurre l'effetto dei vari elementi che inficino il rendimento del trasformatore, gli avvolgimenti devono avere il minor numero di spire possibile e il filo dell'avvolgimento deve essere di lunghezza minore possibile; generalmente questo dipende dalla sezione e dalla forma del nucleo, quadrata o circolare. Il raffreddamento è necessario per evitare il surriscaldamento del trasformatore dovuta alla potenza dissipata. È particolarmente importante nei trasformatori funzionanti a potenze elevate,

e può essere ad aria, a bagno d'olio (lavorano in un bagno di olio dentro involucri metallici opportunamente sagomati per facilitare la dispersione del calore), a bagno d'olio forzata (rispetto al sistema in bagno d'olio sono previste anche delle pompe per la circolazione forzata dell'olio e un sistema di ventilatori esterni per aumentare l'asportazione di calore).

Molto importante è dimensionare il trasformatore in modo da utilizzarlo al massimo al 70-80% della sua potenza, sia per un discorso di sviluppo calore che di durata nel tempo; lo spazio dove viene collocato è altresì importante per il funzionamento ottimale del trasformatore. Inoltre, occorre anche valutare attentamente le perdite a vuoto, in quanto, anche se poco significative in assoluto, sono sempre presenti, mentre le perdite a carico sono presenti solamente quando il trasformatore lavora. Non essendo possibile un collegamento a bassa tensione con la potenza nominale, data la taglia dell'impianto, sarà necessaria una stazione di trasformazione indipendente, da collocarsi nelle cabine elettriche.

Per il dimensionamento dei trasformatori, occorre una settimana; al completamento si procede con l'ingegneria per fornitura dei trasformatori, stilando le specifiche tecniche, contattando i fornitori, richiedendo l'ordine nelle quantità calcolate, stendendo i data sheet. L'ingegneria per costruzione coinvolge i trasformatori quando si analizza il loro posizionamento sul layout generale, e si elaborano gli schemi di montaggio.

3.1.3 Dimensionamento degli inverter

Contemporaneamente al dimensionamento delle protezioni e al dimensionamento dei trasformatori, avviene il dimensionamento degli inverter necessari per l'impianto. L'inverter è un dispositivo molto flessibile; è capace di seguire più punti di tensione alla massima potenza, che possono essere determinati da un diverso orientamento e inclinazione delle stringhe fotovoltaiche. Poiché i moduli solari producono energia quando il sole è alto, le condizioni di produzione ideali sono quando la luce solare ha un'incidenza diretta di 90° sui moduli; di conseguenza, se alcuni moduli devono essere posizionati ad angoli oppure a orientamento diversi, possono essere necessari due o tre inverter aggiuntivi, mentre con un inverter dotato di più di un MPPT, è necessario solo un inverter. Tuttavia, minore è il numero di unità inseguite, più preciso diventa l'inseguimento e più elevata la resa, poiché si riducono notevolmente le perdite di discrepanza; per tale motivo si creano i sottocampi fotovoltaici, per massimizzare la resa di un singolo inverter.

A partire dai parametri di targa del modulo fotovoltaico scelto, si passa a dimensionare le tensioni e le correnti. Le tensioni del modulo da considerare sono:

$$V_{OC}(T) = V_{OC}(STC) * \left(\frac{100 * \alpha V_{OC} * (T - T_{STC})}{100} \right)$$

Dove

$V_{OC}(T)$ = Tensione a circuito aperto [V]

$V_{OC}(STC)$ = Tensione a vuoto del modulo fotovoltaico [V] alle Standard Test Condition (STC)

T_{STC} = 25 °C temperatura alle condizioni di test standard

T = temperatura a cui si trova il modulo

αV_{OC} = coefficiente termico relativo alla tensione a vuoto [-n%/°C ↔ - mV/°C]

$$V_{MP}(T) = V_{MP}(STC) * \left(\frac{100 * \alpha V_{MP} * (T - T_{STC})}{100} \right)$$

Dove

$V_{MP}(T)$ = Tensione relativa al punto di massima potenza [V]

$V_{MP}(STC)$ = Tensione massima del modulo fotovoltaico [V] alle Standard Test Condition (STC)

T_{STC} = 25 °C temperatura alle condizioni di test standard

T = temperatura a cui si trova il modulo

αV_{MP} = coefficiente termico relativo alla tensione massima [-n%/°C ↔ - mV/°C]

Le correnti da considerare sono:

$$I_{SC}(T) = I_{SC}(STC) * \left(\frac{100 * \alpha I_{SC} * (T - T_{STC})}{100} \right)$$

Dove

$I_{SC}(T)$ = corrente di corto circuito [A]

$I_{SC}(STC)$ = corrente di corto circuito del modulo fotovoltaico [A] alle Standard Test Condition (STC)

$T_{STC} = 25$ °C temperatura alle condizioni di test standard

T = temperatura a cui si trova il modulo

αI_{SC} = coefficiente termico relativo alla corrente di corto circuito [-n%/°C ↔ - mA/°C]

$$I_{MP}(T) = I_{MP}(STC) * \left(\frac{100 * \alpha I_{MP} * (T - T_{STC})}{100} \right)$$

Dove

$I_{MP}(T)$ = corrente al punto di massima potenza [A]

$I_{MP}(STC)$ = corrente al punto di massima potenza del modulo fotovoltaico [A] alle Standard Test Condition (STC)

$T_{STC} = 25$ °C temperatura alle condizioni di test standard

T = temperatura a cui si trova il modulo

αI_{MP} = coefficiente termico relativo alla corrente massima [-n%/°C ↔ - mA/°C]

Poiché l'inverter ha dei parametri di targa ben definiti entro cui lavorare, si dimensionano tensioni correnti di stringa e del generatore fotovoltaico, per ricavare i valori di funzionamento del dispositivo. Quindi, poiché la corrente di stringa è pari alla corrente del modulo dato i collegamenti in serie dei moduli, la corrente del generatore fotovoltaico sarà pari al numero di stringhe moltiplicato per la corrente di stringa, dato il collegamento in parallelo delle stringhe; la tensione di stringa è invece pari al numero di moduli collegati in serie per la tensione del modulo, mentre la tensione del generatore è pari alla tensione di stringa. Immettendo tali valori nelle formule precedentemente esposte, si ricavano i valori di tensione a vuoto, tensione massima alla temperatura minima e massima in cui è posto il sistema, corrente di corto circuito, corrente massima alla tensione minima e massima in cui è posto il sistema del generatore fotovoltaico. La tensione massima alla massima e minima temperatura è molto importante perché pregiudica il buon andamento dell'impianto fotovoltaico; questo perché se la temperatura aumenta, la potenza del modulo diminuisce.

Gli inverter ad alta efficienza sono progettati per l'uso giornaliero e hanno una massima efficienza del 98% a 700 Volt. Non è un valore teorico, bensì un valore che può essere raggiunto ogni giorno. I limiti fisici legati alla posizione di installazione possono richiedere l'uso di stringhe con meno moduli rispetto a quanti ne presenta una soluzione ottimale. Tuttavia, sfruttando l'ampia gamma di ingressi tipica di un inverter a stringa è possibile realizzare tali stringhe senza compromettere eccessivamente l'efficienza dell'inverter. Per garantire che la tensione MPPT non si abbassi troppo in caso di limitazioni di potenza, si usa calcolare la tensione inferiore MPPT alla temperatura del modulo minima prevista, circa -10 °C; tale valore deve essere maggiore della tensione MPPT minima dell'inverter. Allo stesso modo nel caso di temperatura massima: si calcola la tensione superiore MPPT alla temperatura del modulo massima prevista, circa 60 °C, che deve essere minore della tensione MPPT massima dell'inverter. Per la scelta dell'inverter si dovranno verificare le disequazioni

$$V_{OC_max} * N_{ps} \leq V_{max}$$

$$V_{min_MPP}(T_{min}) * N_{ps} > V_{MPPT\ min}$$

$$V_{max_MPP}(T_{max}) * N_{ps} < V_{MPPT\ max}$$

$$I_{SC_max} < I_{max_inverter}$$

Dove

V_{max} = valore della tensione massima applicabile in ingresso all'inverter

$V_{MPPT\ min}$ = tensione minima della finestra MPPT in cui l'inverter riesce ad inseguire istantaneamente il punto di massima potenza

$V_{MPPT\ max}$ = tensione massima della finestra MPPT in cui l'inverter riesce ad inseguire istantaneamente il punto di massima potenza

N_{ps} = numero do pannelli per stringa

I_{sc_max} = massima corrente di corto circuito ammessa dai pannelli

$I_{max_inverter}$ = massima corrente in ingresso all'inverter

$V_{minMPP}(T_{min})$ = tensione nel punto di massima potenza alla temperatura minima

$V_{mazMPP}(T_{max})$ = tensione nel punto di massima potenza alla temperatura massima

L'installazione degli inverter deve avvenire nelle vicinanze del trasformatore o del contatore per ridurre il costo del cablaggio in corrente alternata di bassa tensione. Utilizzando cavi da 10 mm per il cablaggio in corrente alternata, e possibile posizionare l'inverter a una distanza di massimo 20 metri senza perdite rilevanti (0,1%). Il peso contenuto e le piccole dimensioni degli inverter a stringa consentono di posizionare con facilità l'unità nello spazio disponibile; gli inverter a stringa con cassa IP54 sono adatti per le installazioni all'esterno e non richiedono ulteriori ripari se montati all'ombra.

Per il dimensionamento degli inverter occorrono circa 5 giorni; al completamento si procede con l'ingegneria per fornitura degli inverter, stilando le specifiche tecniche, contattando i fornitori, richiedendo l'ordine nelle quantità calcolate, stendendo i data sheet. L'ingegneria per costruzione coinvolge gli inverter quando si stende lo schema a blocchi della rete, e successivamente quando si analizza il loro posizionamento sul layout generale, e si elaborano gli schemi di montaggio.

3.1.4 Dimensionamento dei quadri elettrici e quadri di campo

Completato il dimensionamento degli inverter, si procede al dimensionamento dei quadri elettrici e quadri di campo; innanzi tutto, il quadro elettrico può essere di distribuzione oppure di automazione. Nel primo caso, il quadro elettrico è un quadro di protezione, comando e controllo di un impianto a bordo macchina o di un impianto specifico, e prevede quindi la presenza di salvamotori, relè, selettori, spie; generalmente i componenti di un quadro elettrico di automazione non sono accessibili. Nel secondo caso, il quadro elettrico di distribuzione è un quadro elettrico da cui si diramano solo linee di alimentazione; generalmente la carpenteria di un quadro elettrico di distribuzione è di tipo modulare ed i componenti sono accessibili.

Dallo schema elettrico unifilare si progettano i *quadri elettrici*, inserendovi siglatura dei componenti, numerazione dei fili e dei morsetti, definizione dei conduttori da utilizzare, definizione dei colori dei dispositivi di comando e segnalazione, sviluppo grafico di dettaglio. Per una corretta progettazione si utilizzano gli standard normativi di redazione dei disegni elettrici, in modo da renderli comprensibili a chiunque debba leggerli; in particolare si utilizzano le norme:

- CEI EN 60204-1 (equipaggiamento a bordo macchina)
- CEI EN 60617 (simbologia)
- CEI 44-6 (identificazione letterale dei componenti)

I cavi e i dispositivi da installare all'interno del quadro di comando sono regolamentati dalla normativa CEI EN 60204-1 per quanto riguarda la colorazione, in modo da distinguere i componenti in base al loro significato. Definita la numerazione dei cavi del cablaggio e le

Capitolo 4. Progettazione di dettaglio

caratteristiche prestazionali dei componenti, si può procedere alla stesura dello schema elettrico del quadro. La CEI EN 60617 definisce quali siano i simboli grafici da utilizzare, mentre la CEI 44-6 ne definisce la siglatura alfanumerica, come

- **QF** : interruttore automatico
- **KA** : relè ausiliario
- **KM** : relè di potenza
- **SA** : selettore
- **SB** : pulsante

Nella scelta dimensionale della carpenteria svolge un ruolo essenziale la determinazione della potenza termica che essa è in grado di smaltire, ovvero il cosiddetto calcolo della sovratemperatura interna al quadro. Le modalità di esecuzione di detto calcolo sono riportate sulla norma CEI EN 60439. La temperatura interna al quadro aumenterà in misura minore quanto più la carpenteria è grande e i lati della carpenteria sono arieggiati; i costruttori forniscono i dati del calore che le carpenterie sono in grado di dissipare affinché al loro interno non venga superato un valore soglia di temperatura, o meglio definito come sovratemperatura. La potenza dissipata da un componente varia con il variare del quadrato della corrente che lo attraversa; tuttavia, il valore comunemente indicato dal costruttore del componente è quello relativo alla corrente nominale; pertanto la somma brutale delle potenze dissipate da ogni componente interno al quadro potrebbe restituire un valore molto maggiore rispetto a quella realmente dissipata. Se detto valore è comunque inferiore alla potenza dissipabile dalla carpenteria è inutile procedere oltre; se invece è superiore si può moltiplicare per il coefficiente di contemporaneità dei carichi elevato al quadrato. La norma assume per detto coefficiente i valori standard riportati in tabella.

| N° circuiti di potenza | Coefficiente di contemporaneità |
|------------------------|---------------------------------|
| 2 o 3 | 0,9 |
| 4 o 5 | 0,8 |
| 6 - 7 - 8 - 9 | 0,7 |
| ≥ 10 | 0,6 |

Tabella 15. Tabella dei coefficienti di contemporaneità dei carichi.

Pertanto una volta nota la potenza dissipata dai componenti si sceglie la carpenteria che sia in grado di dissiparla senza superare i limiti di temperatura; in seguito si attua una verifica dimensionale del quadro elettrico realizzando un disegno del layout della carpenteria stessa.

Il *quadro di campo* effettua il collegamento in parallelo delle stringhe e contiene i dispositivi di sezionamento e protezione; non è possibile collegare tutte le stringhe a uno stesso string box, a causa di limiti di tensione e corrente da mantenere per consentire all'inverter di lavorare correttamente. Supponendo di collegare più stringhe, il quadro di campo deve essere suddiviso in un numero di sezioni pari al numero delle stringhe; i terminali positivi di ogni stringa devono prima essere collegati a diodi di blocco, per consentire il collegamento in parallelo, che viene realizzato all'interno delle sezioni su un'unica sbarra, in cui si prevede la separazione elettrica tramite un sezionatore sotto carico. Dal quadro di campo, con due cavi di opportuna sezione e tramite sezionatori sotto carico, devono essere realizzati i collegamenti elettrici con le sezioni di arrivo dei convertitori statici o inverter. Inoltre, i terminali di ogni stringa nel quadro di campo devono essere connessi a terra singolarmente e collegati tra loro tramite idoneo scaricatore di sovratensione; anche la morsettiera deve essere provvista di morsetto di terra al quale riportare tutti gli elementi metallici interni al quadro per il loro collegamento a terra.

Data la presenza di molti componenti, si effettua il dimensionamento del quadro definendo i tipi e la sezione dei cavi e le caratteristiche della componentistica in accordo con il layout delle apparecchiature; relativamente al carico termico, in particolare prodotto dai diodi di blocco, si verifica la potenza dissipata dai componenti nei vari scenari, la cui somma deve sempre essere inferiore alla sovratemperatura dichiarata dal costruttore. Inoltre si verifica la tenuta all'isolamento verso massa: i terminali dei diodi sono isolati dalla massa, per cui si devono adottare misure per evitare delle temporanee perdite di isolamento causate dall'umidità. Il grado di protezione del quadro di campo deve essere idoneo e compatibile con l'ambiente d'installazione.

Terminato il dimensionamento dei quadri elettrici e quadri di campo, si avviano le rispettive ingegnerie per fornitura, stendendo le specifiche tecniche, contattando i fornitori, effettuando l'ordine e stendendo i data sheet. Per i quadri elettrici si valuta attentamente l'ingombro fisico, per determinare al meglio il loro posizionamento all'interno del layout generale; inoltre, si stendono i particolari di montaggio sia degli involucri esterni che delle apparecchiature interne, nell'ingegneria per la costruzione elettrica. I quadri di campo sono gli elementi da cui si avvia l'ingegneria per costruzione relativamente ai componenti principali, definendo gli schemi elettrici bifilari, il layout del loro posizionamento, i particolari costruttivi dei quadri.

3.1.5 Dimensionamento dei gruppi di misura di energia

In seguito al dimensionamento dei quadri elettrici e quadri di campo, la progettazione di dettaglio prosegue con il dimensionamento dei contatori di energia, o meglio definiti gruppi di misura di energia. Il quadro di consegna dell'energia, definito per normativa come QCE, è costituito da un quadro elettrico nel quale sono contenute le seguenti sezioni.

Sezione AC o sezione in corrente alternata, collega in parallelo gli inverter tra loro e quindi alla rete elettrica di distribuzione; comprende al suo interno i dispositivi di interruzione, protezione e contabilizzazione dell'energia in conformità alle prescrizioni normative della Società Elettrica. In particolare, si distinguono come componenti un interruttore automatico con sganciatore di apertura chiamato dispositivo generale, e protezioni di massima corrente per il collegamento alla rete nel punto di consegna; inoltre è presente un pannello di protezione di rete omologato da ENEL, dotato di un contattore o dispositivo d'interfaccia che viene pilotato dal pannello stesso. Tale pannello delle protezioni d'interfaccia viene fornito direttamente dall'ENEA in conto lavorazione, ma deve essere presente nel layout dei gruppi di misura di energia steso nell'ingegneria per la costruzione. Vi è poi il gruppo di due interruttori automatici o dispositivi di generatore, con sganciatore di apertura e protezioni di massima corrente per il collegamento alla rete a monte dispositivo di interfaccia.

Sezione DC o sezione in corrente continua, prevede gli interruttori in corrente continua per il sezionamento della linea proveniente dai generatori fotovoltaici. In tale sezione si distinguono il gruppo di due sezionatori sottocarico per corrente continua idonei sia per il collegamento ai sottocampi fotovoltaici da un lato, sia per il collegamento alla sezione d'ingresso DC dei gruppi di conversione dall'altro lato; inoltre è presente un misuratore continuo d'isolamento per ciascun generatore fotovoltaico qualora non previsto in dotazione dell'inverter.

Sezione misura: nel quadro ha sede una sezione contenente sensori e morsettiere di interfaccia con il sistema di acquisizione e trasmissione dati. Qui vengono installati i sensori e convertitori per l'acquisizione dei dati di funzionamento sia lato corrente continua che lato corrente alternata; viene installato il gruppo di misura e acquisizione dati con relative morsetterie, per la misura dell'energia attiva generata e delle grandezze elettriche da monitorare; vengono installati 2 contatori statici di energia attiva monofase prodotta, con visualizzatore a vista fronte quadro; vengono installati i convertitori di misura, l'alimentatore a 24 V nella parte a corrente continua.

Oltre ai componenti sopra indicati, il quadro di consegna energia deve essere idoneo a ospitare un sistema di acquisizione e trasmissione dati, composto da un datalogger e modem telefonico.

Come per il dimensionamento dei quadri elettrici e quadri di campo, si effettua il dimensionamento del quadro definendo i tipi e la sezione dei cavi e le caratteristiche della componentistica in accordo con il layout delle apparecchiature; relativamente al carico termico si verifica la potenza dissipata dai componenti nei vari scenari, la cui somma deve sempre essere inferiore alla sovratemperatura dichiarata dal costruttore. Inoltre si verifica la tenuta all'isolamento verso massa: i terminali dei diodi sono isolati dalla massa, per cui si devono adottare misure per evitare delle temporanee perdite di isolamento causate dall'umidità. Il grado di protezione del quadro di campo deve essere idoneo e compatibile con l'ambiente d'installazione.

Dimensionati i gruppi di misura energia, si avvia l'ingegneria per fornitura, stendendo le specifiche tecniche, le richieste d'acquisto, gli ordini, i data sheet. Per i gruppi di misura energia si valuta attentamente l'ingombro fisico, per determinare al meglio il loro posizionamento all'interno del layout generale; inoltre, si stendono i particolari di montaggio delle apparecchiature interne, nell'ingegneria per la costruzione elettrica.

3.1.6 Dimensionamento delle cabine elettriche

Contestualmente all'ingegneria per fornitura dei gruppi di misura energia, avviene il dimensionamento delle cabine elettriche. Il punto di partenza consiste nella dimensione del locale ENEL o altro Ente di distribuzione, poiché varia in base all'uso cui sono destinate, se solo distribuzione o anche trasformazione. Le dimensioni minime richieste dalla guida ENEL, di 2,30x3,00m si riferiscono alla possibilità di alloggiare 2 scomparti Entra-Esci e lo scomparto misure, con la possibilità di inserire un ulteriore scomparto per ulteriore linea in derivazione. La cabina può essere monoblocco, suddivisa in locale distributore, locale misure e locale utente; oppure, se risulta necessaria una trasformazione per alimentazioni in bassa tensione, la cabina sarà a lastre. Possono essere necessari anche altri locali, quali l'alloggiamento per l'inverter, l'alloggiamento gruppo elettrogeno, o altri ancora, a seconda delle necessità. Le tipologie prefabbricate sono di due tipi che si differenziano per l'altezza utile interna; a causa della dimensione ridotta in profondità, la struttura viene dimensionata in lunghezza, tenendo in considerazione l'importanza della collocazione dei trasformatori, per un corretto smaltimento del calore, sfruttando il più possibile la ventilazione naturale ed evitare l'utilizzo di estrattori sul tetto o a parete. La collocazione dei quadri, se possibile, deve tenere conto delle correnti in gioco, per cui il quadro BT deve essere collocato vicino al trasformatore, mentre il quadro MT può essere collocato a fianco del quadro BT o di fronte. Il monoblocco è il tipo di cabina adatto alla consegna dell'energia e rilancio alle cabine di trasformazione decentrate, oltre alla versione più completa per essere allestita e trasportata facilmente.

Un altro tipo di cabina è la cabina a lastre, che si adatta maggiormente alle necessità impiantistiche; indispensabile dove il distributore necessita di trasformazione, è altrettanto utilizzata in presenza di grandi potenze o di un numero di trasformatori superiore all'unità. Nel caso di più trasformatori, si crea un locale quadri, diviso dal locale trasformatori. Il quadro di MT si colloca a ridosso della parete del locale misure, mentre il quadro di bassa tensione viene installato col retro rivolto al locale trasformatori; questi ultimi devono essere alloggiati in compartimenti con accessibilità dall'esterno, abbondante areazione e evitando che il calore vada a coinvolgere le altre apparecchiature. L'areazione dei locali trasformatore è molto importante e può essere realizzata utilizzando porte con areazione inferiore e griglie su di un lato, per ognuno dei due locali. Con le potenze più importanti, aumentano le dimensioni dei quadri, per cui, per il locale quadri, le dimensioni necessarie aumenteranno.

Fondamentali per il dimensionamento delle cabine elettriche sono le caratteristiche del trasformatore e più precisamente le sue perdite; più sono basse, meno riscaldamento si crea, evitando la presenza di estrattori, apparecchiature costose e spesso rumorose.

Successivamente al dimensionamento delle cabine elettriche, si avvia l'ingegneria per fornitura, stendendo le specifiche tecniche, contattando i fornitori, stendendo le richieste d'acquisto, procedendo con l'ordine, elaborando i data sheet. All'emissione della specifica tecnica per costruzione, si avvia l'ingegneria per costruzione relativa alle cabine elettriche, stendendo i particolari di montaggio; valutando l'ingombro fisico delle cabine, si determina il miglior posizionamento all'interno del layout generale.

3.1.7 Progettazione per la costruzione dei componenti principali

Come precedentemente accennato, l'ingegneria per la costruzione elettrica relativamente ai componenti principali inizia in seguito all'emissione della specifica tecnica per costruzione dei quadri di campo: il primo documento necessario alla costruzione è il "*Bifilare quadri di campo*", che consiste nello schema elettrico di collegamento dei quadri di campo con i pannelli fotovoltaici; tale documento prevede 24 ore assegnate per la sua elaborazione, e subisce anch'esso le tre emissioni per commenti, per approvazione cliente, per costruzione. Non tutti i documenti di costruzione devono subire la revisione per approvazione cliente: tipicamente gli schemi costruttivi e i particolari di montaggio non vengono visionati dal cliente, al contrario, i layout e i documenti principali per la costruzione devono essere visionati per tenere sotto controllo l'andamento generale del progetto. In seguito all'emissione dei "Bifilari quadri di campo" per approvazione cliente, un progettista stende il documento "*Particolari di formazione stringhe*": viene disegnato il dettaglio della formazione delle stringhe, quindi il numero di pannelli che forma la stringa, i cavi elettrici uscenti dai pannelli che entrano nel quadro di campo, le connessioni dei cavi in serie dei moduli per ottenere la corrente di stringa, le connessioni dei cavi tra le stringhe fino all'inverter, i componenti necessari ai collegamenti elettrici. È un documento costruttivo, quindi non deve essere approvato dal cliente, ma deve essere steso in modo da essere comprensibile per gli elettricisti che dovranno eseguire la costruzione dell'impianto elettrico. Sono assegnate 16 ore per il completamento del documento, suddivise equamente nelle due emissioni per commenti e per costruzione. All'atto della prima emissione del documento bifilari quadri di campo, un altro progettista elabora il documento "*Schemi a blocchi dell'inverter*", a patto che sia stata emessa la specifica tecnica dell'inverter per costruzione. Soddisfatta tale condizione, il progettista elabora lo schema elettrico che raffigura i componenti dell'inverter come dei rettangoli, quindi il controllore della dispersione verso terra, i tracciatori del punto di massima potenza, le protezioni contro le sovratensioni, i misuratori delle correnti di guasto, l'interfaccia di comunicazione dei dati come corrente, tensione, temperatura. Inoltre sono presenti gli ingressi all'inverter in corrente continua, derivanti dalle stringhe collegate, e l'uscita in corrente alternata. Ad un inverter multi stringa si possono collegare fino a tre stringhe indipendenti di un generatore fotovoltaico, a seconda del modello dell'apparecchio. Poiché a ciascun ingresso è attribuito un proprio inseguitore MPP, le stringhe possono differire sia nei tipi di modulo impiegati che nell'orientamento. Anche i dati nominali di corrente, tensione e potenza delle singole stringhe possono differire, ove non superino i valori limite indicati precedentemente. L'energia trasformata nei due o tre ingressi viene trasmessa alla rete collegata tramite un gruppo comune di inverter.

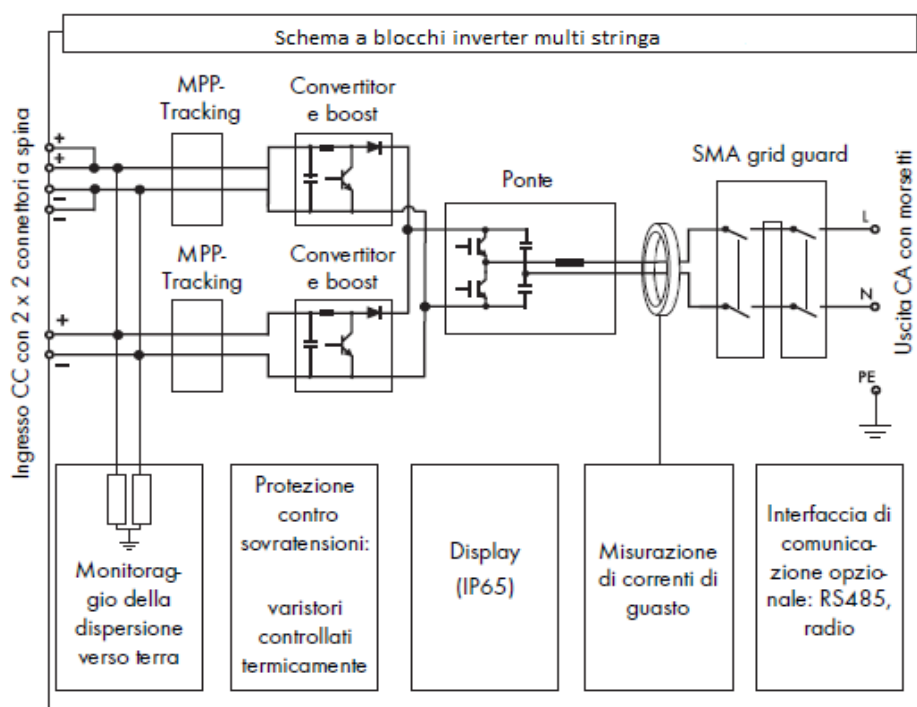


Figura 22. Schema a blocchi dell'inverter.

In seguito all'emissione per approvazione cliente dello schema a blocchi dell'inverter, il progettista stende il *"Cablaggio delle stringhe dei moduli"*: viene presentato il cablaggio delle stringhe e dei moduli che compongono la stringa come schema elettrico, quindi tutti i cavi elettrici con le rispettive diciture di entrata e uscita dalle cassette di terminazione di ogni singolo modulo, le colorazioni, le caratteristiche dimensionali, le eventuali protezioni da installare all'interno della cassetta di terminazione se non già presenti, come i diodi di blocco. È uno dei documenti fondamentali per il montaggio elettrico, e deve essere steso con la massima attenzione per evitare errori in cantiere; sono assegnate 24 ore, suddivise nelle tre emissioni canoniche per commenti, per approvazione cliente, per costruzione. In seguito alla prima emissione del cablaggio delle stringhe dei moduli, viene elaborato il documento *"Schemi elettrici costruttivi quadri di campo"*: in base al dimensionamento effettuato in precedenza, viene mostrato come deve essere composto il quadro di campo al suo interno per un corretto funzionamento; in ogni sezione in cui è suddiviso sono disegnate le protezioni necessarie, i cavi entranti dalle stringhe e i cavi uscenti verso l'inverter, in accordo con le dimensioni interne delle apparecchiature. Dopo il dimensionamento dei quadri di campo, viene nuovamente controllato tutto per elaborare al meglio gli schemi costruttivi; occorrono circa 3 giorni, dopo di che viene steso il relativo documento a cui sono assegnate 16 ore, suddivise nelle due emissioni per commenti e per costruzione. Infine, dopo la prima emissione degli schemi elettrici costruttivi quadri di campo, e dopo aver valutato gli ingombri fisici dei quadri di campo, il progettista elabora il documento *"Layout quadri di campo"*: vengono disegnati i componenti in base al posizionamento che dovranno assumere nella planimetria generale dell'impianto; sono assegnate 40 ore, suddivise nelle tre emissioni per commenti, per approvazione cliente, per costruzione.

Terminata la progettazione per costruzione relativamente ai quadri di campo, il progettista elabora il documento *"Schemi elettrici costruttivi dei quadri elettrici in media e bassa tensione"*: dall'emissione dei data sheet dei quadri elettrici per costruzione, e in base al dimensionamento degli stessi precedentemente effettuato, il progettista disegna come è composto il quadro elettrico all'interno delle varie sezioni. Vi inserisce i componenti di protezione, con le rispettive siglature; i cavi di collegamento con sigle e colorazione; i morsetti; una legenda accurata in cui vengono spiegati colorazioni e sigle dei cavi e dei componenti. Questo per ogni quadro elettrico presente nell'impianto; va detto che prima di stendere il documento vi è una settimana in cui si esaminano

Capitolo 4. Progettazione di dettaglio

nuovamente i dimensionamenti dei quadri elettrici per assicurarsi della loro piena correttezza, e successivamente si stende il documento. Vengono assegnate 16 ore per il completamento del documento, suddivise nell'emissione per commenti ed emissione per costruzione. In seguito all'emissione per commenti del documento schemi elettrici costruttivi dei quadri elettrici in media e bassa tensione, il progettista elabora la planimetria degli stessi quadri, valutando l'ingombro fisico per il corretto posizionamento all'interno dell'impianto e delle cabine elettriche; in particolare, il layout deve consentire ai quadri un corretto dissipamento termico dei componenti al loro interno, per evitare di raggiungere temperature elevate che danneggino i componenti di protezione. A questo documento, denominato "*Layout quadri elettrici in media e bassa tensione*" vengono assegnate 40 ore per il completamento, suddivise nelle emissioni per commenti, per approvazione cliente e per costruzione.

A conclusione della progettazione per costruzione dei quadri elettrici e dei quadri di campo, vengono elaborati gli "*Schemi elettrici costruttivi delle morsettiere*": le morsettiere sono gli elementi di raccordo dei cavi elettrici e solari passanti per la sezione del quadro, in cui si specificano le colorazioni dei cavi, le sigle, le siglature del punto di arrivo e del punto di inizio per la sezione considerata. Il progettista stende gli schemi elettrici disegnando ogni morsetto con tutti gli elementi che vi sono attaccati, per un corretto montaggio delle protezioni e dei cavi elettrici. Per rielaborare il dimensionamento delle protezioni in accordo con i layout e schemi elettrici dei quadri occorrono circa tre giorni; alla stesura del documento schemi elettrici costruttivi delle morsettiere sono assegnate 16 ore, suddivise in emissione per commenti ed emissione per costruzione.

Terminata l'ingegneria per costruzione dei quadri, i progettisti iniziano la progettazione per costruzione degli inverter; dai dimensionamenti effettuati in precedenza, si elaborano gli schemi elettrici costruttivi degli inverter, considerando gli ingressi in corrente continua e le uscite in corrente alternata, rispettando sempre i valori limite di tensione e corrente. Prese tutte le decisioni per la stesura degli schemi elettrici, il progettista elabora il documento finale "*Schemi elettrici costruttivi per l'inverter*": per ogni inverter presente nell'impianto, viene disegnato il collegamento in corrente continua tramite cavo e morsetti presenti all'interno dell'inverter, e il collegamento in corrente alternata allo stesso modo; inoltre vi è sempre la legenda a fianco per una corretta lettura del documento di montaggio. Oltre ai collegamenti di corrente possono essere presenti anche i collegamenti con il sistema di monitoraggio, che prende dati dall'inverter e tramite cavi passanti li indirizza al computer di controllo; anche tale collegamento deve essere disegnato. Per la stesura del documento vengono assegnate 16 ore, suddivise in emissione per commenti ed emissione per costruzione. Alla prima emissione, il progettista provvede a stendere il documento "*Layout degli inverter*": illustra il corretto posizionamento degli inverter sulla planimetria del campo fotovoltaico, in modo da collegare più stringhe il più vicine possibile per non impiegare un quantitativo di cavo solare eccessivo, dato il costo elevato di quest'ultimo rispetto ai cavi elettrici; inoltre gli inverter saranno posizionati all'interno delle cabine elettriche per evitare furti. Sono assegnate di norma 40 ore, suddivise in emissione per commenti, emissione per approvazione cliente, emissione per costruzione.

Per i trasformatori si procede nella stessa maniera: dopo l'emissione per commenti del layout degli inverter, un progettista riconsidera il dimensionamento dei trasformatori in accordo con le scelte effettuate e con gli schemi elettrici stesi per l'inverter; poiché anche i trasformatori devono essere posizionati all'interno delle cabine elettriche, per consentire un buon dissipamento del calore generato il posizionamento deve essere accurato, e non deve danneggiare i quadri elettrici presenti e gli inverter. Dopo tre giorni di progettazione, il progettista stende il documento "*Schemi elettrici costruttivi dei trasformatori*": per ogni trasformatore viene disegnato il collegamento con l'inverter, poiché deve trasformare la tensione in uscita dal convertitore in tensione di voltaggio minore per poter essere immessa nella rete; quindi vi saranno cavi e morsetti per un corretto montaggio da entrambe le parti, specificando simboli utilizzati, colorazioni dei cavi, sigle necessarie. Sono

assegnate 16 ore per il completamento del documento, suddivise in emissione per commenti ed emissione per costruzione. In seguito alla prima emissione, il progettista stende il documento *“Layout dei trasformatori”*; il corretto posizionamento dei trasformatori all’interno delle cabine elettriche è fondamentale per consentire un buon dissipamento del calore generato dal componente in lavorazione, e per evitare così danni agli altri componenti presenti all’interno delle cabine. Spesso sono necessari degli estrattori, oppure delle griglie per consentire una buona aerazione del locale. Vengono assegnate 40 ore per il completamento del documento, suddivise in emissione per commenti, emissione per approvazione cliente, emissione per costruzione.

Terminata l’ingegneria per costruzione dei trasformatori, i progettisti precedono con la progettazione per costruzione dei gruppi di misura energia. Il quadro di misura energia è formato da più sezioni, come descritto nel dimensionamento dei gruppi di misura energia; il progettista elabora il documento *“Stesura schemi elettrici d’inserzione gruppi di misura energia”*, in cui, per l’installazione a norma di legge si illustra il gruppo di misura di energia prodotta collegato tramite cavo apposito all’uscita del convertitore, e collegato sempre tramite cavo apposito al quadro elettrico generale. Il progettista presenta ogni sezione con i tutti i componenti presenti, quindi protezioni, cavi, morsetti, disegnandoli tramite la simbologia apposita; inoltre disegna l’ingresso e l’uscita del gruppo di misura, in particolare riferendosi ai cavi. Vengono assegnate 24 ore per il completamento del documento, suddivise in emissione per commenti, emissione per approvazione cliente, emissione per costruzione. In seguito alla prima emissione, il progettista valuta attentamente l’ingombro fisico dei quadri di misura energia, e posiziona al meglio le apparecchiature secondo le disposizioni del distributore di energia elettrica, per cui devono essere facilmente accessibili agli operatori della società di distribuzione. Quindi stende il documento *“Layout dei gruppi di misura di energia”*, dove le apparecchiature saranno posizionate il più vicino possibile ai convertitori, all’interno delle cabine elettriche e possibilmente al confine con la proprietà del produttore. Vengono assegnate 40 ore per il completamento del documento, suddivise in emissione per commenti, emissione per approvazione cliente, emissione per costruzione.

Infine, alla prima emissione del layout dei gruppi di misura e a dimensionamento della cabine elettriche effettuato, il progettista riconsidera i risultati ottenuti e procede ad elaborare i particolari di montaggio delle cabine elettriche: in realtà le cabine sono prefabbricate, quindi vengono consegnate in cantiere direttamente dal fornitore con allegato il manuale di montaggio; tuttavia, per quel che riguarda le sezioni interne delle cabine in cui andranno alloggiate le apparecchiature come inverter, trasformatori e gruppi di misura energia, è possibile che occorra un dimensionamento ad hoc. Quindi il progettista stende il documento *“Particolari di montaggio cabine elettriche”*: in base alle planimetrie dei componenti che vi andranno installati, le sezioni interne delle cabine vengono disegnate in modo da permettere il passaggio delle persone per visionare le apparecchiature in fase di manutenzione, e un corretto funzionamento delle apparecchiature; vengono assegnate 16 ore, suddivise tra emissione per commenti ed emissione per costruzione. Alla prima emissione, e dopo aver valutato attentamente l’ingombro fisico delle cabine elettriche, il progettista elabora il documento *“Layout cabine elettriche”*: sulla planimetria generale dell’impianto si posiziona correttamente le cabine elettriche necessarie all’impianto, in modo da consentire la vicinanza tra inverter e relativo sottocampo fotovoltaico, e la vicinanza tra gruppi di misura energia e confine della proprietà nelle cabine dove verranno installati. Vengono generalmente assegnate 40 ore per il completamento del layout, distribuite tra emissione per commenti, emissione per approvazione cliente, emissione per costruzione.

3.2. Dimensionamento della rete di terra

Alla conclusione delle relazioni di calcolo di rete e calcolo di corto circuito, viene studiata la rete di terra da installare per proteggere l’uomo dai contatti diretti, indiretti e di corto circuito. Il sistema di

protezione contro i contatti indiretti impiegato comunemente in presenza di guasti a terra in media tensione, è quello dell'interruzione automatica dell'alimentazione, attraverso l'impiego di un idoneo impianto di terra coordinato con dispositivi in grado di aprire il circuito oggetto del guasto a terra, nei tempi previsti dalla norma CEI 11-1, in modo che non possa persistere una tensione di contatto o di passo pericolosa per le persone.

Gli impianti di terra devono essere progettati in modo da avere sufficiente resistenza meccanica ed alla corrosione; da essere in grado di sopportare, dal punto di vista termico, le più elevate correnti di guasto prevedibili; da evitare danni a componenti elettrici e beni; da garantire la sicurezza delle persone contro le tensioni che si manifestano sugli impianti di terra per effetto delle correnti di guasto a terra. I parametri da prendere in considerazione nel dimensionamento dell'impianto di terra sono il valore della corrente di guasto a terra, dipendente dallo stato del neutro del sistema di distribuzione; la durata del guasto a terra; le caratteristiche del terreno. I guasti negli impianti in media ed alta tensione sono molto meno probabili di quelli in bassa tensione, ma sono importanti, oltre che per l'alto valore delle tensioni in gioco, soprattutto perché condizionano il dimensionamento dell'impianto di terra.

A seguito di un guasto, la corrente I_F , detta corrente di guasto, si suddivide in due componenti:

- corrente di terra I_E che percorre il dispersore di terra della cabina R_E ;
- corrente $I_F - I_E$ che percorre le guaine metalliche dei cavi di media tensione.

La tensione totale di terra U_E è data dalla relazione:

$$U_E = R_E * I_E$$

Quindi la corrente di terra I_E è diversa dalla corrente di guasto I_F , a causa della corrente che si richiude negli schermi dei conduttori in media tensione. Tuttavia, a vantaggio della sicurezza, nella fase di dimensionamento dell'impianto di terra solitamente si ritiene che la corrente di terra I_E coincida con la corrente di guasto I_F . L'impianto deve essere dimensionato sulla base della corrente di guasto a terra I_F , e del tempo di eliminazione del guasto t_F : questi valori devono essere forniti dal distributore. Qualunque sia lo stato del neutro in media tensione, dovrà essere soddisfatta la relazione:

$$R_E * I_F \leq U_{TP}$$

dove:

R_E = è la resistenza di terra [Ohm];

I_F = è la corrente di guasto a terra [Ampere];

U_{TP} = è la tensione di contatto accettabile in funzione del tempo di eliminazione del guasto t_F [Volt].

La situazione risulta diversa nel caso di un nuovo impianto in cui il dispersore di terra viene dimensionato per garantire la protezione dai contatti indiretti con neutro compensato. Qualora, per problemi di esercizio o di manutenzione, il sistema viene esercito con neutro isolato dall'ente distributore, la protezione potrebbe venir meno. Il vantaggio di un sistema esercito a neutro compensato consiste nel migliorare la qualità del servizio elettrico ed in una riduzione notevole della corrente di guasto a terra, e di una maggiore semplicità nella realizzazione dell'impianto di dispersione a terra.

Tra le caratteristiche dell'impianto di terra vi sono il contenimento delle tensioni di contatto e di passo, dove per la riduzione delle tensioni di passo e di contatto si fa riferimento al diagramma che correla il valore della tensione di contatto ammissibile U_{TP} con il tempo di persistenza di tale corrente. Un'altra caratteristica consiste nella resistenza meccanica e nella resistenza alla corrosione; infine, un'ulteriore caratteristica riguarda la resistenza termica all'effetto del passaggio della corrente di guasto, dove, imponendo che l'energia specifica tollerata dal conduttore debba essere superiore a quella lasciata passare dal dispositivo di protezione, si ricava la sezione minima dell'elemento dispersore.

Terminato il dimensionamento della rete di terra, il progettista stende un primo layout della rete di terra, considerando gli elementi che devono essere collegati e isolati per la protezione dalle correnti di contatto. In seguito, si attivano il processo di approvvigionamento dei cavi di rame nudo, dei dispersori, e di tutti gli accessori destinati a formare il sistema di protezione; vengono elaborate le specifiche tecniche e i data sheet secondo la prassi delle tre emissioni, per commenti, per approvazione cliente e per costruzione.

3.2.1 Dimensionamento vie cavi e supporti alle vie cavi

Concluso il dimensionamento dei cavi di rete di terra, il progettista esamina attentamente le vie cavi, ovvero tutti i componenti in pvc, metallo o cemento atti a contenere i cavi elettrici, in modo da poterli stendere sull'area di lavoro senza provocare danni ai cavi stessi o alle altre strutture presenti in cantiere. Le vie cavi sono tubi o canaline in materiale che isola il cavo da infiltrazioni d'acqua e radiazioni solari; inoltre sono resistenti al calore, poiché devono sopportare la dispersione termica proveniente dai cavi quando l'impianto è in funzionamento. I materiali più usati sono pvc, metallo o cemento, a seconda delle destinazioni: pvc quando i cavi devono essere interrati o sono esposti agli agenti atmosferici; metallo per usi interni agli edifici, tramite canaline chiamate passerelle; cemento quando i cavi devono essere interrati a grande profondità, e non devono subire sollecitazioni meccaniche di alcun tipo, altrimenti potrebbero causare la rottura del cavo. Le vie cavi comprendono sia le tratte dritte che le tratte curve; quest'ultime devono avere un raggio di curvatura tale da consentire ai cavi immessi di non piegarsi fino al punto di rottura, e di poter infilare i cavi agevolmente a mano. Per i cavi in media tensione la posa è solitamente in tratte dritte poiché il raggio di curvatura è decisamente ridotto, a causa della sezione considerevole del cavo; se dovessero essere necessarie delle curve nel cavidotto, queste dovranno avere un raggio molto ampio, di conseguenza anche la lunghezza necessaria del cavo sarà maggiore.

Il dimensionamento delle vie cavi con cavi di rete di terra parte dal tipo di cavo, la potenza, la lunghezza, la sezione: per consentire un buon dissipamento termico, e un posizionamento agevole, non è possibile posizionare più di un certo numero di cavi all'interno di una stessa via; per norma di legge, il riempimento della tratta calcolato come rapporto tra la somma dell'area occupata da ogni cavo e l'area della tratta non deve essere superiore al 60%. Per i cavi nudi, impiegati nella rete di terra, è difficile che possano esistere più cavi nella stessa tubazione che andrà interrata: solitamente il cavo di terra è di sezione notevole, e si utilizzano tubazioni di sezione ridotta per un buon posizionamento nel terreno, evitando sovrapposizioni di cavi che dissipano molta energia.

Le vie cavi devono essere fisse, non devono muoversi per nessuna ragione: i supporti alle vie cavi sono componenti metallici atti a fissare le tubazioni o le passerelle, composti da colletti, dadi e rondelle in acciaio inox. Per le tratte interrate il fissaggio non può avvenire a pareti fisse, per cui si scava un solco profondo nel terreno e si inseriscono le tubazioni, fissandole alla trincea con pozzetti di cemento opportunamente posizionati lungo il percorso, oppure annegando la tubazione all'interno di una gettata di cemento. I pozzetti d'ispezione sono strutture in cemento che fungono da raccordo tra le condutture o nelle intersezioni con altre reti elettriche, e consentono l'ispezione dei cavi nelle operazioni di manutenzione e la loro posa lungo le tratte.

Occorrono circa tre giorni per dimensionare le vie cavi e i relativi supporti necessari; conclusi, partono i processi di approvvigionamento delle vie cavi e dei componenti, dalla stesura delle specifiche tecniche sino alla stesura dei data sheet, seguendo le emissioni canoniche dei documenti.

3.2.2 Ingegneria per la costruzione rete di terra

In seguito all'emissione per costruzione dei data sheet dei cavi, accessori, vie cavi e supporti della rete di terra, il progettista elabora i particolari di rete di terra: in questa attività vengono disegnati tutti i componenti della rete di terra in dettaglio, per mostrare come devono essere montati in cantiere. In ogni disegno è presente un componente, viti e bulloni di fissaggio; a fianco del disegno vi è la legenda con tutti i materiali usati nel montaggio del componente e i quantitativi da utilizzare;

anche i cavi vengono disegnati quando devono essere fissati ai pozzetti oppure alle cabine elettriche. Dopo 5 giorni di calcoli, viene steso il documento “*Particolari di rete di terra*”: è la versione finale di tutte le elaborazioni precedenti, con specificato in ogni foglio il componente principale, i materiali di montaggio, le quantità. Il documento deve essere comprensibile per gli elettricisti che eseguiranno il montaggio, per cui si utilizzano determinate simbologie universali in modo da evitare le incomprensioni. Vengono assegnate 16 ore per il completamento del documento, suddivise nell’emissione per commenti e nell’emissione per costruzione, la quale finisce direttamente in cantiere.

3.3 Dimensionamento cavi

Concluse le relazioni di calcolo di rete e di cortocircuito, si dimensionano i cavi elettrici e solari. Infatti, i cavi utilizzati in un impianto fotovoltaico sono di due tipi: solari e non solari. I primi sono i cavi che collegano tra loro i moduli fotovoltaici e le stringhe al primo quadro elettrico; devono resistere alle elevate temperature, avere una buona flessibilità e resistere ai raggi ultravioletti (per tale motivo vengono fatti passare entro tubi isolanti). I cavi non solari si trovano a valle del primo quadro elettrico e sono rivestiti con guaina esterna e posati in tubazioni in pvc o metallo per proteggerli dalle radiazioni ultraviolette. Inoltre, tra inverter e gruppo di misura era richiesto l’uso di cavi schermati o con neutro concentrico ai fini antifrode; oggi tale dispositivo non è più necessario.

3.3.1 Cavi solari

La sezione dei cavi in un circuito a corrente continua è uno dei fattori fondamentali per l’ottenimento delle performance desiderate dell’impianto fotovoltaico. In alcuni casi, per piccoli impianti, il circuito potrebbe essere integralmente in corrente continua; in altri, ove avviene la trasformazione della corrente continua in corrente alternata a media tensione, solamente la parte tra i pannelli fotovoltaici e l’inverter è in corrente continua. E’ fondamentale considerare la lunghezza della linea di alimentazione tra i vari elementi e calcolare una sezione adeguata per limitare il più possibile la caduta di tensione che la resistenza del cavo causerà. Più lungo e più sottile sarà il cavo più resistenza opporrà alla corrente elettrica, con il risultato di abbattere in maniera spesso significativa la tensione della corrente. I parametri da considerare nel calcolo della sezione dei cavi sono:

- *La lunghezza del circuito* partendo dal polo positivo della sorgente a quello negativo della stessa passando per l’utente. Per la maggior parte degli apparati in corrente continua la caduta di tensione accettabile può essere il 5% rispetto alla tensione di esercizio. Nel caso dei collegamenti tra pannelli, regolatori di carica, accumulatori e inverter è opportuno limitare il più possibile la caduta di tensione; un valore accettabile è pari all’1% rispetto alla tensione di esercizio. Il rispetto di una caduta di tensione così bassa sarebbe la miglior soluzione per mantenere le performance dell’impianto il più possibile vicine alla capacità nominale dei propri elementi; tuttavia non è sempre ottenibile, a causa delle lunghezze dei cavi che divengono mano a mano importanti tanto più aumenta la taglia dell’impianto, e dei limiti di sezione del cavo che è possibile utilizzare. Quindi si tenta di mantenere la caduta di tensione entro il valore del 4% rispetto alla tensione di esercizio, con un’ovvia perdita delle performance dell’impianto.
- *Tensione e corrente di picco del circuito.*
- *Il materiale con cui è costruito il conduttore.* La quasi totalità dei cavi che si utilizzano solitamente è in rame; quindi si considera il valore di resistività del rame pari a 0,0174 Ohm*mm²/m alla temperatura di 20 °C (ρ_0). La formula per calcolare la resistenza ρ_t ad una data temperatura di esercizio t e’:

$$\rho_t = \rho_0 * (1 + \alpha * t)$$

Per ogni aumento della temperatura di un grado, il valore della resistività del cavo aumenta di un fattore α ; come conseguenza, aumenta la sezione del cavo necessaria per sopportare la corrente massima passante, a pari corrente e tensione e lunghezza dello stesso cavo. Anche se i cavi solari sono protetti con una guaina in grado di proteggere il cavo dalle radiazioni ultraviolette, è necessario considerare nel dimensionamento ogni aumento della temperatura, che comporta un aumento della resistività del rame.

- *La temperatura del conduttore.* La temperatura fa variare la resistività del conduttore; più è alta la temperatura, più aumenta la resistività, e di conseguenza aumenta la sezione del cavo e la caduta di tensione. Quindi la temperatura di esercizio del circuito è un fattore da non sottovalutare nel dimensionamento dei cavi solari. Il coefficiente di temperatura del rame è pari a 0,0042 (α).
- *La caduta di tensione accettabile* dall'utilizzatore della corrente continua dell'impianto; l'apparecchiatura terminale del circuito in corrente continua è l'inverter, la cui caduta massima di tensione ammessa è pari all'1% per il circuito di produzione. La caduta di tensione si calcola come

$$U = \frac{(\rho_0 * L) * I}{1000} \leq 1\%$$

Dove

U = caduta di tensione massima ammessa [Volt];

ρ_0 = resistività specifica del materiale [Ohm*mm²/m];

L = lunghezza linea [m];

I = corrente massima assorbita dal dispositivo in fondo alla linea [A].

Conoscendo i fattori di lunghezza del circuito e di resistenza dello stesso in esercizio si procede a calcolare la sezione del conduttore necessaria a mantenere la tensione nei limiti del fattore di caduta accettabile.

$$S = \left(\frac{\rho * L * I}{V} \right)$$

Dove

ρ = resistività specifica [Ohm*mm²/m], per il rame è pari a 0,0174 [Ohm*mm²/m];

S = area [mm²];

L = lunghezza [m];

I = corrente massima che può attraversare il conduttore [A];

V = caduta di tensione massima accettabile sulla linea da installare [V].

3.3.2 Cavi elettrici non solari

Sono due i criteri che devono essere adottati nella scelta della sezione di un cavo: la portata e la caduta di tensione. Per portata si intende l'intensità di corrente massima che può attraversare la sezione di un conduttore dotato di un certo isolamento (Gomma comune, PVC, Gomma G5), posato in un certo modo (canaletta, tubi, passerelle, cunicoli, sospesi ecc..). A tal scopo, esistono tabelle che i produttori di cavi forniscono per rilevare la portata di un cavo elettrico. La prima condizione necessaria è che l'intensità di corrente che deve transitare nel cavo deve essere minore od al massimo uguale alla portata del conduttore; tuttavia è necessaria la verifica della caduta di tensione affinché un cavo risulti idoneo al collegamento. La caduta di tensione è dunque la seconda condizione da rispettare: generalmente si deve mantenerla entro il 3% della tensione nominale per i carichi luce, entro il 4% per gli altri casi. Si calcola, in corrente alternata, con un'espressione del tipo:

$$U = K * (R * \cos(\varphi) + X * \sin(\varphi)) * I \leq 4\%$$

Dove

R= resistenza per fase del cavo alla temperatura di regime [Ohm/km];

X = Reattanza per fase del cavo a 50 Hz [Ohm/km];

ϕ = angolo di sfasamento tra la tensione di fase e la corrente di linea;

I= intensità della corrente di linea [Ampere];

K= coefficiente che vale 1,73 per linee trifasi, 2 per linee monofasi.

Verificata la disuguaglianza, si dimensiona la sezione del cavo da utilizzare. Per la sezione del cavo, si procede al calcolo seguente:

$$R = \rho * \left(\frac{L}{S} \right)$$

Dove

R = resistenza [Ohm];

ρ = resistività specifica [Ohm*mm²/m], per il rame è pari a 0,0174 [Ohm*mm²/m];

S = area [mm²];

L = lunghezza [m].

Da qui si ricava S sostituendo a R la legge di ohm $R = V/I$:

$$S = \left(\frac{\rho * L * I}{V} \right)$$

Dove

I = corrente massima che può attraversare il conduttore [Ampere];

V = caduta di tensione massima accettabile sulla linea da installare [Volt].

Per calcolare la sezione di un cavo elettrico è necessario considerare quanta corrente massima debba percorrerlo, anche nelle fasi più critiche, ossia con tutte le utenze accese; la sua sezione in sostanza deve permettere di non creare eccessivo calore, (dovuto all'effetto joule), onde evitare deterioramenti precoci del conduttore, o nei casi più gravi, lo scioglimento della guaina protettiva con i relativi pericoli di corto circuito e quindi possibili incendi. In base a questo aspetto, il dimensionamento dei fili conduttori, dovrà oltretutto essere necessariamente fatto per evitare i surriscaldamenti dei cavi elettrici che andranno col tempo ad invecchiare il materiale plastico che avvolge il conduttore, la cui vita media è stimata per almeno 30 anni. Per questo motivo le nuove normative ammettono come sezione minima per la posa dei fili 1,5 mm². Installare quindi un cavo di sezione più grossa sarà una scelta migliore per mettersi in una condizione di massima sicurezza elettrica, specie se si hanno delle incertezze sull'entità della potenza delle utenze assorbite.

Occorrono circa tre giorni per il dimensionamento dei cavi solari e cavi elettrici; una volta completato, si dimensionano le vie cavi e i relativi supporti, mentre in contemporanea si attivano i processi di approvvigionamento dei cavi; si elaborano quindi le specifiche tecniche e i data sheet per tutti i componenti, secondo le emissioni per commenti, per approvazione cliente, per costruzione.

3.3.3 Dimensionamento vie cavi e supporti alle vie cavi

Concluso il dimensionamento dei cavi sia solari che elettrici, il progettista esamina attentamente le vie cavi, ovvero tutti i componenti in pvc, metallo o cemento atti a contenere i cavi elettrici, in modo da poterli stendere sull'area di lavoro senza provocare danni ai cavi stessi o alle altre strutture presenti in cantiere. le considerazioni sulle vie cavi sono simili a quelle effettuate per le vie cavi della rete di terra; sono tubi o canaline in materiale che isola il cavo da infiltrazioni d'acqua e radiazioni solari e sono resistenti al calore, poiché devono sopportare la dispersione termica proveniente dai cavi quando l'impianto è in funzionamento. I materiali più usati sono pvc, metallo o cemento, a seconda delle destinazioni: pvc quando i cavi devono essere interrati o sono esposti agli agenti atmosferici; metallo per usi interni agli edifici, tramite canaline chiamate passerelle; cemento quando i cavi devono essere interrati a grande profondità, e non devono subire sollecitazioni

meccaniche di alcun tipo, altrimenti potrebbero causare la rottura del cavo. In genere i cavi solari sono già protetti da una guaina in gomma, che consente al cavo un certo angolo di piegatura; tuttavia, nel collegamento tra stringhe i cavi derivanti dai moduli devono essere protetti, per cui vengono inseriti in tubazioni di pvc e interrati sino all'inverter. Anche i cavi elettrici sono già protetti da una guaina in gomma, ma anch'essi devono essere protetti tramite tubazioni in plastica nei punti in cui risultano scoperti agli agenti atmosferici. Le vie cavi comprendono quindi sia le tratte dritte che le tratte curve; quest'ultime devono avere un raggio di curvatura tale da consentire ai cavi immessi di non piegarsi fino al punto di rottura, e di poter infilare i cavi agevolmente a mano. Per i cavi in media tensione la posa è solitamente in tratte dritte poiché il raggio di curvatura è decisamente ridotto, a causa della sezione considerevole del cavo; se dovessero essere necessarie delle curve nel cavidotto, queste dovranno avere un raggio molto ampio, di conseguenza anche la lunghezza necessaria del cavo sarà maggiore. Per l'impianto fotovoltaico in oggetto sarà necessario un cavidotto interrato senza curve, poiché il punto di consegna dell'energia è posto a circa un km dal sito di costruzione.

Il dimensionamento delle vie cavi prescinde dal tipo di cavo, la potenza del cavo, la lunghezza, la sezione: per consentire un buon dissipamento termico, e un posizionamento agevole, non è possibile posizionare più di un certo numero di cavi all'interno di una stessa via; per norma di legge, il riempimento della tratta calcolato come rapporto tra la somma dell'area occupata da ogni cavo e l'area della tratta non deve essere superiore al 60%. Esistono diversi metodi di calcolo del riempimento: uno dei più usati consiste nel considerare la sezione del cavo interna alla tratta pari al quadrato del suo diametro; in questo modo i cavi sono ben distanziati tra loro e il dissipamento termico avviene senza problemi. Dimensionati i cavi si posizionano all'interno della tratta in non più di due strati, per evitare un surriscaldamento; nelle tratte a sezione circolare vi è quindi molto spazio vuoto utilizzando questo metodo, ma è una misura di sicurezza necessaria al corretto montaggio dell'impianto elettrico.

Le vie cavi devono essere fisse, non devono muoversi per nessuna ragione: i supporti alle vie cavi sono componenti metallici atti a fissare le tubazioni o le passerelle, composti da colletti, dadi e rondelle in acciaio inox. Per le tratte interrate il fissaggio non può avvenire a pareti fisse, per cui si scava un solco profondo nel terreno e si inseriscono le tubazioni o passerelle di cemento. Un componente fondamentale per le vie cavi sono i pozzetti di ispezione: si tratta di strutture in cemento in cui vengono fatte passare le vie cavi aperte, per consentire l'ispezione dei cavi nelle operazioni di manutenzione e la loro posa dei cavi lungo le tratte. Sono dotati di coperchio in cemento apribile, e devono essere dimensionati in base alla sezione delle vie cavi in cui sono posizionati e allo spazio di lavoro necessario alla manutenzione dei cavi. Lungo le tratte rettilinee devono essere previsti un numero di pozzetti adeguato per consentire la manutenzione e la stesura dei cavi lungo l'impianto; normalmente si posizionano dove inizia una conduttura, nelle intersezioni con reti secondarie, dove si verifica un cambiamento delle dimensioni della tubazione o di pendenza del terreno.

Occorrono circa tre giorni per dimensionare le vie cavi e i relativi supporti necessari; conclusi, partono i processi di approvvigionamento delle vie cavi e dei componenti, dalla stesura delle specifiche tecniche sino alla stesura dei data sheet, seguendo le emissioni canoniche dei documenti.

3.3.4 Ingegneria per costruzione cavi

In seguito all'emissione delle specifiche tecniche per costruzione dei cavi e delle vie cavi, il progettista procede alla progettazione per costruzione, in cui si stende l'instradamento dei cavi. Tale attività è laboriosa e necessita di costante attenzione: in base al layout dell'impianto si segnano i percorsi che i cavi dovranno seguire, tutti i punti in cui passano dal modulo sino alla cabina elettrica; questo per valutare il riempimento delle vie cavi, che per normativa vigente non dovrà essere superiore al 60%. Inoltre i cavi, di qualunque dimensione, devono poter essere inseriti nelle canaline e tubazioni di protezione agevolmente, e altrettanto agevolmente deve risultare la loro

ispezione: per tale motivo si prevedono lungo il percorso cavi dei pozzetti di ispezione. Occorrono circa 5 giorni per verificare l'instradamento più corretto: quando tutte le verifiche di riempimento sono terminate, si stende il documento "*Percorso cavi*", una lista di tutti i cavi presenti nell'impianto, la loro composizione, da dove partono, tutti i punti che toccano, dove terminano, le dimensioni e le lunghezze; oltre alla lista, il documento si compone di diverse planimetrie in cui viene illustrato il passaggio dei cavi citati per tutto l'impianto, con relativo nome del cavo e passaggio dalle diverse tratte. Vengono assegnate 24 ore per il completamento del documento "*Percorso cavi*", suddivise nell'emissione per commenti, cui sono assegnate il 50% delle ore, emissione per approvazione cliente con il 30% delle ore, ed emissione per costruzione con il 20% delle ore.

In seguito all'emissione per approvazione cliente del documento "*Percorso cavi*", all'emissione per commenti degli schemi elettrici costruttivi della rete di terra, e all'emissione dei data sheet per costruzione dei cavi solari, elettrici e delle vie cavi con relativi supporti di montaggio, vengono elaborati gli schemi costruttivi per i cavi solari e non solari, con annesse vie e supporti. Per la siglatura dei conduttori e dei morsetti non esiste una metodologia unica, sia a livello nazionale che internazionale; la CEI EN 60204-1 recita testualmente "i conduttori devono essere identificabili ad ogni estremità conformemente alla documentazione tecnica". Tuttavia, un metodo correntemente utilizzato si compone dei seguenti criteri:

- Dicitura: per i conduttori di fase la dicitura consiste in L1, L2, L3 + numero progressivo (es. L1-1, L1-2, ecc.); per il conduttore di neutro la dicitura prevede N + numero progressivo (es. N1, N2, ecc.); per i conduttori di fase verso utenza e a valle del dispositivo di protezione la dicitura prevede U, V, W + numero progressivo (es. U1, U2, ecc.); per i conduttori di fase verso utenza e a valle del dispositivo di protezione la dicitura è numero del conduttore di neutro in ingresso + carattere alfabetico per distinguerlo (es. N1-A, N2-A, ecc.); per i conduttori circuiti ausiliari la numerazione è progressiva (es. 1, 2, 3 ...);
- un conduttore mantiene la propria siglatura finché non si attesta su un componente (interruttore, relè, sezionatore, ecc.). In uscita dal componente valgono le regole sopraccitate;
- il morsetto ha il nome del conduttore che vi si attesta;
- in uscita dal morsetto il conduttore mantiene lo stesso nome del conduttore in ingresso.

Un'integrazione particolarmente utile a quanto sopra indicato consiste nel numerare i conduttori dei circuiti ausiliari con un prefisso che indichi la pagina dello schema su cui sono indicati (es. filo 1 su pagina 30 sarà il filo 3001).

Per elaborare la corretta stesura degli schemi costruttivi occorrono circa 3 giorni, sia per la parte di cavi elettrici che per la parte di cavi solari. Compiute tutte le verifiche, si stendono i documenti "*Schemi costruttivi cavi e vie cavi*" e "*Schemi costruttivi cavi solari e vie cavi*": vengono illustrati tramite disegni tecnici il corretto montaggio delle vie cavi, dei pozzetti di ispezione, dei supporti di fissaggio, e i cavi che devono essere inseriti per tratta in base alla loro posizione nella stessa tratta. Sono documenti cui vengono assegnate 16 ore, suddivise equamente nelle emissioni per commenti e per costruzione.

3.4 Ingegneria elettrica per le scariche atmosferiche

Nell'ingegneria di dettaglio elettrica si devono analizzare anche i rischi derivanti dalla fulminazione diretta; nel caso di scariche atmosferiche, se fossero dirette investono direttamente l'impianto, mentre nel caso di scariche indirette investono le zone prossime, producendo tensioni e correnti indotte dal campo elettromagnetico del fulmine. In entrambi i casi il sottosistema di cablaggio elettrico interessato al passaggio della corrente del fulmine potrebbe costituire un pericolo per le persone all'interno del layout dell'impianto. Occorre quindi verificare se la presenza di installazioni fotovoltaiche alteri o meno la frequenza di accadimento del fenomeno di fulminazione atmosferica, direttamente connessa alla geometria del sito. Le strutture dell'impianto fotovoltaico a terra non

Capitolo 4. Progettazione di dettaglio

sono connesse a edifici, quindi non alterano la geometria di una struttura che si eleva in altezza; per questo motivo gli impianti a terra risultano auto protetti dalle scariche atmosferiche.

Per completezza di progettazione, viene comunque analizzato il rischio di fulminazione, tramite il documento *“Relazione di protezione dalle scariche atmosferiche”*. Con riferimento alle normative CEI EN 62305-1: *“Protezione delle strutture contro i fulmini. Parte 1: Principi Generali”*; CEI EN 62305-2: *“Protezione delle strutture contro i fulmini. Parte 2: Gestione del rischio”*; CEI EN 62305-3: *“Protezione delle strutture contro i fulmini. Parte 3: Danno fisico e pericolo di vita”*; CEI EN 62305-4: *“Protezione delle strutture contro i fulmini. Parte 4: Impianti elettrici ed elettronici interni alle strutture”*; CEI 81-3: *“Valori medi del numero dei fulmini a terra per anno e per chilometro quadrato dei Comuni d'Italia, in ordine alfabetico.”*, si individua innanzi tutto la struttura da proteggere; in questo caso l'impianto fotovoltaico, completamente a sé stante e isolata. Si individuano poi le sorgenti di danno: un fulmine può danneggiare una struttura perché la colpisce direttamente oppure perché colpisce i servizi entranti nella struttura stessa (ad es. linee di energia o di segnale, tubazioni di acqua, gas o altri fluidi, ecc.), o infine perché cade a terra in prossimità della struttura o dei servizi suddetti. La norma identifica le sorgenti di danno a seconda del punto di caduta: il fulmine può cadere sulla struttura, sul terreno circostante, sulla linea elettrica collegata all'impianto, o vicino alla linea elettrica; i danni possono essere a persone, danni fisici quali esplosioni, danni ad apparecchiature elettroniche. I tipi di perdita e i relativi rischi da valutare sono:

- L1: Perdita di vite umane (Rischio R1)
- L2: Perdita di servizio pubblico (Rischio R2)
- L3: Perdita di patrimonio culturale insostituibile (Rischio R3)
- L4: Perdita economica (Rischio R4)

La norma impone la valutazione di L1, L2, L3 e lascia la facoltà di valutare e accettare la perdita L4. Vi sono diversi componenti di rischio, i quali concorrono a formare i rischi precedentemente esposti. Per una struttura il rischio (R) relativo al fulmine, in un dato periodo di tempo, è il prodotto del numero di fulmini (N) che possono interessare quella struttura nel periodo di tempo considerato, per la probabilità (P) che il fulmine provochi una perdita, per l'entità media della perdita conseguente (L):

$$R = N * P * L$$

Il numero di fulmini all'anno N che interessano una struttura dipende dalla densità di fulmini a terra per chilometro quadrato e per anno (Nt); dalle dimensioni e posizione ambientale della struttura; dal numero e tipo (aerea/interrata) e lunghezza delle linee elettriche entranti; dalle caratteristiche, posizione ambientale e dimensioni degli edifici collegati alle linee elettriche entranti.

La probabilità P che un fulmine provochi il danno nella struttura considerata dipende dalle caratteristiche della struttura; dalla resistività superficiale del suolo all'esterno della struttura e dei pavimenti all'interno della struttura; dal contenuto della struttura; dalle caratteristiche degli impianti elettrici e di segnale interni alla struttura; dalle caratteristiche delle linee entranti; dalle eventuali misure di protezioni presenti.

L'entità media L della perdita conseguente è funzione del tipo di perdita considerata; della destinazione d'uso della struttura; della presenza e tempo di permanenza di persone; del valore economico della struttura del suo contenuto e delle attività svolte; delle misure di protezione adottate per limitare il danno; di particolari fattori che possono amplificare il danno.

La norma stabilisce il valore di rischio tollerabile nel caso in cui il fulmine coinvolga la perdita di vite umane, la perdita di servizio pubblico o di patrimonio culturale insostituibile. Tali valori sono di seguito indicati nella tabella:

Capitolo 4. Progettazione di dettaglio

| <i>Tipo di perdita</i> | <i>R_T</i> |
|--|----------------------|
| 1. Perdita di vite umane ⁽¹⁾ | 10 ⁻⁵ |
| 2. Perdita inaccettabile di servizio pubblico ⁽²⁾ | 10 ⁻³ |
| 3. Perdita di patrimonio culturale insostituibile ⁽³⁾ | 10 ⁻³ |

⁽¹⁾ Danno inteso come numero di morti all'anno, riferito al numero totale di persone esposte al rischio (per esemplificare, questo valore significa che la norma accetta la morte di una persona ogni centomila persone per danni dovuti al fulmine).

⁽²⁾ Danno inteso come prodotto del numero di utenti non serviti per la durata annua del disservizio, riferito al numero totale degli utenti serviti all'anno.

⁽³⁾ Danno inteso come valore annuo dei beni perduti, riferito al valore totale dei beni esposti al rischio.

Tabella 16. Valori di rischio tollerabile per tipo di perdita.

Per il valore di rischio tollerabile inerenti le sole perdite economiche la norma non indica nessun valore lasciando la scelta al committente. Se per ogni tipo di rischio risulta $R < R_T$ la protezione contro il fulmine non è necessaria; se $R > R_T$ devono essere adottate misure di protezione al fine di rendere $R < R_T$ per tutti i rischi considerati.

Se la frequenza calcolata supera un valore limite calcolabile seguendo i criteri proposti dalla norma, è necessario dotare l'impianto di un sistema integrato di protezione contro i fulmini, denominato LPS (Lighting Protection System) costituito da organi captatori, calate e sistema disperdente. In particolare, essendo le strutture di ancoraggio e le cornici elementi metallici di notevole estensione, potrebbero essere interessate da fulmini, e pertanto devono essere rese equipotenziali. Per gli impianti fotovoltaici devono essere presenti gli scaricatori di sovratensione o SPD, che hanno effetto protettivo in caso di fulminazione diretta, fulminazione su linea aerea, fulminazione a distanza, fulminazione da nube a nube, opportunamente collegati a terra mediante conduttori di protezione.

Per la valutazione della protezione dalle scariche atmosferiche occorrono circa 5 giorni; al termine il progettista stende il documento "Relazione di calcolo protezione da scariche atmosferiche", cui vengono assegnate 40 ore, suddivise in emissione per commenti, emissione per approvazione cliente, emissione per costruzione.

3.5 Ingegneria per il coordinamento

La progettazione relativa agli studi di rete si considera conclusa quando tutti i documenti sono stati emessi per costruzione: le specifiche tecniche, i data sheet, i layout, gli schemi costruttivi, i documenti tecnici specifici, devono terminare tutti prima di procedere alla stesura delle tabelle e diagrammi di coordinamento delle protezioni. All'emissione per costruzione dell'ultimo documento tecnico si considerano conclusi gli studi di rete; a questo punto tutte le protezioni dell'impianto sono state scelte, sia per la parte in corrente continua che per la parte in corrente alternata. In base alle curve di lavoro delle singole protezioni, tramite sovrapposizione delle curve di intervento si ricavano le tabelle e i diagrammi in cui più protezioni lavorano assieme per consentire la protezione dell'impianto da sovratensioni e sovra correnti. Tipicamente le tabelle e diagrammi coordinano le protezioni all'interno di uno stesso quadro elettrico, o, di sezioni del singolo quadro elettrico. Tale attività consiste quindi nella sintesi della progettazione elettrica sin qui effettuata: ogni protezione deve funzionare in accordo con le altre presenti nella sezione del quadro, ogni sezione del quadro elettrico deve funzionare coordinandosi con le altre, ogni quadro elettrico deve funzionare da solo ma anche in accordo con gli altri presenti nell'impianto. Se tutto funziona correttamente, la progettazione elettrica può dirsi conclusa, altrimenti i progettisti dovranno risalire alle cause dei malfunzionamenti all'interno dell'impianto.

Per stendere le tabelle e i diagrammi di coordinamento delle protezioni vengono impiegati almeno due progettisti elettrici; inoltre, per concludere il documento vengono assegnati 20 giorni, dopo di che la progettazione elettrica è conclusa.

4. Ingegneria per il sistema di monitoraggio

4.1 Sistema di supervisione

Il sistema di supervisione viene comunemente utilizzato per elaborare dati e misure provenienti da strumenti o impianti, e da destinare ad altri strumenti o impianti; il sistema SCADA (Supervisory Control And Data Acquisition) è un sistema di supervisione con un'interfaccia grafica evoluta, capace di gestire allarmi tenendo in memoria la storia degli eventi accaduti, di rappresentare le informazioni storizzate graficamente, di produrre reportistica. In un impianto fotovoltaico il sistema di supervisione monitora le correnti di stringa dei sottocampi fotovoltaici, i dati ambientali quali temperatura dei pannelli, temperatura dell'ambiente esterno, irraggiamento solare, velocità del vento in diversi punti dell'impianto; inoltre monitora i dati di processo provenienti dagli inverter, quindi il rispetto dei limiti di tensione e corrente in tutti gli stati, e controlla le cabine elettriche come temperature dei trasformatori, acquisizione dei dati dai contatori dell'energia prodotta e dell'energia consumata, e stato dei dispositivi di emergenza. Un'acquisizione accurata delle molteplici informazioni, porta ad una gestione ottimizzata ed alla possibilità di intervenire in modo mirato in caso di anomalia di funzionamento, senza perdite di tempo e quindi senza perdite di produzione di energia.

Concluse le revisioni delle scelte impiantistiche per la disciplina elettrica, il progettista stende la specifica tecnica per commenti relativa al sistema di supervisione; contatta il fornitore, richiede la disponibilità a progettare il supervisore per l'applicazione fotovoltaica, elabora la specifica tecnica per approvazione cliente, e una volta ottenuta procede con l'ordine. In seguito, il progettista informatico o lo scadista del fornitore progetta il sistema di supervisione in base alle caratteristiche dell'impianto fotovoltaico illustrate dal cliente. Essendo l'impianto di grossa taglia, il sistema di supervisione deve fornire di base delle funzionalità avanzate, in modo da ridurre il tempo di sviluppo dell'applicazione e consentire modifiche in corso d'opera. I dati vengono archiviati ed elaborati verso un database collegabile al sistema di supervisione; nel sistema è previsto un applicativo in grado di relazionare tra loro i campi fotovoltaici, producendo tabelle con l'andamento dell'impianto in ogni suo sottocampo e nella totalità. L'archiviazione dei dati è abilitata per fasce orarie, visto che di notte l'impianto non lavora, evitando così spreco di spazio per la memorizzazione. Per quanto riguarda gli allarmi, sono definite un certo numero di stati di anomalia, associabili a ogni singola variabile degli inverter; la visualizzazione grafica permette di vedere la descrizione dell'allarme associata al nome del componente che l'ha generato, identificando univocamente la fonte del guasto. Il sistema di supervisione deve essere semplice e di facile interpretazione per l'utente, e deve poter visualizzare in ogni momento tutti i componenti dell'impianto, i parametri di funzionamento e gli eventi quali guasti o anomalie.

Dopo 30 giorni, la progettazione del sistema SCADA termina; in seguito, in base alla specifica tecnica e alla progettazione effettuata dallo scadista, il progettista di automazione stende il data sheet per il sistema di supervisione in 16 ore secondo le emissioni canoniche, per commenti, per approvazione cliente, per costruzione. Quando il cliente ha approvato l'emissione del data sheet presentato, il sistema SCADA viene considerato pronto per la consegna in cantiere; tuttavia, in base agli accordi presi con il fornitore il supervisore sarà consegnato alla data prestabilita. Inoltre, prima della consegna in cantiere, il progettista deve elaborare i dettagli di montaggio necessari alla costruzione.

4.2 Dimensionamento della cabina di supervisione

Terminata la progettazione del sistema di supervisione, si valuta l'ingombro richiesto dai terminali, dai server, e da tutta la componentistica; tutto il sistema di supervisione deve essere isolato dagli

agenti atmosferici, dall'eccessivo calore affinché non si verifichino danni ai componenti, per cui vengono racchiusi all'interno di una cabina prefabbricata. Le dimensioni di tale cabina devono permettere all'operatore di montare i componenti agevolmente, di monitorare lo stato di tutti i componenti, di poter sostituire parti anche ingombranti; il progettista deve quindi considerare gli adeguati spazi di manovra all'interno della cabina.

Stabilite le dimensioni ideali, il progettista elabora la specifica tecnica, contatta il fornitore, e previa accettazione da parte del cliente procede con l'ordine e la stesura del data sheet, secondo il ciclo dell'ingegneria per fornitura già adottato per gli altri componenti.

4.3 Dimensionamento della stazione meteo

In seguito al dimensionamento del sistema di supervisione, il progettista considera la stazione meteo per il rilevamento dei dati ambientali. Poiché la misura dei parametri climatici e dell'irraggiamento al suolo è molto importante per la determinazione delle prestazioni dell'impianto fotovoltaico, si prevede l'utilizzo delle stazioni meteo per monitorare in tempo reale i dati climatici. La stazione meteo è costituita da un'unità che fornisce dati di temperatura, umidità relativa, pressione, velocità e direzione del vento, piovosità, e da un'unità solare che acquisisce separatamente le componenti della radiazione solare (diretta, diffusa, riflessa) e la radiazione globale. Gli strumenti utilizzati per la captazione della radiazione solare sono i piranometri; inoltre vengono utilizzati dei sensori per la misura della temperatura dei moduli, delle celle e dell'aria ambiente, e dei misuratori di velocità e direzione del vento. Tutti i segnali di misura vengono raccolti in ogni momento da un BUS RS485 e inviati a un datalogger che li memorizza e li rende disponibili per lo scaricamento su terminale; la stazione meteo viene quindi collegata al sistema di supervisione per elaborare i dati raccolti congiuntamente all'andamento della curva di tensione-corrente dei ogni sottocampo.

Il progettista dimensiona quindi quante stazioni meteo sono necessarie, considerando anche il successivo collegamento con la cabina di supervisione; per impianti che si estendono su territorio pianeggiante, le cui dimensioni non coinvolgono variazioni di zone climatiche significative, si prevede l'utilizzo di una stazione meteo. Eccetto i sensori e misuratori utilizzati, il datalogger deve essere protetto dagli agenti atmosferici, per cui deve essere posto all'interno di una cabina, la quale deve essere posizionata vicino alla cabina di supervisione per il trasferimento dei dati.

Concluso il dimensionamento, il progettista elabora la specifica tecnica secondo le tre emissioni canoniche, contatta il fornitore, ordina la stazione meteo previa accettazione del cliente, elabora il data sheet secondo le tre emissioni canoniche.

4.4 Sistema HVAC (Heating, Ventilation and Air Conditioning)

In seguito al dimensionamento della stazione meteo, il progettista procede a dimensionare il sistema HVAC (Heating, Ventilation and Air Conditioning), che andrà a posizionarsi all'interno delle cabine elettriche. Il sistema di condizionamento è costituito dall'unità di trattamento dell'aria, dai gruppi frigoriferi, dai bruciatori, dai generatori di calore, dai termostati di sicurezza, dai termostati antigelo, dai flussostati, dai pressostati di sicurezza, servocomandi, sonde di temperatura, umidità relativa e qualità dell'aria. Tutti questi elementi trasmettono informazioni e ricevono comandi dai controllori digitali diretti, delle centraline la cui funzione principale è di consentire la comunicazione tra elementi dell'impianto e sistema di supervisione. Il sistema HVAC tramite l'ausilio del sistema di supervisione, permette la regolazione a punto fisso, consentendo di tenere costante la temperatura interna; la regolazione climatica, tramite la lettura della temperatura esterna agisce direttamente sui generatori di calore o gruppi frigoriferi per il mantenimento della temperatura ottimale all'interno delle cabine; la regolazione ottimizzata; la regolazione dell'unità di trattamento dell'aria; la regolazione dell'unità termica e frigorifera.

Nell'impianto fotovoltaico gli ambienti da condizionare sono le cabine elettriche, poiché i trasformatori all'interno creano un forte dissipamento termico, che deve essere smaltito per non danneggiare le altre apparecchiature presenti. Il progettista dimensiona il sistema HVAC in modo

da consentire il corretto smaltimento del calore, e il mantenimento di una temperatura che consenta il buon funzionamento delle apparecchiature.

Stende quindi la specifica tecnica secondo le tre emissioni canoniche, contatta il fornitore, ordina il sistema previa accettazioni da parte del cliente, e stende il data sheet secondo l'emissione per commenti, per approvazione cliente, per costruzione.

4.5 Dimensionamento del sistema TVCC

In risposta al crescente fenomeno del furto dei pannelli solari, che in Italia registra centinaia di casi e decine di migliaia di pezzi rubati ogni anno, si prevede l'installazione di un sistema di videosorveglianza e antintrusione, o TVCC; deve essere appositamente dimensionato, scegliendo tra le varie soluzioni offerte dal mercato.

Il sistema tradizionalmente usato consiste nell'installazione di videocamere e appositi pali di sostegno su tutta l'area dell'impianto, per assicurare il pieno controllo delle attività presenti. Il palo deve avere una buona stabilità, anche sottoposto all'azione del vento, e deve trasmettere il minimo numero di vibrazioni alla telecamera posta in cima, altrimenti potrebbe variare la posizione impostata e la cattura dell'immagine. La telecamera deve resistere alle intemperie tramite un adeguato involucro di protezione, per una buona registrazione delle immagini; in seguito le trasmette al monitor di video sorveglianza tramite cavo coassiale, il quale deve essere dimensionato in base alla caduta di tensione e alle distanze tra telecamera e monitor. Sono poi posti dei sensori di movimento in alcuni punti strategici: qualora qualcuno varchi il perimetro dell'impianto fotovoltaico, scatta un allarme silenzioso, collegato a un avvisatore telefonico.

Esistono sistemi più innovativi, in grado di superare i problemi posti dal sistema tradizionale, come la morfologia del territorio, la vastità dell'area da proteggere, l'architettura dell'impianto fotovoltaico, il furto di pannelli ancora a cantiere aperto; tali sistemi proteggono il singolo pannello, proteggono anche il perimetro, individuano il singolo pannello in allarme, sono semplici da installare e non richiedono manutenzione particolare. Uno di questi sistemi è costituito da un cavo di fibra ottica plastica, collegato direttamente ai pannelli fotovoltaici, che provoca un allarme qualora il pannello o il cavo venga manomesso; è un sistema veloce da posare, immune ai disturbi elettrici e alle condizioni atmosferiche, e garantisce i dati trasmessi contro l'intercettazione. Tale sistema prevede inoltre un'unità concentratore di segnali per ogni stringa, collegata in serie agli altri concentratori di segnale, tutti connessi alla centrale di gestione del sistema TVCC tramite cavo di trasmissione dati e quindi un avvisatore telefonico o ponte radio. Un sistema più innovativo consiste nel sistema sensori, in cui i sensori ottici sono applicati direttamente sul pannello fotovoltaico; quando si verifica una qualsiasi variazione ottica all'interno dei sensori, uno strappo dalla superficie di installazione o una qualsiasi manomissione del cavo di collegamento, si genera un allarme. Per gestire i falsi allarmi viene posto tra due sensori successivi un ulteriore sensore ottico, in grado di evidenziare gli eventuali falsi allarmi generati dagli altri due sensori. Anche tale sistema adotta un concentratore di segnale per stringa, con una centrale di gestione dati connessa a un avvisatore.

Per il dimensionamento del sistema TVCC occorrono mediamente 5 giorni; in seguito il progettista elabora la specifica tecnica per commenti, contatta il fornitore, ordina la componentistica previa accettazione del cliente, elabora la specifica tecnica per costruzione e parallelamente il data sheet secondo l'emissione per commenti, per approvazione cliente e per costruzione.

4.6 Ingegneria per costruzione sistema di monitoraggio

Oltre ai sopra citati sistemi, parte integrante del sistema di monitoraggio è la recinzione perimetrale. In base ai regolamenti comunali e alle assicurazioni previste per l'impianto, si valuta la tipologia della recinzione da installare; infatti, per impianti a terra in aperta campagna è spesso previsto l'utilizzo di recinzioni non direttamente al suolo, per consentire il passaggio degli animali che vivono nella zona dell'impianto. Per tale motivo, sia che la recinzione sia formata da una rete

metallica e pali, sia che si scelga la recinzione a infrarossi, devono essere rispettate le regole del comune. Il progettista, elaborata la specifica tecnica per costruzione della recinzione perimetrale, procede al posizionamento della stessa sul sito: attraverso il documento *“Layout dell’impianto con recinzione perimetrale”*, il progettista posiziona al meglio la recinzione, rispettando le direttive del comune e le vie di accesso per la costruzione e successivo esercizio dell’impianto. Vengono assegnate 40 ore, suddivise nelle emissioni per commenti, per approvazione cliente, per costruzione. In seguito, il progettista procede a stendere i documenti per il montaggio del sistema TVCC: dopo l’emissione del data sheet per costruzione e l’emissione del layout dell’impianto con recinzione perimetrale, si procede al posizionamento del sistema di sorveglianza e antintrusione. Per le telecamere di videosorveglianza si deve evitare di posizionarle verso l’orizzonte o fonti di luce con forti intensità, e l’angolazione deve essere tale da consentire un’ottima visione dell’area; i sensori antintrusione devono essere posizionati agli ingressi dell’impianto, delle cabine, dei sottocampi fotovoltaici, e lungo la recinzione perimetrale. Se invece si utilizzano sistemi a fibra ottica o sensori ottici, questi prevedono già l’installazione su ogni pannello, quindi non necessitano di ulteriori elaborazioni. Il progettista, dopo tre giorni di progettazione stende il *“Layout generale dell’impianto con sistema TVCC e antintrusione”*: sono assegnate 40 ore, suddivise nelle emissioni per commenti, per approvazione cliente, per costruzione. Alla prima emissione del documento, il progettista elabora gli schemi costruttivi del sistema TVCC, tenendo conto di quanto scritto nel data sheet; illustra per ogni telecamera il corretto montaggio, le quantità di materiale da utilizzare compresi i cavi, le diverse viste per il collegamento dei cavi. Allo stesso modo per i pali di sostegno, i monitor di visione, i server, mentre, nel caso di sistemi con fibra ottica o sensori mostra il dettaglio di montaggio su ogni pannello, il collegamento agli altri e il collegamento alla stazione centrale di gestione allarmi. Dopo cinque giorni, il progettista termina i disegni costruttivi e li raccoglie nel documento *“Schemi costruttivi elettrici sistema TVCC e antintrusione”*: sono assegnate 16 ore, suddivise equamente nell’emissione per commenti ed emissione per costruzione. In seguito all’emissione per commenti degli schemi costruttivi del sistema TVCC e all’emissione per costruzione del data sheet del sistema HVAC, il progettista inizia la progettazione per il montaggio del sistema HVAC; a partire da quanto elaborato nei data sheet, egli considera come installare correttamente il sistema di condizionamento all’interno delle cabine elettriche, per favorire un corretto smaltimento del calore generato dalle apparecchiature interne. Disegna quindi ogni componente del sistema di condizionamento, il montaggio con le quantità di materiale necessarie, il collegamento agli altri componenti presenti, in particolare con il sistema di supervisione generale. Terminati i disegni tecnici, la cui stesura occupa tre giorni, può stendere il documento *“Schemi elettrici costruttivi sistema HVAC”*: in ogni foglio sarà presente lo schema di montaggio del componente in ogni suo particolare, con illustrazione e quantità di materiale necessario. Vengono assegnate 16 ore, equamente suddivise in emissione per commenti, e dopo una decina di giorni, emissione per costruzione. Molto importante risulta il posizionamento del sistema HVAC: lo spazio all’interno delle cabine è limitato dalla presenza di altre apparecchiature; per non commettere errori, il progettista deve attendere che il layout delle cabine elettriche con presenti le apparecchiature interne sia stato emesso per approvazione cliente, insieme all’emissione per costruzione della specifica tecnica del sistema di condizionamento e successivamente all’elaborazione degli schemi costruttivi del sistema stesso. Questo per evitare rifacimenti del documento, e quindi ore di lavoro perse. Il progettista cerca quindi il miglior posizionamento limitatamente allo spazio disponibile dei componenti del sistema HVAC; dopo tre giorni, stende il documento *“Layout del sistema HVAC interno alle cabine elettriche”*, cui vengono assegnate di norma 40 ore, suddivise in emissione per commenti, emissione per approvazione cliente, ed emissione per costruzione.

All’emissione del data sheet per costruzione della stazione meteo, il progettista procede a elaborare gli schemi elettrici costruttivi; sia i sensori per raccogliere i dati climatici che il datalogger per caricarli sul sistema di supervisione devono essere montati correttamente, e nelle posizioni ideali. Il progettista illustra tramite appositi disegni come montare i vari sensori di temperatura (moduli,

ambiente), i captatori della radiazione solare, i sensori di velocità e direzione del vento, illustrando i materiali da utilizzare e le loro quantità. Inoltre illustra anche il cavo di raccolta dati che parte dai sensori e arriva sino al terminale del server, collegando così i sensori tra loro e il sistema di supervisione alla raccolta dei dati. Il datalogger o acquisitore di dati deve essere protetto dalle condizioni atmosferiche, quindi viene installato all'interno di una cabina; solitamente, visto che deve essere cablato alla morsettiera dei segnali appositamente predisposta nel quadro di consegna, viene inserito nella cabina di consegna, la quale viene posta vicino alla stazione di supervisione. Dopo tre giorni, il progettista stende il documento "*Schemi elettrici costruttivi stazione meteo e sensori*": vengono assegnate 16 ore, suddivise nelle emissioni per commenti e nell'emissione per costruzione. Sia i sensori che la cabina meteo devono essere posizionati correttamente sul campo fotovoltaico: per i sensori di velocità del vento si prevede un'installazione di più unità sul perimetro dell'impianto e all'interno, evitando però che possa creare ombre sui moduli; i sensori di temperatura sono installati su ogni stringa per controllare che non superi le temperature critiche di funzionamento dell'inverter, mentre i sensori di temperatura ambientali sono posti all'esterno della cabina di consegna; i captatori di radiazione solare possono essere posizionati sulla cabina di consegna. Il datalogger deve essere posto all'interno della cabina di consegna, mentre per il cavo di collegamento e comunicazione dei dati, il percorso segue quello dei cavi elettrici interrati sino alla cabina di consegna. Dopo tre giorni il progettista stende in documento "*Layout generale dell'impianto con stazione meteo e sensori*": vengono assegnate 40 ore, suddivise in emissione per commenti, per approvazione cliente, per costruzione.

Il sistema di supervisione, programmato esternamente e consegnato in azienda, deve essere installato nell'impianto; il progettista, ricevuti tutti i dati dal fornitore, elabora il data sheet, e da questo documento progetta il corretto montaggio dei componenti. Illustra come deve essere montato ogni componente tramite disegni e manuali trasmessi dal fornitore, assegnando materiali e quantità previste di piccola minuteria e cavi di collegamento. Occorrono cinque giorni per stendere tutti i disegni tecnici; successivamente il progettista stende il documento "*Dettagli di montaggio del sistema di supervisione*": sono assegnate 16 ore, suddivise equamente in emissione per commenti ed emissione per costruzione. Il sistema di supervisione deve essere posizionato all'interno dell'impianto: il progettista valuta attentamente l'ingombro fisico dei componenti, i quali devono essere installati all'interno di una cabina per evitare danneggiamenti causati dagli agenti atmosferici; in seguito valuta il miglior posizionamento della cabina sull'area dell'impianto, in accordo con la vicinanza alla cabina di consegna energia per monitorare correttamente l'andamento dell'impianto. Dopo tre giorni, il progettista stende il documento "*Layout generale dell'impianto con cabina di supervisione*": sono assegnate 40 ore, suddivise in emissione per commenti, emissione per approvazione cliente, emissione per costruzione. Infine, alla prima emissione del layout della cabina di supervisione, il progettista elabora i dettagli di montaggio della cabina prefabbricata, in particolare per qual che riguarda l'alloggiamento delle apparecchiature interne, considerando anche il passaggio delle persone per visionare i componenti. I disegni tecnici vengono stesi in circa tre giorni, e vengono raccolti nel documento "*Dettagli di montaggio cabina di supervisione*", al quale vengono assegnate 16 ore suddivise in emissione per commenti ed emissione per approvazione cliente.

5. Definizione appalti e consegne

Con il completamento dell'ingegneria per costruzione dei sistemi fotovoltaico, elettrico e di monitoraggio, termina la fase di ingegneria di dettaglio volta alla costruzione dell'impianto nel suo complesso. Contemporaneamente alla progettazione, l'ufficio acquisti provvede a definire al meglio i contratti con i subappaltatori per la costruzione delle opere civili, meccaniche ed elettriche; in base alle revisioni dell'offerta economica in sede di negoziazione dell'offerta per la gara d'appalto, il committente aveva definito le sue preferenze anche per i subappaltatori. Tramite una richiesta di fornitura, l'azienda Elettra Energia contatta le ditte prescelte, specificando tutte le informazioni che

vuole ricevere al fine di poter stendere il contratto. Tale documento consiste in una prima bozza del contratto da stipulare, dove l'impresa specializzata elabora la sua offerta fornendo il preventivo di spesa complessivo, le assicurazioni di cui dispone, le garanzie, oltre a tutte le informazioni di carattere tecnico, come la garanzia di avere personale specializzato ed esperto, di possedere tutti i mezzi di movimentazione materiali e le attrezzature necessari alla costruzione, di essere disponibili nei tempi previsti dal cronoprogramma. Si avvia quindi la procedura di negoziazione, soprattutto economica: Elettra Energia cerca di ridurre il prezzo del contratto con il singolo subappaltatore, organizzando anche un tavolo di lavoro per discuterne al meglio; poiché in cantiere vi saranno tre imprese specializzate coinvolte nella costruzione dell'impianto (una per le opere civili, una per i lavori meccanici e una per le opere elettriche), vengono convocate tutte insieme per definire al meglio le modalità di interfacciamento, così da non ostacolarsi nello svolgimento dei lavori. Si prevede una giornata dedicata alla discussione con tutti i subappaltatori, e una settimana dedicata alla trattativa economica con la singola impresa per definire il contratto. Una volta conclusa, l'ufficio acquisti stende l'offerta economica riguardante le imprese specializzate, consegnando al committente anche una copia del contratto che verrà stipulato, il quale include una serie di elementi quali: oggetto del contratto, elenco dei documenti contrattuali, corrispettivo del fornitore, modalità di contabilità dei lavori, condizioni di fatturazione e di pagamento, programma dei lavori, garanzie tecniche, garanzie fidejussorie, premi e penali, assicurazioni richieste, clausole di sospensione dei lavori e risoluzione del contratto. Il costo delle ore di lavoro dell'appaltatore deve includere sia la paga oraria che gli straordinari, così come ferie, malattie, indennità di trasferte, trasporti, mezzi e attrezzature per la costruzione, assicurazioni, materiali di consumo. In un paio di giorni l'ufficio acquisti presenta al committente, l'offerta relativa agli appaltatori il quale impiega un mese per valutare attentamente le proposte e per approvare i contratti.

In seguito alla firma dei contratti, l'azienda Elettra Energia provvede a stendere i documenti necessari al coordinamento delle imprese specializzate all'interno del cantiere: innanzi tutto il responsabile della sicurezza stende il *piano operativo di sicurezza* o POS, conforme alle normative per la sicurezza sul lavoro, composto dalla sezione riguardante la committenza, dalla sezione rivolta alle imprese esecutrici, la sezione riguardante la sicurezza. Nella sezione dedicata alla committenza sono definiti i dati del committente, l'impianto, le opere da eseguire; nella sezione dedicata alle imprese esecutrici sono definiti i dati che identificano la singola impresa, la descrizione delle attività di cantiere con le date previste di inizio e fine, il soggetto direttore tecnico, le specifiche mansioni inerenti la sicurezza svolte in cantiere da ogni figura nominata allo scopo dall'impresa esecuttrice, la descrizione delle attività di cantiere con riferimento alle modalità organizzative e ai turni di lavoro con associato la matrice di rischio le attrezzature e le macchine necessarie; nella sezione dedicata alla sicurezza sono definite le eventuali sostanze pericolose usate in cantiere, tutte le informazioni sul rischio rumore, chimico e vibrazioni, le proposte di misure preventive e protettive, la descrizione degli impianti ausiliari di cantiere come gli impianti elettrici, l'impianto idrico e l'impianto fognario, la sorveglianza sanitaria e il primo soccorso in cantiere, l'elenco dei dispositivi di protezione individuale, tutta la documentazione relativa all'informazione e formazione dei lavoratori occupati nel cantiere.

Oltre al piano di sicurezza, viene steso anche il *piano di direzione dei lavori*; tale documento presenta le generalità legate alla commessa, al cantiere, alle ditte subappaltatrici, la consegna dei lavori, l'inizio e il termine previsto, l'organigramma dei lavori con le mansioni di ciascuno e la ditta per cui lavora, le normative di riferimento, i documenti di riferimento, le responsabilità e i limiti d'azione di ciascuna figura presente in cantiere, la documentazione di cantiere, il piano dei controlli sia sui disegni tecnici che sulle azioni di cantiere, la conformità del materiale scaricato in cantiere, i collaudi, l'elenco dei certificati, il registro di cantiere, il programma dei lavori, i rapporti di ispezione, il verbale finale.

Per stendere sia il piano operativo di sicurezza e il piano di direzione dei lavori vengono normalmente impiegati 3 giorni; in seguito alla loro emissione, il responsabile della commessa nomina il supervisore di cantiere, ovvero la figura di riferimento per l'azienda Elettra Energia

Capitolo 4. Progettazione di dettaglio

all'interno del cantiere; il supervisore cliente, la figura di riferimento per il dialogo con il committente circa l'andamento del cantiere. Per la nomina occorrono circa tre giorni, poiché devono essere persone con esperienza di cantiere e in grado di dialogare sia con le imprese che con il committente.

Per quanto riguarda le consegne dei componenti d'impianto, l'accordo con i fornitori è di consegnare gli item direttamente in cantiere; solitamente per il trasporto e consegna si prevedono due giorni, poiché deve essere incluso il viaggio di andata e ritorno. Le spedizioni in cantiere sono state determinate considerando le date di inizio delle attività di costruzione: la consegna del componente da montare deve avvenire una settimana prima rispetto all'inizio previsto per la relativa attività di montaggio. Questo per evitare di congestionare il magazzino di cantiere, essendo un container di piccole dimensioni che non può contenere tutta la componentistica e il materiale di consumo per tutte le opere costruttive, e per evitare furti di materiale. Un caso particolare di consegne riguarda i moduli fotovoltaici: dovranno essere montati oltre 5.000 moduli, in circa un mese di tempo, e non possono essere consegnati tutti all'inizio dell'attività di montaggio poiché non potrebbero essere stoccati tutti nel magazzino; dato l'alto valore del componente, non potrebbero nemmeno essere lasciati nel cantiere aperto senza la minima protezione. Inoltre, per la consegna non sarebbe sufficiente un solo bilico, ma molti di più, poiché le dimensioni non consentono di stiparne più di un certo numero all'interno della cassa. La cassa di carico di un autoarticolato ha le seguenti dimensioni: 13,6 m in lunghezza, 2,55 m in larghezza, 2,7 m in altezza, e può sopportare un peso di carico massimo di 28 tonnellate. Le dimensioni di un modulo fotovoltaico da circa 200 W di potenza di picco risultano pari a 1,67 m in lunghezza, 1 m in larghezza, 0,043 m in altezza o spessore; inoltre il peso di ciascun modulo è di circa 20 kg. Considerando l'imballaggio, vengono posti 2 pannelli per cartone, e 4 cartoni per pallet; sul lato della larghezza del camion è possibile inserire fino a 3 europallet, mentre sulla lunghezza si considerano un massimo di 10 pallet. Per ogni camion è quindi possibile trasportare 30 europallet; tuttavia rimane molto spazio libero in altezza, per cui si possono porre altri cartoni sopra i pallet in modo da massimizzare l'occupazione dello spazio. È possibile riempire la cassa di carico con un massimo di 324 moduli fotovoltaici, confezionati in cartoni. Le consegne vengono effettuate ogni settimana, oppure ogni due giorni; nel primo caso ogni inizio settimana arrivano in cantiere 4 camion carichi di pannelli, ma deve essere liberato il magazzino di cantiere per consentire lo stoccaggio ed evitare furti e danni; nel secondo caso, ogni inizio e metà settimana arrivano in cantiere due camion, e il contenuto di un camion stoccato nel magazzino di cantiere sino al suo utilizzo. Il committente preferisce la prima modalità di consegna, per cui il magazzino di cantiere dovrà avere dimensioni adeguate a stoccare ogni settimana 1296 pannelli fotovoltaici.

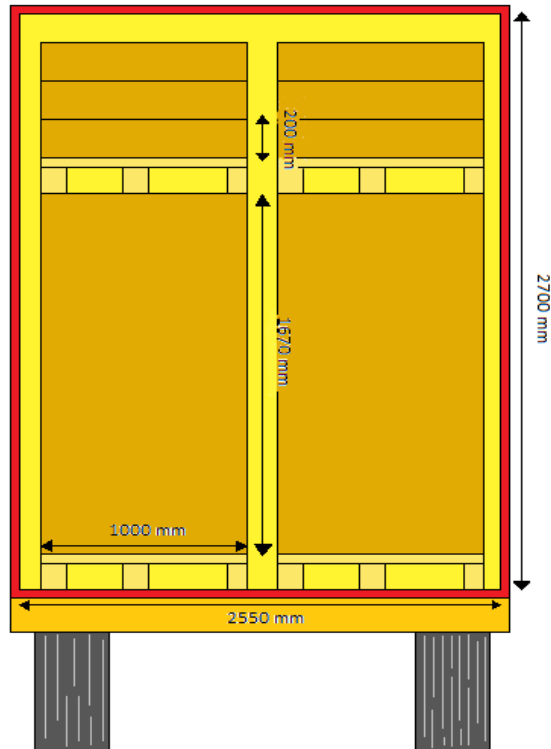


Figura 23. Esempio di carico del bilico per il trasporto dei moduli fotovoltaici.

6. Costruzione

Conclusa la stesura del piano di sicurezza e del piano di direzione dei lavori, può iniziare la fase di costruzione dell'impianto. La condizione necessaria affinché le attività di montaggio siano fattibili è che siano pronti i documenti di montaggio e siano disponibili i componenti in cantiere; la logistica delle consegne ha quindi un ruolo fondamentale, così come la progettazione per la costruzione. Ogni eventuale ritardo nella progettazione potrebbe provocare un ritardo nell'inizio delle attività, e di conseguenza uno slittamento dei tempi di consegna dell'impianto completato; per tale motivo risulta fondamentale un buon controllo del coordinamento tra le fasi del progetto, oltre al costante controllo dell'andamento rispetto a quanto pianificato. Una modalità per definire la durata delle singole attività consiste nel valutare le Standard Man Hours: rappresentano le ore produttive dirette necessarie per l'esecuzione dei lavori, operando in condizioni standard accuratamente definite; si ottengono dal rapporto tra le quantità fisiche del lavoro per le rese standard applicabili al caso considerato. La durata delle singole attività sarà data da:

$$T = \frac{Q}{W * M * R * P}$$

Dove

T = durata dell'attività espressa in unità di tempo (giorni, settimane,...);

Q = quantità fisica da realizzare (metri, metri cubi,...);

R = resa standard (m/SMh,...);

P = produttività;

M = numero di operatori assegnati all'attività;

W = orario settimanale di lavoro (40 h/settimana).

Tuttavia, sia il valore della resa standard che della produttività non sono facili da reperire, poiché, per calcolarli, devono essersi verificati in passato le stesse attività nelle stesse condizioni di lavoro, e soprattutto, tali dati devono essere stati archiviati. Nel database aziendale non sono presenti tali dati, e nemmeno le imprese subappaltatrici ne possono fornire, ma possono solamente dare una stima delle persone necessarie per svolgere il lavoro nel minor tempo previsto.

Quindi, a causa della mancanza di dati oggettivi, ipotizzo che per ogni attività lavorino 10 persone, per otto ore al giorno; la schedulazione delle attività in questi termini mi servirà per verificare l'andamento del progetto anche dal punto di vista matematico, con un modello di curve a S basato sulle scadenze di consegna.

6.1 Costruzione opere civili

La prima attività di costruzione consiste nel trasportare sul sito tutti i mezzi e macchinari di movimentazione, nonché i materiali per la costruzione dei servizi ausiliari di cantiere; dall'emissione del piano operativo di sicurezza passano 25 giorni, per permettere all'ingegneria di dettaglio di avanzare quasi fino alla conclusione. Infatti è buona norma non iniziare i lavori di costruzione troppo presto per poi interromperli a causa della mancanza di materiale o dei documenti costruttivi; se si verificasse un tale evento, i lavori si dovrebbero interrompere, l'impresa di costruzione rimarrebbe ferma ma il committente continuerebbe a pagarla, provocando un aumento dei costi totali di progetto. Quindi l'impresa subappaltatrice dedicata alle opere civili trasporta sul sito del cantiere tutti i mezzi di movimentazione, quali ruspe, macchine rullatrici, camion per il trasporto di terra e sabbia, insieme a tutti i materiali per costituire i servizi ausiliari del cantiere, quindi quadri elettrici, cabine elettriche, baracche di cantiere, gabinetti chimici, tubazioni per acqua sia potabile che non; per tutte queste operazioni occorrono circa 5 giorni. Una volta che sono a disposizione tutti i mezzi e materiali, gli operai predispongono tutti i servizi ausiliari, quindi il collegamento elettrico alla stazione elettrica più vicina, l'impianto elettrico della baracca di cantiere, la messa a terra dell'impianto elettrico della baracca, lo schema di protezione dalle scariche atmosferiche, il collegamento idrico; occorrono altri 5 giorni di lavoro pieno. Sistemato il cantiere, vengono predisposte tutte le misure di sicurezza del cantiere, oltre ai magazzini di stoccaggio materiali; vi sarà un container per lo stoccaggio dei materiali di consumo e dei componenti di costruzione, e altri container verranno posti in seguito quando saranno consegnati in cantiere i moduli fotovoltaici, per ridurre il costo di noleggio dei container e utilizzarli solo quando necessario. Occorrono circa cinque giorni di lavoro pieni. In seguito gli operai picchettano il terreno, ovvero delimitano la zona del sito di costruzione; si prevedono 5 giorni di lavoro. Terminato il picchettamento del terreno, la stessa squadra di operai inizia la costruzione delle strade di accesso al cantiere: infatti, il sito di costruzione è in campagna, e per raggiungerlo è disponibile solo una strada sterrata molto stretta; la strada dovrà quindi essere allargata e spianata, in modo da permettere il passaggio dei camion e degli autoarticolati di consegna merce. La costruzione delle strade prevede la consegna in cantiere del documento "*Layout generale d'impianto con quote di posa e strade di accesso*" emesso per costruzione, ovvero terminato; occorrono 10 giorni di lavoro per terminare le strade. In seguito la squadra prosegue il lavoro delimitando la zona di costruzione con la recinzione perimetrale in 15 giorni; affinché sia possibile effettuare il lavoro, è necessario che in cantiere siano arrivati tutti i componenti dedicati alla recinzione perimetrale, e che il documento "*Layout impianto con recinzione perimetrale*" sia terminato e giunto in cantiere. L'attività successiva consiste nel livellamento del terreno: per poter posare il campo fotovoltaico è necessario che il terreno sia pianeggiante, perfettamente livellato in ogni sua parte. In caso contrario, le strutture di sostegno potrebbero essere mal posate, e di conseguenza i moduli potrebbero avere un diverso orientamento, portando a una producibilità di energia elettrica non ottimale. Tramite ruspe e macchine rullatrici, il terreno viene perfettamente livellato; si prevede una durata massima di 5 giorni. La squadra prosegue con l'attività di scavo per posare le vie cavi: come precedentemente detto, i cavi elettrici devono essere introdotti nelle apposite tubazioni di protezione, e interrati per non intralciare il passaggio e per una maggiore protezione anche dagli agenti atmosferici; lo scavo viene eseguito con una ruspa, e viene costruita una piccola trincea dove andranno posate le vie cavi. La durata stimata dell'attività è di 10 giorni, e segue scrupolosamente le indicazioni del documento "*Percorso vie cavi*" che deve trovarsi in cantiere. Terminati gli scavi, la squadra posa su tutto il percorso dei cavi i pozzetti di cemento per l'ispezione dei cavi stessi:

innanzi tutto viene preparato il piano di posa costituito dal terreno stesso, in modo da garantire un appoggio uniforme al pozzetto; in seguito vengono posizionati i pozzetti sull'asse della tubazione. Anche per questa attività occorrono circa 10 giorni. In seguito, gli operai eseguono gli scavi per le fondazioni delle cabine elettriche e di supervisione da posare sul campo fotovoltaico: tale attività è critica, in quanto strettamente dipendente dall'emissione per costruzione del documento “*Layout cabine elettriche*” e “*Layout cabine di supervisione*”. Infatti tra l'emissione dei documenti e l'inizio delle attività non c'è alcun lag temporale, per cui un ritardo nell'emissione provoca un ritardo nell'inizio dell'attività, e di conseguenza un fermo dell'impresa costruttrice con relativo aumento dei costi. Gli operai impiegano circa 5 giorni per effettuare gli scavi, che devono avere una profondità sufficiente a rendere stabile la cabina; successivamente gli operai costruiscono le fondazioni: lo scavo viene livellato sia sul fondo che sui lati, e viene effettuata una gettata di cemento; anche per questa attività occorrono 5 giorni. Il cemento adoperato per le fondazioni ha bisogno di 28 giorni per asciugare completamente; di conseguenza, l'impresa delle opere civili conclude il suo lavoro appena terminate le fondazioni, mentre il montaggio delle cabine elettriche e di supervisione sarà un'attività data all'impresa subappaltatrice elettrica.

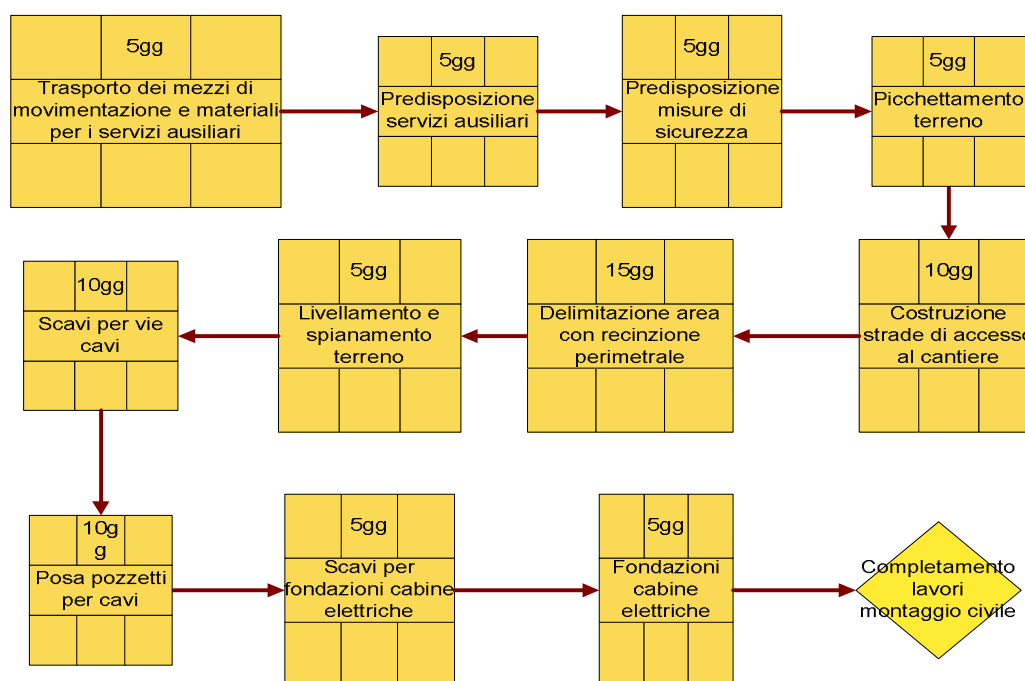


Figura 24. Schema delle attività di costruzione civile.

6.2 Costruzione opere meccaniche

Mentre l'impresa delle opere civili è in cantiere, giunge anche l'impresa delle opere meccaniche: infatti, in seguito allo spianamento e livellamento del terreno, il sito è pronto per la posa dell'impianto fotovoltaico. La prima attività consiste nella posa dei pali e delle zavorre delle strutture di sostegno, ovvero delle parti che andranno interrate; per questo devono essere presenti in cantiere sia il documento tecnico “*Particolari costruttivi delle strutture di sostegno*” che illustra come devono essere montate le strutture, sia le strutture stesse. Infatti le strutture sono costituite da pali e blocchi di cemento che fungeranno da zavorre, impedendo ai moduli fotovoltaici di muoversi per effetto del vento; devono essere parzialmente interrate per assicurare una maggiore stabilità della struttura. Occorrono circa 20 giorni per terminare l'attività; quando l'opera è a metà del suo avanzamento, un'altra squadra dell'impresa specializzata in allestimenti meccanici inizia a montare le strutture di sostegno vere e proprie, considerando che nel frattempo devono essere state consegnate in cantiere. La seconda squadra inizia l'attività di posa delle strutture di sostegno dopo 10 giorni, e avanza nel proprio lavoro sino al completamento, stimato in 20 giorni. Nel frattempo la

Capitolo 4. Progettazione di dettaglio

prima squadra ha terminato la posa delle zavorre e pali, mentre la seconda squadra è a metà della durata complessiva del lavoro; significa che metà campo fotovoltaico è pronto per la posa dei moduli. La prima squadra inizia a posare i moduli fotovoltaici, che nel frattempo sono stati consegnati in cantiere; i moduli sono di dimensioni notevoli, per cui servono due uomini per la posa di un solo pannello. Una singola coppia è in grado di posare 6 pannelli in un'ora, quindi 48 moduli al giorno; poiché lavora una squadra di 10 persone, ovvero 5 coppie, sono in grado di posare complessivamente 240 pannelli al giorno. Un singolo autoarticolato ne consegna 324, che sarebbero sufficienti a coprire il fabbisogno di lavoro per quasi un giorno e mezzo; poiché il committente preferisce la consegna settimanale dei moduli, a inizio attività di posa dei pannelli fotovoltaici devono giungere in cantiere 4 autoarticolati, che consegnano direttamente il container in cantiere. Ogni settimana si verifica la consegna dei moduli: gli autoarticolati depositano i 4 container pieni e raccolgono i 4 container vuoti; i pannelli che non sono ancora stati posati vengono stoccati all'interno di un magazzino di cantiere. Per la posa dei moduli fotovoltaici occorre sia il documento tecnico *"Layout generale d'impianto con quote di posa e strade di accesso"*, in cui viene illustrato la quota a cui devono essere montati i moduli, sia il documento *"Particolari di montaggio moduli fotovoltaici"* dove viene illustrato il corretto fissaggio dei moduli alle strutture di sostegno, insieme alle quantità dei materiali di consumo come viti, dadi e bulloni, che devono essere presenti in cantiere; la durata dell'attività di posa dei moduli è stimata in 20 giorni. Nel frattempo la posa delle strutture di sostegno è terminata, e la seconda squadra viene richiamata dall'impresa per andare in altri cantieri; quando anche la prima squadra ha terminato la posa dei moduli, il lavoro dell'impresa meccanica giunge al suo completamento, lasciando libera l'area per altri lavori.

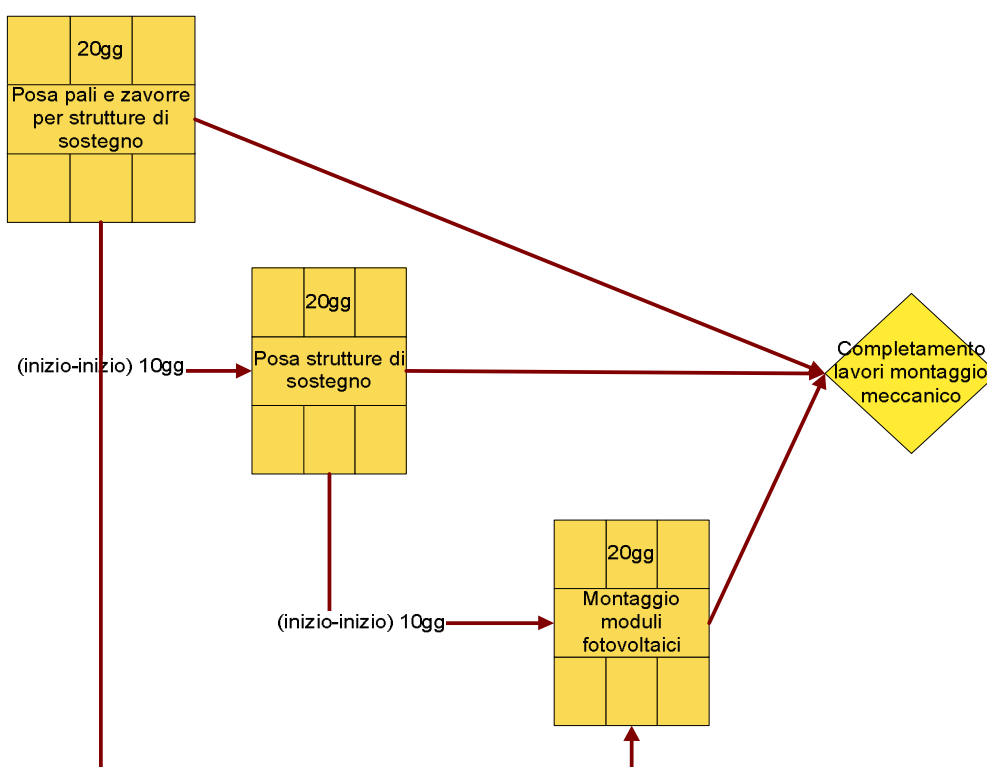


Figura 25. Schema delle attività di costruzione meccanica.

6.3 Costruzione opere elettriche

L'ultima impresa appaltatrice presente in cantiere è quella dedicata ai montaggi elettrici; entra in cantiere in seguito al completamento della posa dei pozzetti d'ispezione dei cavi. La prima attività di cui si occupa riguarda la posa delle vie cavi: la squadra di dieci operai procede a posare tutte le tubazioni e canaline che dovranno essere interrati, quindi sia per i cavi elettrici che per i cavi della

rete di terra; devono essere disponibili nel magazzino di cantiere le vie cavi e i relativi supporti, nonché i documenti tecnici “*Schemi costruttivi cavi e vie cavi – rete elettrica*” “*Schemi costruttivi cavi e vie cavi – rete solare*” “*Particolari costruttivi rete di terra*”. La prima squadra impiega 20 giorni per terminare il lavoro; per ottimizzare i lavori, quando la posa delle vie cavi è a metà del suo avanzamento, due squadre di operai iniziano rispettivamente le attività di posa della rete di terra e posa dei cavi elettrici. Esistono diverse tipologie di impianto di terra, ma è solitamente costituito da un conduttore interrato disposto ad anello attorno al perimetro della cabina elettrica; tale anello viene collegato ai ferri di fondazione della struttura ed all'eventuale griglia elettrosaldata situata al di sotto del pavimento della cabina. In base alle indicazioni della norma CEI 11-1, il dispersore orizzontale deve essere circondato da terra leggermente costipata, facendo attenzione ad evitare che pietre e ghiaia non vengano in contatto con il dispersore stesso, pena un aumento della resistenza dell'impianto di terra; inoltre i picchetti verticali devono essere posizionati ad intervalli non inferiori alla lunghezza dei picchetti stessi. Poiché la resistività del terreno aumenta con il diminuire della temperatura sotto gli 0°C, i dispersori dell'impianto di terra devono essere posizionati al di sotto del livello di congelamento del terreno. La seconda squadra impiega 10 giorni per terminare l'attività di posa della rete di terra, posto che siano disponibili nel magazzino di cantiere i cavi, i dispersori e tutti gli accessori dedicati alla rete di terra. La terza squadra posa i cavi elettrici di media e bassa tensione; i cavi dovranno essere infilati nelle tubature e nelle canaline apposite, seguendo il disegno di riempimento illustrato negli schemi costruttivi; impiega 20 giorni per terminare l'attività. A questo punto sia la prima che la seconda squadra hanno terminato il proprio lavoro, mentre la terza è a metà dell'opera; la seconda squadra, che si era occupata della posa della rete di terra, procede a posare i cavi solari, seguendo i particolari di montaggio relativi alla rete solare, impiegando circa 15 giorni. Contemporaneamente la prima squadra si adopera a montare i quadri di campo, seguendo sia le indicazioni del documento “*Layout quadri di campo*” che il documento “*Schemi elettrici costruttivi quadri di campo*”; deve però essere terminata l'attività di posa dei moduli fotovoltaici, altrimenti non è possibile effettuare il collegamento. Anche per tale attività si prevedono 15 giorni per il completamento. Nel frattempo, la terza squadra ha terminato la posa dei cavi elettrici; l'attività successiva consiste nell'allestimento delle attrezzature dei quadri elettrici. I quadri sono suddivisi in diverse sezioni, e ogni sezione deve essere montata dagli elettricisti con tutti componenti necessari ad assicurare la protezione da contatti diretti, indiretti e corrente di corto circuito. Sulla base del documento tecnico “*Schemi elettrici costruttivi morsettiere*”, gli elettricisti installano le canaline da cablaggio e i componenti sulla piastra di fondo; la porta del quadro elettrico verrà forata al fine di posizionare la pulsantiera e le spie necessarie. A tale punto gli elettricisti iniziano il cablaggio, collegando le protezioni con i cavi elettrici, e i cavi tramite puntalini che terminano nelle morsettiere; ultimato il cablaggio viene posta la piastra di fondo già cablata all'interno della carpenteria. Prima del completamento, si eseguono le verifiche a campione su alcuni collegamenti e sull'idoneità strutturali del quadro singolo; occorrono circa 15 giorni per l'allestimento completo di tutti i quadri elettrici. Nel frattempo la prima squadra ha terminato l'opera di montaggio dei quadri di campo, e procede con il cablaggio dei moduli fotovoltaici, a patto che anche la posa dei cavi solari sia giunta al termine; seguendo il documento tecnico “*Cablaggio stringhe di moduli*”, i dieci elettricisti collegano le cassette di terminazione dei moduli con i cavi solari, e questi ultimi vengono connessi ai quadri di campo, sino al completamento del lavoro per il quale occorrono circa 20 giorni. La seconda squadra, che aveva terminato l'opera di posa dei cavi solari, procede al montaggio delle cabine elettriche e di supervisione: dalla costruzione delle fondazioni deve passare un mese affinché in cemento si asciughi completamente e sia possibile costruirvi sopra; in base ai documenti tecnici “*Particolari di montaggio cabina elettrica*” e “*Particolari di montaggio cabina di supervisione*” che illustrano la corretta installazione delle cabine prefabbricate, insieme alle quantità di tutti i materiali di consumo, i dieci operai montano entrambe le cabine in dieci giorni lavorativi. Terminata tale attività, sia la terza squadra che la seconda hanno concluso i lavori assegnati: l'opera di costruzione procede con la posa dei quadri di media tensione da parte della terza squadra, e la posa degli inverter per la

seconda squadra. La posa dei quadri elettrici consiste nel montare all'interno delle cabine i rispettivi quadri, per i quali occorrono sia il documento *“Layout dei quadri elettrici di media e bassa tensione”* sia il documento *“Schemi elettrici costruttivi quadri elettrici di media e bassa tensione”*; vengono assegnati 10 giorni per la conclusione dell'attività. Per quanto riguarda gli inverter, occorre che sia terminata l'attività di montaggio dei quadri di campo, e che le cabine elettriche siano state montate; infatti gli inverter andranno posizionati all'interno delle cabine elettriche, vicino ai trasformatori, e collegati ai quadri di campo, nonché al sistema di supervisione che controlla costantemente i valori critici di tensione e corrente. Per il montaggio occorrono i documenti tecnici *“Schemi elettrici costruttivi inverter”* *“Layout inverter”* *“Schemi a blocchi inverter”*; occorrono 10 giorni per completare il lavoro. La seconda e la terza squadra concludono il proprio operato insieme, e possono lasciare il cantiere in quanto hanno terminato il proprio lavoro; la prima squadra, che ha terminato il cablaggio dei moduli, prosegue l'attività cablando tutte le attrezzature all'interno delle cabine elettriche, ovvero inverter, trasformatori, quadri. Seguendo il documento *“Schemi elettrici costruttivi morsettiere”* gli operai collegano gli inverter ai trasformatori, e i trasformatori ai quadri di media tensione; collaborano contemporaneamente alla quarta squadra che si occupa della posa dei sensori e della stazione meteo, e della posa dei contatori di energia, i quali devono anch'essi essere cablati e collegati ai quadri elettrici e al sistema di supervisione.

Nel frattempo una quarta squadra di 10 operai dell'impresa di costruzione elettrica inizia l'attività di costruzione del sistema TVCC e antintrusione: affinché sia possibile installare l'impianto, è necessario che sia terminata l'attività di posa della recinzione perimetrale, e che la posa dei cavi elettrici sia a circa metà del completamento. Infatti, in base alla tipologia del sistema di video sorveglianza scelto dal committente, sia di tipo tradizionale con telecamere e sensori di movimento, sia di tipo innovativo con sensori ottici posti su ogni pannello, una parte dei cavi elettrici deve essere stata posata, altrimenti non è possibile effettuare i collegamenti con i componenti di sistema. La squadra segue attentamente le istruzioni dei documenti *“Layout generale dell'impianto con sistema TVCC e antintrusione”* e *“Schemi elettrici costruttivi sistema TVCC e antintrusione”*, e termina la propria opera in 25 giorni. A questo punto, la quarta squadra termina l'attività insieme alla seconda, la quale ha installato le cabine elettriche, e alla terza, la quale ha allestito i quadri elettrici; mentre le altre proseguono le proprie attività come descritto in precedenza, la quarta squadra procede alla posa dei trasformatori all'interno delle cabine elettriche. I trasformatori, insieme agli inverter, sono componenti fondamentali dell'impianto fotovoltaico, e vengono installati per ultimi al fine di evitare furti in cantiere aperto, e perché devono essere installati all'interno delle cabine elettriche; inoltre i trasformatori devono essere collegati all'impianto di terra che circonda la cabina elettrica. I dieci operai montano i trasformatori in 10 giorni, parallelamente alla posa degli inverter, seguendo le istruzioni dei documenti *“Layout trasformatori”* e *“Schemi elettrici costruttivi trasformatori”*. La quarta squadra procede nei lavori installando il sistema HVAC all'interno delle cabine elettriche; il sistema è funzionale allo smaltimento del calore generato dai trasformatori durante l'attività, e al mantenimento di una temperatura che consenta alle apparecchiature di lavorare in qualunque condizione climatica, anche con temperature esterne rigide. La squadra opera in base alle indicazioni dei documenti *“Layout sistema HVAC interno alle cabine elettriche”* e *“Schemi elettrici costruttivi sistema HVAC”*; l'attività termina in 10 giorni. In seguito al montaggio delle cabine elettriche e di supervisione, il fornitore del sistema di supervisione entra in cantiere per installare il prodotto: entrano in cantiere 10 persone, tra cui elettricisti, scadisti, inverteristi, programmatori informatici, portando tutta la componentistica e l'attrezzatura necessaria all'installazione. Viene installato un datalogger per la trasmissione dei dati in prossimità del collegamento dei trasformatori, e connesso al sistema di supervisione tramite cavo di comunicazione; un altro datalogger viene installato all'interno dell'inverter, per la trasmissione dei dati relativi al funzionamento dello stesso e delle stringhe di campo. Un altro datalogger viene installato all'interno del quadro di consegna energia, già predisposto all'interno della cabina elettrica. Il cablaggio per la trasmissione dei dati consiste nella posa del cavo di connessione,

Capitolo 4. Progettazione di dettaglio

collegato direttamente agli inverter tramite connettori appositi, e connesso anche ai trasformatori e al quadro di consegna. Seguendo le indicazioni del documento *“Particolari di montaggio del sistema di supervisione”*, la squadra procede al montaggio dell’intero sistema, quindi anche i terminali, il server e i database all’interno della cabina; l’attività terminerà in 20 giorni, dopo di che la squadra del fornitore può lasciare il cantiere. In seguito, la quarta squadra procede all’installazione della stazione meteo e dei sensori di campo; i sensori di temperatura dei moduli devono essere posizionati in prossimità dei moduli fotovoltaici, mentre i sensori del vento, dell’irraggiamento e della temperatura esterna devono essere posizionati sopra la cabina di supervisione. In base alle indicazioni dei documenti *“Layout generale impianto con stazione meteo e sensori”* e *“Schemi elettrici costruttivi stazione meteo e sensori”*, la squadra posa i sensori, installa i datalogger relativi ai dati climatici, installa il server di memorizzazione dei dati ambientali all’interno della cabina di supervisione, in cinque giorni. L’ultima attività della quarta squadra consiste nella posa dei contatori di energia: essi devono essere installati all’interno del quadro di consegna, cablandoli alla morsettiera predisposta al ricevimento dei segnali; inoltre tramite cavo di comunicazione, devono essere collegati anche al sistema di supervisione, per un controllo costante dei dati. In base ai documenti *“Schemi elettrici inserzione gruppi di misura”* e *“Layout gruppi di misura”*, la squadra installa i contatori in 5 giorni; tale attività termina in contemporanea al cablaggio delle apparecchiature interne alle cabine elettriche, concludendo così l’attività dell’impresa elettrica all’interno del cantiere.

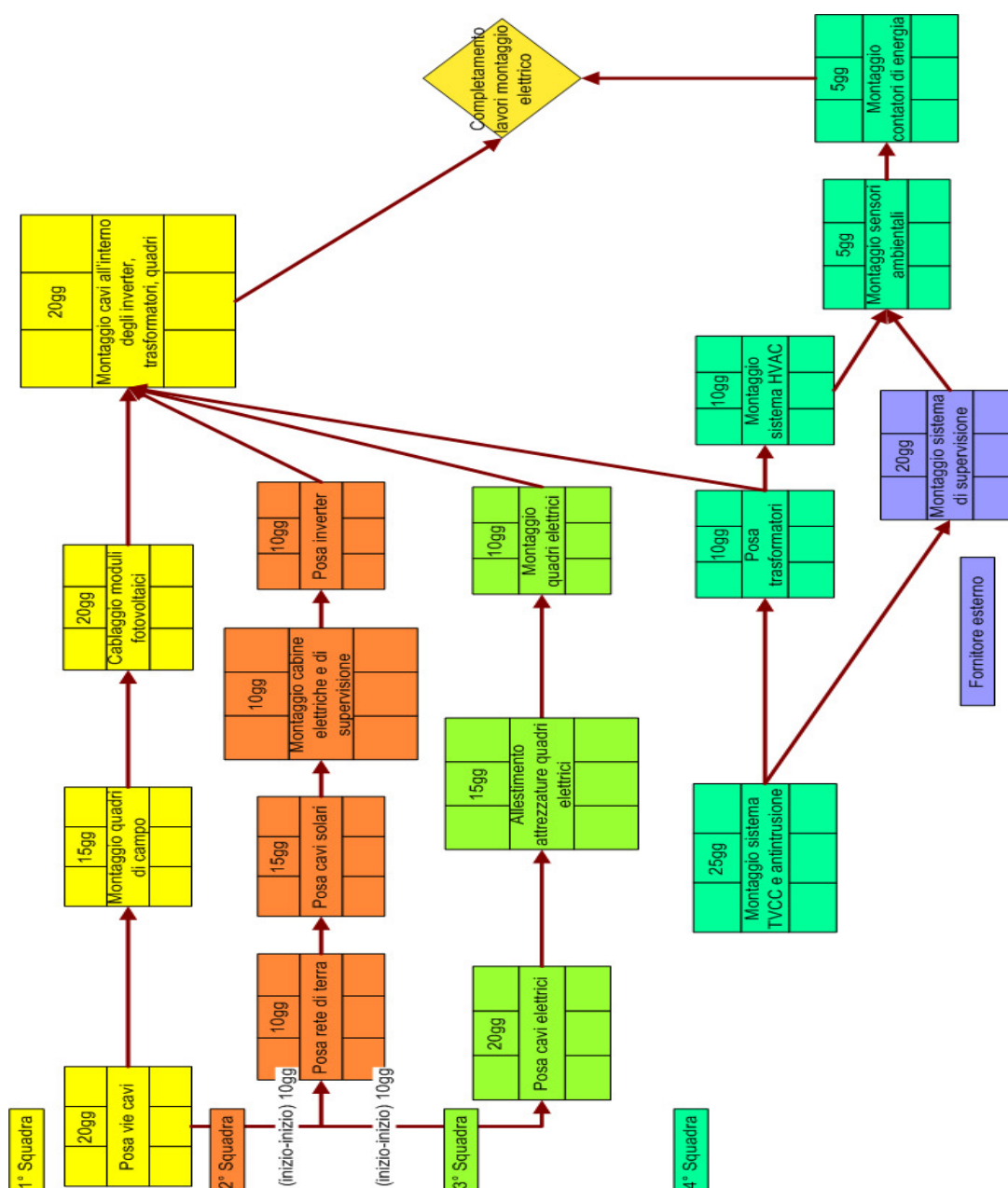


Figura 26. Schema delle attività di costruzione elettrica.

Il supervisore di cantiere di ElettraEnergia è stato molto presente in cantiere, dall'inizio dei lavori sino al completamento; la sua mansione consiste nel controllare la qualità delle opere in realizzazione, e in special modo verificarne la corrispondenza al progetto, controllando l'idoneità delle consegne dei fornitori, l'idoneità della manodopera, prevenire le non conformità di progetto, attuare le azioni correttive per impedire la possibilità di errore. Giunti al completamento elettrico, si conclude la costruzione dell'impianto fotovoltaico; il supervisore di cantiere, insieme al project manager stende il verbale di fine lavori, un documento che sancisce il termine delle opere di costruzione, e lo invia all'azienda di distribuzione dell'energia elettrica affinché possa avviare i lavori di allacciamento dell'impianto alla rete nazionale. Tale attività comporta il lavoro di una squadra di dieci operai, che lavorano per 90 giorni; per non perdere tempo, i lavori di allacciamento cominciano in realtà al termine del montaggio meccanico, in modo da consentire lo svolgimento delle opere di costruzione elettriche e i successivi collaudi finali senza provocare ritardi eccessivi nella durata complessiva del progetto.

7. Collaudi

In seguito alla stesura del verbale di fine lavori, i progettisti responsabili di disciplina di ElettraEnergia si recano in cantiere per visionare come sono stati eseguiti e lavori, insieme ai supervisori di cantiere delle imprese subappaltatrici. Innanzi tutto, vengono verificati visivamente i componenti del sistema fotovoltaico, controllando che tutta la componentistica sia stata montata correttamente; in seguito verificano la componentistica del sistema elettrico, quindi cavi, inverter, trasformatori, quadri elettrici, vie cavi; infine passano a controllare i componenti del sistema di monitoraggio, quindi sistema di supervisione, cavi di trasmissione dati, stazione meteo, sensori, sistema di videosorveglianza e antintrusione. Per ciascun sistema, i progettisti impiegano due giorni per il controllo visivi. Successivamente viene controllato il corretto montaggio meccanico: il progettista meccanico insieme al supervisore dell'impresa di costruzione meccanica, verificano il posizionamento di ogni componente, il serraggio delle viti e bulloni, la corrispondenza tra l'installazione e i disegni tecnici, la tenuta delle strutture di sostegno, per mezzo di un operaio specializzato; tale attività, che dura 10 giorni lavorativi, viene ripetuta per ogni struttura di sostegno montata e per ogni modulo installato. Parallelamente si verifica il corretto montaggio elettrico: il progettista elettrico, il supervisore elettrico e un operaio specializzato controllano l'esecuzione delle vie cavi, dei cavi, il perfetto serraggio dei morsetti, le connessioni, la corretta inserzione dei trasformatori di corrente, le tenute stagne dei quadri elettrici, i sensori, i quadri di campo, i cavi di trasmissione; anche tale attività dura 10 giorni lavorativi, affinché i controlli terminano insieme.

Successivamente il progettista elettrico, il supervisore elettrico e un operaio specializzato effettuano delle verifiche elettriche: innanzi tutto, controllano in cinque giorni il buon posizionamento dei cavi all'interno delle vie cavi, poiché devono essere stati infilati in un certo ordine senza accavallamenti e distanziati tra loro in base al rispetto del livello di disturbo, per evitare surriscaldamenti eccessivi che portino al danneggiamento dei conduttori, e verificano anche le sigillature delle vie cavi nel punto di immissione nei pozzetti d'ispezione, poiché devono essere impermeabili e resistenti a sollecitazioni esterne. In seguito controllano la continuità e la resistenza della rete di terra: devono essere verificate le sezioni dei conduttori, la continuità dei collegamenti della rete principale all'interno delle derivazioni alle varie apparecchiature e masse metalliche, la misura della resistenza della rete di prescrizione nonché la continuità della barra colletttrice di terra all'interno dei quadri. In particolare la prova deve accertare l'integrità dei collegamenti degli impianti di terra a partire dai dispersori fino alle masse, anche estranee, tramite uno strumento in grado di fornire almeno 0,2 A con una tensione a vuoto compresa tra 4 e 24 V; il controllo deve essere effettuato tra il dispersore e il collettore di terra, tra i vari collettori di terra, tra masse e collettori di terra, tra masse estranee verso le masse, tra i conduttori di protezione e i conduttori equipotenziali in presenza di giunzioni e derivazioni, in modo da evidenziare possibili discontinuità. Occorre un giorno per completare la verifica. L'attività successiva consiste nella verifica della protezione da contatti diretti e indiretti: ogni parte elettrica dell'impianto deve essere accuratamente isolata, in modo che la persona non possa venire in contatto con tensioni libere, per cui si verificano le tenute stagne degli involucri delle apparecchiature, dei quadri, delle vie cavi, appurando che non vi siano parti scoperte; per i contatti indiretti, si verifica il corretto funzionamento delle protezioni all'interno dei quadri, ovvero che siano in grado di interrompere la corrente in breve tempo; occorrono 5 giorni complessivamente. L'attività successiva consiste nel verificare il corretto segnalamento di tutti i pericoli: vengono controllate la corretta dislocazione di tutti i segnali antinfortunistici prescritti dalle norme o ritenuti necessari per la sicurezza del personale; inoltre, l'operaio e il progettista verificano che i percorsi dei cavi interrati siano propriamente segnalati, e che tutte le protezioni delle parti sotto tensione siano completate secondo le norme antinfortunistiche; occorrono 2 giorni di lavoro. Una successiva verifica consiste nelle prove d'isolamento: i singoli conduttori dei cavi e dei circuiti di comando devono essere accuratamente isolati, così come le fasi dei quadri di controllo, dei quadri di distribuzione a media e bassa tensione, le apparecchiature in genere; inoltre viene verificato l'isolamento tra le fasi e di ciascuna fase verso terra, dei cavi di potenza e condotti sbarre. La prova viene condotta applicando una tensione di prova fra i conduttori attivi e conduttori

Capitolo 4. Progettazione di dettaglio

di protezione, rilevando la corrente di dispersione che viene a generarsi; occorrono 2 giorni per terminare tali controlli. Infine, vengono eseguite le verifiche funzionali: vengono controllate le apparecchiature, in particolar modo il funzionamento elettromeccanico, l'efficienza e la taratura ai valori corretti delle protezioni, il funzionamento corretto di tutti i sistemi di allarme, le segnalazioni luminose del funzionamento delle apparecchiature, l'operatività dei circuiti di comando, il corretto funzionamento dei sistemi di blocchi, interblocchi e consensi, il funzionamento corretto dei sezionatori di linea con i rispettivi sezionatori e interruttori di terra. Occorre una giornata per concludere le verifiche.

A tale punto le verifiche sui sistemi sono terminate; successivamente l'impresa subappaltatrice di costruzione civile viene richiamata per riempire le trincee dei cavi interrati: utilizzando il materiale precedentemente scavato, effettua il rinterro delle vie cavi, coprendo anche i pozzetti di ispezione delle vie cavi tramite l'apposito coperchio in calcestruzzo, terminando in 10 giorni. Contemporaneamente, i progettisti di Elettra Energia stendono i documenti as built dell'impianto: se nella fase di costruzione si sono dovute effettuare modifiche rispetto a quanto descritto nei documenti tecnici consegnati al cantiere, tali modifiche devono essere riportate sui documenti, poiché quanto costruito deve corrispondere a quanto progettato. Per l'impianto non si prevedono eventi che portino a modifiche d'installazione; tuttavia, il terreno potrebbe risultare diverso da quanto previsto nella relazione geologica, con formazioni rocciose a profondità minore di quanto pensato che comportano un maggiore lavoro di scavo per ottenere il livellamento del terreno desiderato. Altri possibili imprevisti possono essere causati da consegne di componenti errate: il fornitore potrebbe inviare in cantiere componentistica differente rispetto a quanto ordinato, che comporta una variazione nell'installazione e di conseguenza nei disegni tecnici che devono essere aggiornati rispetto a quanto progettato in precedenza. Per stendere la documentazione as built occorrono 5 giorni; successivamente, il project manager elabora e rilascia il piano di ispezione, controllo e collaudo dell'impianto, insieme alle garanzie sul funzionamento, in 5 giorni. In seguito elabora il piano di manutenzione ordinaria e straordinaria relativo all'impianto, in cui vengono descritte le modalità di gestione e controllo dello status di allarmi e la verifica dei dati di produzione effettivi, la manutenzione ordinaria effettuata con cadenza annuale, la manutenzione straordinaria effettuata in caso di anomalie del sistema; il tutto in 5 giorni lavorativi. Nel frattempo, l'impresa edile ha terminato il riempimento delle trincee dei cavi, e procede alla pulizia finale dell'area: il terreno viene spianato nuovamente, vengono liberati i magazzini di cantiere e trasportati alle ditte di noleggio, vengono tolte tutte le misure di sicurezza, vengono rimossi tutti i servizi ausiliari, tutto il materiale sparso per l'area viene raccolto; occorrono 10 giorni lavorativi. La pulizia dell'area è conclusa; l'impianto può essere avviato, sempre che siano terminate le attività di allacciamento alla rete nazionale da parte della azienda distributrice dell'energia elettrica. Avviato l'impianto fotovoltaico, tutte le apparecchiature iniziano a funzionare, e si procede alla verifica delle prestazioni dell'impianto: durante la giornata si verificano le condizioni di lavoro dell'intero sistema, controllando nello specifico che sia verificata la rispondenza tra i segnali di campo e il sistema di supervisione centrale, ovvero che tensione, corrente, temperatura, irraggiamento illustrati dal sistema centrale siano quelli reali rilevati sul campo fotovoltaico. In seguito, vengono verificate le prestazioni dell'impianto: durante tutta la giornata viene monitorata la produzione di energia elettrica che varia a seconda della radiazione solare, controllando che corrisponda a quanto dichiarato dalle simulazioni effettuate in sede di progettazione di base. Il project manager, compiute le verifiche di prestazioni, elabora i documenti di accettazione provvisoria delle prove eseguite, in cui dichiara l'effettiva produzione di energia elettrica giornaliera, e la invia al cliente, il quale le esamina attentamente in 10 giorni, e le approva. Con l'accettazione delle prove eseguite l'impianto viene consegnato al cliente, ovvero la società Elettra Energia non è più responsabile dell'impianto né delle sue prestazioni, ma sono di competenza del committente. In seguito, il committente, divenuto soggetto responsabile dell'impianto, fa pervenire entro 60 giorni dalla data di entrata in esercizio dell'impianto fotovoltaico tutta la documentazione richiesta dalla delibera AEEG 90/07, ovvero:

Capitolo 4. Progettazione di dettaglio

- la richiesta di concessione della tariffa incentivante stampata dal portale del GSE,
- la scheda tecnica finale dell'impianto,
- la dichiarazione sostitutiva dell'atto di notorietà sottoscritta dal soggetto responsabile,
- la documentazione finale di progetto, firmata da un tecnico iscritto all'albo, corredata di 5 fotografie ed elaborati grafici di dettaglio dell'impianto,
- l'elenco dei moduli fotovoltaici e dei convertitori statici,
- il certificato di collaudo contenenti le prove di continuità elettrica e di connessione tra i moduli, di messa a terra, d'isolamento dei circuiti elettrici,
- le verifiche prestazionali dell'impianto,
- la copia del permesso di costruire ottenuto per l'installazione dell'impianto,
- la copia della comunicazione da parte del gestore della rete elettrica locale contenente il codice identificativo del punto di connessione dell'impianto fotovoltaico,
- la copia della comunicazione fatta all'UTF sulle caratteristiche dell'impianto, in quanto la denuncia dell'apertura dell'officina elettrica legata agli impianti di potenza superiore ai 20 kW non viene effettuata nel caso in cui tutta l'energia prodotta viene immessa in rete, secondo la circolare 17/D del 28 maggio 2007 dell'Agenzia delle Dogane;
- la copia del verbale di attivazione del contatore di misura dell'energia prodotta e di connessione alla rete.

Il gestore dei servizi elettrici esamina tutta la documentazione e comunica al soggetto responsabile la tariffa incentivante assegnata all'impianto entro 60 giorni dalla data del ricevimento della richiesta.

L'ultimo compito da assolvere per la società Elettra Energia consiste nell'offrire un corso formativo per i futuri manutentori dell'impianto; il soggetto responsabile si adopera per ricercare il personale adatto, dopo di che stabilisce una data per l'inizio dei corsi. La formazione offerta da una società consociata con l'azienda, offre un mini corso della durata di una settimana, in cui viene esplicito l'impianto fotovoltaico costruito, il suo funzionamento, le mansioni di cui dovranno occuparsi i manutentori. Il corso si divide in lezione teoriche e pratiche, fornendo così le basi per la progettazione e la configurazione dei sistemi di monitoraggio e per l'analisi e l'interpretazione dei dati acquisiti dai sistemi di controllo. Al termine del corso di formazione, il partecipante sarà in possesso di tutte le principali nozioni di base relative al monitoraggio del funzionamento degli impianti fotovoltaici. Sarà in grado di discernere tra i vari sistemi di misura disponibili in funzione delle caratteristiche e delle prestazioni dell'impianto; nonché delle esigenze del cliente produttore di energia elettrica. Sarà informato sulle principali metodiche di progettazione e sulla corretta installazione del sistema di monitoraggio in locale e da remoto dell'impianto al fine di verificare il suo corretto funzionamento nel tempo e controllare adeguatamente i vantaggi economici derivanti dall'installazione.

Il corso è articolato in cinque capitoli: il primo riguarda gli impianti fotovoltaici, in cui vengono forniti gli elementi di base sul layout degli impianti fotovoltaici; un'introduzione alle grandezze elettriche ed ai parametri di riferimento: quali irraggiamento e radiazione solare, tensione, corrente, potenza, energia nei sistemi in corrente continua e in corrente alternata; la definizione delle fonti non programmabili. Il secondo capitolo affronta la tematica riguardante la tipologia dei sistemi di misura, fornendo conoscenze sugli elementi sulle misure, i dati in ingresso off line e real time del generatore; le previsioni statistiche della produzione attesa, l'elaborazione e l'analisi dei risultati ottenuti con successiva comparazione con la produzione effettiva; l'architettura dei sistemi di misura, criteri di scelta dei medesimi in funzione della taglia di potenza dell'impianto e delle esigenze del cliente, valutazione corretta installazione dei sistemi; i riferimenti alla normativa vigente. Il terzo capitolo affronta la tipologia dei sistemi di monitoraggio locale e remoto, descrivendo l'architettura dei sistemi di monitoraggio da locale e da remoto, criteri di scelta dei medesimi ed esecuzione della configurazione; il funzionamento della comunicazione: utilizzo di PC / display, data logger, web server, sistemi di comunicazione satellitare bidirezionale; i riferimenti

Capitolo 4. Progettazione di dettaglio

alla normativa vigente. Il quarto capitolo è di carattere pratico, e riguarda i test dei sistemi: al fine di verificare la corretta acquisizione degli elementi teorici, si provvederà ad eseguire l'installazione ed i successivi test di funzionamento e verifica dei sistemi di misura e monitoraggio installati su di un impianto fotovoltaico funzionante di prova. Infine, il quinto capitolo fornisce gli elementi conoscitivi sulla manutenzione: vengono definiti gli elementi sulla programmazione della manutenzione negli impianti, nonché un'introduzione agli elementi sulla manutenzione predittiva / preventiva basata sul monitoraggio dei segnali.

Implementazione delle curve ad S

1. Progettazione delle attività

La pianificazione del progetto prosegue determinando le curve ad S sia del progetto totale che delle singole macrofasi; tutte le informazioni necessarie vengono ricavate dal diagramma reticolare dell'intero progetto, esplicito in precedenza nei capitoli relativi alla progettazione di base e alla progettazione di dettaglio. Per costruire una curva è necessario riportare tutto il reticolo delle attività, comprensivo dei rispettivi legami di precedenza e successione, in una cartella di lavoro di Excel, suddividendo le attività per fasi, in modo da poter ottenere le singole curve di avanzamento delle macrofasi del progetto. Infatti gli altri software di progettazione non sono in grado di poter sintetizzare il reticolo in una curva ad S, e inoltre non consentono un buon adattamento del modello di progetto creato, poiché fortemente dipendente dalle date delle attività. Il primo passo consiste nel riportare dal progetto elaborato in Microsoft Project tutti i work package, e le attività ivi incluse, sulle righe; per ogni attività, vengono riportati i dati relativi al numero di risorse uomo impiegate, il tipo di documento o attività, la fase di progetto cui appartengono, il numero di ore assegnate all'attività. Per definire l'avanzamento fisico di progetto, occorre che tutte le attività siano valutabili con gli stessi criteri, per cui utilizzo il metodo dell'assegnazione del peso percentuale convenzionale; pertanto, in ogni work package, si calcola la somma delle ore e si assegna a ciascuna attività il peso percentuale all'interno del work package. Calcolo poi la durata dell'attività in giorni: se il rapporto tra le ore assegnate all'attività e il numero di risorse assegnate conteggiato sulle otto ore lavorative è maggiore di zero, il rapporto viene visualizzato nella casella relativa alla durata, altrimenti non viene visualizzato nulla. Questo perché la durata in giorni deve essere un numero intero e sempre maggiore di zero.

| Attività | | | | | ore ad attività | P |
|---|-----------------|----------------|----------------------|----------|-----------------|-----------------------|
| Titolo | durata (giorni) | tipo documento | risorse per attività | Fase | 49624 | p = % attività nel WP |
| WP - studio di fattibilità | | | | | 168 | 100 |
| analisi della richiesta d'offerta | 2 | RECAL | 2 | Ing.Base | 32 | 19,05 |
| accettazione formale della gara | 1 | SEG | 1 | Ing.Base | 8 | 4,76 |
| sopralluogo | 2 | RCAL | 1 | Ing.Base | 16 | 9,52 |
| elaborazione planimetria generale dei sito | 3 | DW | 1 | Ing.Base | 24 | 14,29 |
| verifica geotecnica | 4 | RCAL | 1 | Ing.Base | 32 | 19,05 |
| rilievo ombreggiamenti ed elaborazione diagramma solare | 1 | RCAL | 1 | Ing.Base | 8 | 4,76 |
| analisi irraggiamento del sito | 1 | RCAL | 1 | Ing.Base | 8 | 4,76 |
| elaborazione progetto preliminare | 5 | RTEC | 1 | Ing.Base | 40 | 23,81 |
| verifica agronomica del sito | 1 | RCAL | 1 | Ing.Base | 8 | 1,45 |
| elaborazione relazione agronomica | 2 | RTEC | 1 | Ing.Base | 16 | 2,90 |

Figura 27. Presentazione delle attività nel foglio Excel.

Ottenuta così la durata di ogni attività, devono essere riportati in Excel i legami logici espliciti nel diagramma reticolare; in Microsoft Project l'inizio e fine di ogni attività vengono già presentate in formato data, a partire dalla data iniziale del progetto che viene determinata prima ancora di stendere tutte le attività. Inoltre, le date considerano solo i giorni lavorativi, escludendo i sabati e domeniche sul calendario; quindi, un'attività che dura due giorni e inizia di venerdì viene visualizzata in Project come se durasse quattro giorni, perché termina di lunedì ma comprende il weekend non lavorativo. Riportare le date in Excel non apporta alcuna comodità, poiché comporterebbe un'attenzione maggiore nell'inserire le attività nei soli giorni lavorativi escludendo i weekend; inoltre, non porterebbe a creare un modello funzionale di progetto, in quanto ogni anno variano le date dei giorni lavorativi e festivi, per cui se si utilizzassero le date come riferimenti temporali dei legami logici, il modello sarebbe statico e non riutilizzabile per i progetti simili futuri. I legami logici temporali vengono determinati semplicemente su base progressiva del numero di

Capitolo 5. Implementazione delle curve ad S

giorni lavorativi: la schedulazione avviene seguendo la logica forward, ovvero partendo dal nodo iniziale di progetto cui viene assegnato il valore 0 e procedendo man mano verso il nodo di fine progetto, si calcolano tutte le date al più presto corrispondenti agli eventi di ogni attività. Ponendo il nodo iniziale $EOT_0 = 0$, si determinano i valori per ogni attività di inizio e fine al più presto, secondo le relazioni

$$EST_{ik} = EOT_i + 1$$

$$EFT_{ik} = EST_{ik} + t_{ik} - 1$$

Dove EST_{ik} rappresenta il valore di inizio dell'attività calcolata in base al valore di fine attività del nodo precedente, mentre EFT_{ik} rappresenta il valore di fine dell'attività, calcolata sommando il valore di inizio attività alla durata totale dell'attività diminuita di un'unità.

Le attività non sono tutte in sequenza temporale, ma molte si svolgono in parallelo, per consentire una diminuzione dei tempi totali di progetto; ciò comporta una complessità maggiore, poiché devono essere analizzati tutti i legami logici e temporali tra le attività. Si analizza quindi il diagramma reticolare del progetto: all'interno di uno stesso work package vi è in realtà un piccolo reticolo, con attività sia in serie che in parallelo; per ogni attività del mini reticolo, si visualizzano le informazioni circa le attività precedenti precedentemente implementate in Microsoft Project, e si schedulano le precedenze attraverso formule matematiche. Per le attività in sequenza si ha che l'inizio dell'attività successiva è pari alla fine dell'attività precedente maggiorato di un'unità, poiché inizia un altro giorno di lavoro; per le attività in parallelo che iniziano insieme, il valore iniziale sarà per entrambe pari al valore dell'attività precedente cui fanno riferimento maggiorato di una unità. Allo stesso modo più attività possono convergere a determinare l'inizio di un'attività successiva; avendo durate diverse, occorre attendere che tutte siano terminate affinché la successiva attività possa iniziare. In Excel, tale condizione è esprimibile con la funzione **SE**, che permette di visualizzare un test tramite operatori logici, il valore che deve assumere il test nel caso risulti vero e il valore che deve assumere in caso risulti falso. In particolare, per esprimere l'inizio dell'attività in seguito a due attività in parallelo di durata differente, formulo il test come "se la fine dell'attività i è maggiore della fine dell'attività k, allora l'attività successiva j avrà inizio al valore corrispondente alla fine attività i + 1, altrimenti avrà inizio al valore corrispondente alla fine attività k + 1."

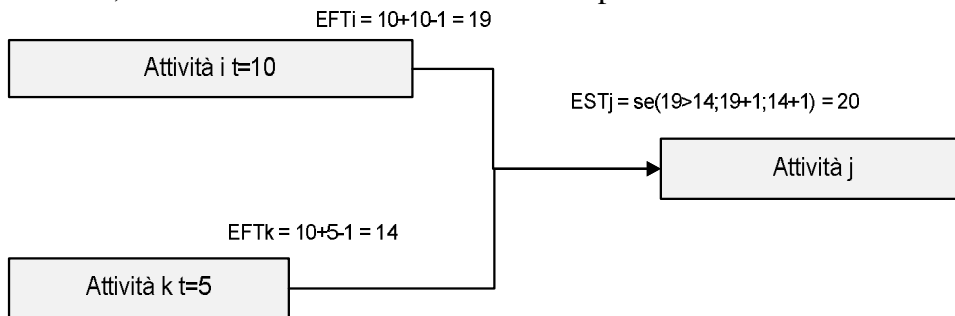


Figura 28. Esempio di legami logico temporali tra più attività

Per spiegare meglio il funzionamento dei legami logici, prendiamo ad esempio il work package "Procedura per iter autorizzativo", largamente descritto nella progettazione di base; l'attività iniziale di richiesta di autorizzazione a costruire può avvenire solo quando le attività in parallelo di elaborazione della relazione agronomica ed elaborazione del progetto preliminare sono state terminate entrambe. Tale condizione viene espressa nel seguente modo: "se la fine dell'attività elaborazione del progetto preliminare è maggiore della fine dell'attività di elaborazione della relazione agronomica, allora l'attività richiesta di autorizzazione a costruire inizierà il giorno successivo al termine dell'elaborazione del progetto preliminare; altrimenti inizierà il giorno successivo al termine dell'elaborazione della relazione agronomica". Poiché l'attività elaborazione del progetto preliminare termina il giorno 14, e l'attività di elaborazione della relazione agronomica termina il giorno 11, la funzione SE effettuerà in confronto tra i due valori; essendo 14 maggiore di 11, l'attività di richiesta di autorizzazione a costruire inizierà il giorno 15. Successivamente avviene

Capitolo 5. Implementazione delle curve ad S

la verifica di impatto ambientale entro 60 giorni dalla richiesta di autorizzazione a costruire; inizierà il giorno 67 e terminerà il giorno 76. In seguito, avviene la richiesta di connessione, della durata di due giorni, per cui terminerà il giorno 78; pervenuta la richiesta, la società di distribuzione dell'energia elettrica ha tempo 60 giorni per analizzare il progetto ed elaborare la soluzione tecnica minima e il preventivo, comunicandolo al soggetto responsabile. La comunicazione del preventivo avviene al giorno 139; il committente ha tempo 45 giorni per accettare il preventivo (giorno 185) pagando il corrispettivo richiesto, considerando anche il tempo necessario per tale operazione bancaria per cifre considerevoli (giorno 196). In parallelo con l'attività di verifica della procedura di valutazione di impatto ambientale vi sono le attività di elaborazione della relazione geologica e della relazione paesaggistica, entrambe della durata di dieci giorni, con inizio al giorno 77 e termine al giorno 86. In seguito avviene l'attività di elaborazione dello studio di impatto ambientale, a distanza di cinque giorni per consentire ai progettisti di raccogliere tutto il materiale, la quale inizia il giorno 92 e termina il giorno 101. Conclusi tutti i documenti, si possono inviare alla commissione esaminatrice per terminare le procedure di valutazione di impatto ambientale: vengono raccolti il punto di connessione, il preventivo di connessione, la ricevuta del pagamento del corrispettivo, la relazione geologica, la relazione paesaggistica, lo studio di impatto ambientale per essere inviati alla commissione. La funzione SE deve quindi confrontare più valori: tramite più annidamenti, vengono confrontate tutte le combinazioni di coppie di valori, di modo che restituiscano il maggior valore di fine attività tra quelle che si svolgono in parallelo, e diano quindi il valore di inizio attività per l'invio dei documenti. Confronta la fine della ricevuta di pagamento preventivo (196) con la fine della relazione geologica (86), dove, se è vero che il primo è maggiore del secondo, restituisce il valore di fine più uno, altrimenti apre un'altra funzione SE dove si confrontano la fine della relazione paesaggistica con la fine della relazione geologica (86 per entrambe); dal confronto di maggioranza restituisce il valore vero maggiorato di uno, altrimenti avviene il confronto tra la fine della relazione geologica con la fine di studio di impatto ambientale (101). Da tutti questi confronti emerge che l'invio dei documenti può avvenire dal giorno 197; in seguito la valutazione della procedura di impatto ambientale dura 10 giorni, e deve essere effettuata entro 90 giorni dalla ricezione della documentazione, per cui tale attività inizierà il giorno 278 e terminerà il giorno 287. Al termine viene emessa l'autorizzazione a costruire, con cui si conclude il work package relativo alla procedura dell'iter autorizzativo.

| Attività | durata (giorni) | tipo documento | risorse per attività | Fase | ore ad attività | P | ATTUAZIONE attività/documento | |
|---|-----------------|----------------|----------------------|------|-----------------|-----------------------|-------------------------------|------|
| | | | | | 49624 | p = % attività nel WP | inizio | fine |
| WP - procedura per iter autorizzativo | | | | | 552 | 100 | | |
| richiesta di autorizzazione a costruire | 2 | SEG | 1 Ing.Base | | 16 | 2,90 | 15 | 16 |
| verifica di procedura di valutazione di impatto ambientale | 10 | ESTER | 1 Ing.Base | | 80 | 14,49 | 67 | 76 |
| scadenza procedura di verifica | 0 | Milestone | 1 Ing.Base | | 0,01 | 0,00 | 76 | 76 |
| richiesta punto di connessione | 2 | SEG | 1 Ing.Base | | 16 | 2,90 | 77 | 78 |
| analisi tecnica, preventivo, tipo di lavori, soluzione tecnica minima | 10 | RCAL | 1 Ing.Base | | 80 | 14,49 | 99 | 108 |
| comunicazione preventivo di connessione e soluzione tecnica minima da adottare | 1 | SEG | 1 Ing.Base | | 8 | 1,45 | 139 | 139 |
| accettazione preventivo del punto di connessione | 1 | SEG | 1 Ing.Base | | 8 | 1,45 | 185 | 185 |
| ricezione bonifico di accettazione punto di connessione | 1 | SEG | 1 Ing.Base | | 8 | 1,45 | 196 | 196 |
| scadenza accettazione del punto di connessione | 0 | Milestone | 0 Ing.Base | | 0,01 | 0,00 | 196 | 196 |
| relazione paesaggistica | 10 | RTEC | 1 Ing.Base | | 80 | 14,49 | 77 | 86 |
| relazione geologica | 10 | RTEC | 1 Ing.Base | | 80 | 14,49 | 77 | 86 |
| studio di impatto ambientale | 10 | RTEC | 1 Ing.Base | | 80 | 14,49 | 92 | 101 |
| invio documentazione relativa al punto di connessione e relazione paesaggistica e geologica | 1 | SEG | 1 Ing.Base | | 8 | 1,45 | 197 | 197 |
| valutazione della procedura di valutazione di impatto ambientale | 10 | ESTER | 1 Ing.Base | | 80 | 14,49 | 278 | 287 |
| scadenza procedura di valutazione di impatto ambientale | 0 | | 0 Ing.Base | | 0,01 | 0,00 | 287 | 287 |
| ricezione autorizzazione a costruire | 1 | SEG | 1 Ing.Base | | 8 | 1,45 | 288 | 288 |

Figura 29. Esempio delle attività con i campi di inizio e fine logici.

2. Attività del progetto definitivo

In seguito al rilascio del permesso a costruire, può iniziare la progettazione di base; dopo una breve ricerca di mercato per definire le caratteristiche dei moduli, e la stesura dello schema unifilare di massima, l'ingegneria di base procede per disciplina con i relativi dimensionamenti e richieste di fornitura dei componenti. All'interno dei work package di disciplina vi sono quindi degli elementi ripetitivi legati al ciclo per la richiesta di fornitura dei componenti d'impianto: la specifica tecnica viene elaborata in un giorno, dopo di che viene stesa la richiesta di offerta relativa al componente da inviare ai fornitori; questi ultimi elaborano le offerte in un paio di giorni e le inviano all'azienda entro tre giorni. La ricezione delle offerte e la scelta di quella migliore avviene in realtà lo stesso giorno, anche se sono due attività conseguenti; tuttavia, data la durata esigua delle attività, si impostano come se avvenissero in parallelo a seguito dell'offerta da parte dei fornitori. Infine, dopo la scelta del componente viene steso il relativo data sheet. Tale ciclo si ripete per tutti i componenti, in seguito al loro eventuale dimensionamento; inoltre la progettazione dei sistemi fotovoltaico, elettrico e di monitoraggio procede in parallelo per ridurre in tempi di presentazione dell'offerta finale al committente, insieme al work package relativo alle richieste d'offerta per i lavori di montaggio e costruzione.

La progettazione di base termina quando sono conclusi tutti i cicli di richiesta d'offerta per tutti i componenti: per esprimere tale condizione, si utilizza la funzione **Somma.Più.Se**, presente nella versione di Excel 2007 ma non nelle precedenti, che permette di verificare molti più criteri rispetto alla semplice funzione **se**, la quale consente di verificare sino a sette test concatenati. La funzione **Somma.Più.Se** opera nel seguente modo: somma le celle di un intervallo che soddisfano più criteri, sino a un massimo di 127 criteri. Impostando che l'intervallo di somma sia uguale all'intervallo dei criteri, la funzione somma tutte le celle che corrispondono ai criteri espressi; quindi, definendo l'intervallo di riferimento come la colonna di fine attività che comprende tutte le righe a partire dall'elaborazione della specifica tecnica dei moduli fotovoltaici sino all'elaborazione del data sheet della cabina di supervisione, il criterio secondo cui la funzione opera la somma corrisponde a trovare il massimo valore. In tal modo, la funzione trova in realtà il massimo valore nell'intervallo, senza effettuare somme; infatti sull'intervallo dei valori che vanno da 289, pari alla fine attività "richiesta d'offerta per appalto civile", a 316, pari alla fine attività "elaborazione data sheet quadri di consegna energia", la funzione trova il massimo valore, pari a 316. Il risultato della funzione così descritta dà il termine dell'attività di progettazione per discipline; tuttavia, non essendoci milestones relativi a tale scadenza, il termine della progettazione viene incluso nell'attività successiva elaborazione dello schema unifilare definitivo, che inizia al valore dato dalla funzione somma più se maggiorato di uno. Le attività proseguono poi come descritto nel diagramma reticolare, sino alla progettazione di dettaglio, che pone il problema delle emissioni multiple di uno stesso documento.

3. Attività del progetto esecutivo

Nell'ingegneria di dettaglio i documenti subiscono più emissioni distanziate nel tempo; il modello Excel deve quindi essere opportunamente modificato per ottenere una pianificazione il più possibile aderente alla realtà. Inserisco quindi tre colonne tra il peso percentuale delle attività e l'attuazione dell'attività, che simboleggiano la percentuale di avanzamento per i documenti dell'ingegneria di dettaglio. In precedenza era stata esplicitata la modalità con cui i documenti vengono emessi, che brevemente qui riprendo:

- l'emissione zero, o *emissione per commenti* è funzionale alle verifiche di progetto da parte del committente, che può porvi modifiche di qualsivoglia genere, e corrisponde al 50% dell'avanzamento del documento, a cui vengono assegnate il 50% delle ore del documento;
- l'emissione uno, o *emissione per approvazione cliente*, consiste nella revisione del documento apportando le modifiche richieste, in modo che il cliente possa dare la sua approvazione finale, lasciando così avanzare il documento sino all'80% poiché vengono assegnate il 30% del totale monte ore.

Capitolo 5. Implementazione delle curve ad S

- L'emissione due, o *emissione per costruzione*, in cui il documento non viene più modificato dal committente e può quindi giungere al suo completamento, ovvero avanzare sino al 100% con l'assegnazione delle restanti ore del documento pari al 20% del totale monte ore.

I milestones dei documenti di ingegneria di dettaglio, corrispondenti alle revisioni, sono quindi pari al 50%, 30%, 20%, distanziati tra loro rispettivamente di 5 giorni e di 10 giorni. Tuttavia si pone un problema, poiché l'avanzamento fisico è conteggiato sulla base dei giorni, mentre il raggiungimento dei milestone dei documenti è espresso sulla base delle ore; per uniformare le diverse unità di misura, si considerano i giorni lavorativi composti da otto ore, per cui, per ottenere la durata in giorni di ogni singolo milestone di documento, basterà dividere le ore assegnate al milestone per otto ore lavorative in una giornata, arrotondato all'intero superiore.

Il carico delle ore per singolo documento varia in base al tipo di documento: le specifiche tecniche dell'ingegneria di dettaglio vengono elaborate in 24 ore complessivamente, i data sheet in 16, i disegni tecnici relativi ai layout in 40, i disegni tecnici relativi ai particolari di montaggio in 16. Per una miglior automatizzazione del foglio di lavoro, suddivido i documenti in base alla tipologia cui appartengono: le specifiche tecniche sono identificate dal nome ST, i data sheet dal nome DS, i disegni tecnici dal nome DW, i particolari di montaggio o schemi costruttivi dal nome DWm. Inoltre, considero che i particolari di montaggio non subiscono l'emissione per approvazione cliente, ma solo l'emissione per commenti e l'emissione per costruzione, distanziate da 10 giorni. Poiché le specifiche tecniche e i data sheet sono nello stesso work package di ingegneria per la fornitura per ogni componente considerato, in quanto prosecuzione naturale del ciclo di fornitura precedentemente volto alla richiesta di offerta economica e ora volto all'acquisto, creo una funzione in grado di trasformare in giorni le ore assegnate ai milestones di documento basata sulla distinzione tra ST e DS. Infatti la funzione si apre con $SE(cella="ST";...)$ ovvero valuta se la cella relativa al tipo di documento è uguale a una specifica tecnica; se il test è vero, apre un'altra funzione se in cui valuta se il prodotto tra le ore assegnate all'intero documento e la percentuale del primo milestone (50%) rapportato alle otto ore lavorative sia minore o uguale all'unità; in caso affermativo, il valore che dà è pari a 1, che significa che l'avanzamento relativo al primo milestone del documento è pari a un giorno. In caso negativo, un'altra funzione se valuta che lo stesso prodotto rapportato alle otto ore lavorative sia minore o uguale a 2; se è vero, il test dà in valore 2, quindi l'avanzamento fisico del primo milestone è pari a due giorni; se è falso, un'altra funzione se verifica che lo stesso test sia maggiore di 2, assegnando in caso di verifica positiva, il valore del prodotto rapportato alle otto ore come avanzamento fisico dell'attività. A questo punto sono state verificate le condizioni per l'avanzamento di una specifica tecnica; vengono chiuse tutte le funzioni se ad eccezione della prima, poiché ora iniziano le valutazioni relative agli altri documenti. Si apre quindi un'altra funzione se del tipo $SE(cella="DS";...)$ ovvero valuta se la cella relativa al tipo di documento è uguale a un data sheet; se il test è vero, allora si aprono le funzioni se concatenate come prima, con gli stessi test di valutazione e gli stessi valori in caso affermativo o negativo. Si chiude quindi la funzione se iniziale, restituendo nella cella il valore in giorni di avanzamento relativo al primo milestone. Allo stesso modo la funzione precedente viene ripetuta per il secondo e il terzo milestones, nelle rispettive celle: i test rimangono gli stessi, e pure i valori che la funzione deve restituire; cambia solamente la cella relativa alla percentuale di avanzamento del milestone, poiché il primo considerava il 50% delle ore totali, il secondo il 30% delle ore totali, il terzo il 20% delle ore totali del documento.

Capitolo 5. Implementazione delle curve ad S

| Attività | | calcolo avanzamenti ing. Dettaglio | | | | | | | | |
|--|--|------------------------------------|----------------|----------------------|----------------|-----------------|-----------------------|-------------------------|-------------------------------------|----------------------------|
| Titolo | | durata (giorni) | tipo documento | risorse per attività | Fase | ore ad attività | P | f ₁ | f ₂ | f ₃ |
| | | | | | | 49640 | p = % attività nel WP | rev. per commenti [50%] | rev. per approvazione cliente [30%] | rev. per costruzione [20%] |
| | | | | | | | 0,5 | 0,3 | 0,2 | |
| WP - ingegneria per la fornitura e costruzione moduli fotovoltaici | | | | | | 64 | 100 | | | |
| elaborazione specifica tecnica per moduli fotovoltaici | | 3 | ST | 1 | Fornitura | 24 | 37,5 | 2 | 1 | 1 |
| richiesta d'acquisto per moduli fotovoltaici | | 1 | RdA | 1 | Fornitura | 8 | 12,5 | | | |
| conferma disponibilità moduli fotovoltaici scelti | | 1 | Acq | 1 | Fornitura | 8 | 12,5 | | | |
| emissione ordine per moduli fotovoltaici | | 1 | Ordine | 1 | Fornitura | 8 | 12,5 | | | |
| elaborazione data sheet moduli fotovoltaici | | 2 | DS | 1 | Ing. Dettaglio | 16 | 25 | 1 | 1 | 1 |

Figura 30. Esempio di scomposizione delle ore del documento secondo le revisioni.

In questo modo è possibile definire l'avanzamento relativo ai documenti dell'ingegneria per la fornitura, ovvero le specifiche tecniche e i data sheet; tuttavia vi sono altri documenti che subiscono diverse emissioni, ovvero i disegni tecnici per la costruzione dell'impianto. Nei work package relativi all'ingegneria per costruzione, creo una funzione che sia in grado di trasformare in giorni le ore assegnate ai milestones di documento basata sulla distinzione tra DW e DWm. La funzione si apre con $SE(\text{cella}="DW");...$ ovvero valuta se la cella relativa al tipo di documento sia uguale al un disegno tecnico non di montaggio; se in test risulta vero, si apre una serie di funzioni se annidate, che valutano se il prodotto delle ore assegnate per la percentuale di avanzamento legata al primo milestone rapportata alle otto ore lavorative sia minore o uguale a 1, per cui assegna 1, altrimenti che sia minore o uguale a 2, per cui assegna 2, altrimenti che sia minore o uguale a 3, per cui assegna 3, altrimenti che sia maggiore di tre, per cui assegna il valore del rapporto. Verificate così tutte le condizioni di avanzamento relative al disegno tecnico, si chiudono le funzioni se annidate ad eccezione della prima, poiché si devono valutare gli avanzamenti dei documenti diversi dai disegni tecnici. Quindi, si apre un'altra funzione $SE(\text{cella}="DWm");...$ ovvero valuta se la cella relativa ai tipo di documento sia uguale a un disegno tecnico di montaggio; in caso affermativo, si apre un'altra funzione se in cui si verifica che il prodotto delle ore assegnate al documento per la percentuale di avanzamento del primo milestone rapportata alle otto ore lavorative sia minore o uguale all'unità. Se ciò si verifica, viene assegnato il valore 1, altrimenti viene aperta un'altra funzione se che verifica lo stesso test se maggiore di 1; in caso affermativo, viene assegnato il valore del rapporto, altrimenti il valore "", per simboleggiare il valore nullo. Si chiudono quindi le funzioni se ad eccezione della prima, che verificava se il documento era un disegno tecnico di montaggio; infatti, se il test fosse negativo, viene inserito il carattere "", per simboleggiare che il documento non è un disegno tecnico semplice né di montaggio, ma un'altra attività necessaria per poter stendere i documenti per la costruzione dell'impianto. Per valutare i giorni di avanzamento relativi al secondo milestone, adopero una funzione simile, che si differenzia dalla precedente in quanto l'emissione per approvazione cliente non esiste per i documenti di montaggio. Di conseguenza, la funzione composta è uguale in tutta la prima parte, dove viene valutato l'avanzamento di un documento di disegno tecnico, mentre nella seconda parte, corrispondente al $SE(\text{cella}="DWm");...$, la funzione dà il carattere di "" sia in caso negativo che in caso positivo del test. Infine, per il terzo milestone, la valutazione dell'avanzamento è molto simile a quella utilizzata per il primo milestone, ad eccezione della seconda parte riguardante i documenti tecnici di montaggio. Infatti, se il documento è un DWm, si apre una funzione se in cui si verifica che la somma del prodotto delle ore totali del documento per la percentuale di avanzamento del secondo milestone e del prodotto delle ore totali per la percentuale di avanzamento del terzo milestone, entrambi rapportati alle otto ore, sia minore o al massimo uguale all'unità. In caso affermativo, viene assegnato il valore 1, altrimenti si valuta che la stessa somma sia maggiore di uno, con un'altra funzione se; in caso affermativo, il valore è pari al valore della somma, altrimenti è pari al valore nullo simboleggiato dal carattere "". In questo modo, i disegni di montaggio sono in realtà divisi da due milestone, entrambi con lo stesso valore di avanzamento.

Capitolo 5. Implementazione delle curve ad S

| Attività | durata (giorni) | tipo documento | risorse per attività | Fase | ore ad attività | calcolo avanzamenti ing. Dettaglio | | | |
|--|-----------------|----------------|----------------------|----------------|-----------------|------------------------------------|-------------------------|-------------------------------------|----------------------------|
| | | | | | | P | f ₁ | f ₂ | f ₃ |
| Titolo | | | | | 49640 | p = % attività nel WP | rev. per commenti [50%] | rev. per approvazione cliente [30%] | rev. per costruzione [20%] |
| | | | | | | 0,5 | 0,3 | 0,2 | |
| WP - ingegneria per la costruzione sistema di monitoraggio | | | | | 528 | 100 | | | |
| posizionamento recinzione perimetrale sul sito di costruzione | 1 | Calcoli | 1 | Ing. Dettaglio | 8 | 1,52 | | | |
| stesura layout impianto con recinzione perimetrale - per commenti | 5 | DW | 1 | Ing. Dettaglio | 40 | 7,58 | 3 | 2 | 1 |
| posizionamento sistema TVCC e antintrusione sul campo fotovoltaico | 3 | Calcoli | 1 | Ing. Dettaglio | 24 | 4,55 | | | |
| stesura layout generale impianto con sistema TVCC e antintrusione | 5 | DW | 1 | Ing. Dettaglio | 40 | 7,58 | 3 | 2 | 1 |
| elaborazione schemi costruttivi elettrici sistema TVCC e antintrusione | 5 | Calcoli | 1 | Ing. Dettaglio | 40 | 7,58 | | | |
| stesura schemi costruttivi elettrici sistema TVCC e antintrusione | 2 | DWm | 1 | Ing. Dettaglio | 16 | 3,03 | 1 | | 1 |
| elaborazione schemi costruttivi elettrici sistema HVAC | 3 | Calcoli | 1 | Ing. Dettaglio | 24 | 4,55 | | | |
| stesura schemi costruttivi elettrici sistema HVAC | 2 | DWm | 1 | Ing. Dettaglio | 16 | 3,03 | 1 | | 1 |
| posizionamento sistema HVAC interno alle cabine elettriche | 2 | Calcoli | 1 | Ing. Dettaglio | 16 | 3,03 | | | |
| stesura layout sistema HVAC interno alle cabine elettriche | 5 | DW | 1 | Ing. Dettaglio | 40 | 7,58 | 3 | 2 | 1 |
| elaborazione schemi costruttivi elettrici stazione meteo e sensori | 3 | Calcoli | 1 | Ing. Dettaglio | 24 | 4,55 | | | |
| stesura schemi costruttivi elettrici stazione meteo e sensori | 2 | DWm | 1 | Ing. Dettaglio | 16 | 3,03 | 1 | | 1 |
| posizionamento stazione meteo e sensori fotovoltaico | 3 | Calcoli | 1 | Ing. Dettaglio | 24 | 4,55 | | | |
| stesura layout generale impianto con stazione meteo e sensori | 5 | DW | 1 | Ing. Dettaglio | 40 | 7,58 | 3 | 2 | 1 |
| elaborazione dettagli di montaggio sistema di supervisione | 5 | Calcoli | 1 | Ing. Dettaglio | 40 | 7,58 | | | |
| stesura dettagli di montaggio sistema di supervisione | 2 | DWm | 1 | Ing. Dettaglio | 16 | 3,03 | 1 | | 1 |
| posizionamento cabina di supervisione | 3 | Calcoli | 1 | Ing. Dettaglio | 24 | 4,55 | | | |
| stesura layout generale impianto con cabina di supervisione | 5 | DW | 1 | Ing. Dettaglio | 40 | 7,58 | 3 | 2 | 1 |
| elaborazione dettagli di montaggio cabina di supervisione | 3 | Calcoli | 1 | Ing. Dettaglio | 24 | 4,55 | | | |
| stesura dettagli di montaggio cabina di supervisione | 2 | DWm | 1 | Ing. Dettaglio | 16 | 3,03 | 1 | | 1 |

Figura 31. Esempio scomposizione dei documenti di montaggio secondo le revisioni contrattuali.

L'unica eccezione come calcolo degli avanzamenti dei documenti di ingegneria di dettaglio riguarda le relazioni di calcolo di rete e di corto circuito; sono documenti complessi, da cui prescinde tutta la progettazione elettrica di dettaglio, quindi devono essere elaborati con la massima attenzione. Durano in tutto otto giorni, e subiscono solamente le emissioni per commenti e per costruzione; poiché dall'emissione per commenti iniziano poi tutti i relativi dimensionamenti specifici dei componenti, a tale milestone vengono assegnate molte più ore rispetto alla percentuale del 50%, ovvero raggruppa sia la percentuale del primo milestone che del secondo. In tal modo, alla revisione zero i documenti sono all'80% del loro avanzamento, mentre alla revisione uno concludono il lavoro. Il calcolo viene effettuato con una funzione se in cui non c'è più la distinzione tra le tipologie di documento, ma solamente il calcolo delle ore relative all'avanzamento in giorni; si ha così che per la prima emissione i documenti impiegano 6 giorni, mentre per la conclusione del documento 2 giorni.

Tramite le funzioni esplicitate in precedenza, è possibile definire l'avanzamento del documento secondo i tre milestones in giorni, e non più in ore. Infatti, i valori dei giorni così ottenuti vengono utilizzati per determinare i valori di inizio e fine attività relativamente alle emissioni dei documenti. Per l'emissione per commenti, l'inizio attività è pari alla fine dell'attività precedente maggiorato di uno, mentre la fine è pari all'inizio emissione per commenti più l'avanzamento in giorni relativo alla revisione per commenti meno uno. L'emissione per approvazione cliente considera l'inizio attività pari alla fine emissione per commenti sommata ai 5 giorni necessari alla revisione del documento da parte del cliente maggiorato di uno, mentre la fine è pari all'inizio emissione per approvazione cliente sommato all'avanzamento della relativa revisione meno uno. Infine, l'emissione per costruzione considera l'inizio pari alla fine emissione per approvazione cliente sommata ai 10 giorni più uno, mentre la fine è pari all'inizio emissione per commenti sommato all'avanzamento della relativa revisione meno uno. In questo modo è possibile determinare i valori di inizio e fine attività molto velocemente, e in maniera automatica, poiché, a parte l'inizio emissione per commenti che deve essere legata al dimensionamento del relativo componente o all'attività precedente come descritto nel reticolo delle attività, tutti i valori delle successive emissioni vengono determinati facilmente.

Capitolo 5. Implementazione delle curve ad S

| Attività | durata (giorni) | tipo documento | risorse per attività | Fase | ore ad attività | P | calcolo avanzamenti ing. Dettaglio | | | | emissione documenti ing. Dettaglio | | | | | | |
|---|-----------------|----------------|----------------------|------|-----------------|-------|------------------------------------|----------------|----------------|----------------|------------------------------------|-------------------------------------|------------------------------------|--------|---------------------------|--------|------|
| | | | | | | | f ₁ | f ₂ | f ₃ | f ₄ | EMISSIONE per commenti | | EMISSIONE per approvazione cliente | | EMISSIONE per costruzione | | |
| | | | | | | | | | | | rev. per commenti [50%] | rev. per approvazione cliente [30%] | rev. per costruzione [20%] | inizio | fine | inizio | fine |
| WP - ingegneria per la fornitura e costruzione rete di terra | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| dimensionamento rete di terra | 3 Calcoli | | 1 Ing. Dettaglio | | 136 | 100 | | | | | | | | | | | |
| stesura layout rete di terra | 1 DW | | 1 Ing. Dettaglio | | 24 | 17,65 | | | | | | | | | | | |
| elaborazione specifica tecnica per cavi rete di terra | 3 ST | | 1 Fornitura | | 8 | 5,88 | | | | | | | | | | | |
| elaborazione specifica tecnica per accessori rete di terra | 3 ST | | 1 Fornitura | | 24 | 17,65 | 2 | 1 | | | | | | | | | |
| richiesta d'acquisto cavi e accessori per rete di terra | 1 RdA | | 1 Fornitura | | 8 | 5,88 | 2 | 1 | | | | | | | | | |
| conferma disponibilità per cavi e accessori di rete di terra | 1 Acq | | 1 Fornitura | | 8 | 5,88 | | | | | | | | | | | |
| emissione ordine per cavi e accessori rete di terra | 1 Ordine | | 1 Fornitura | | 8 | 5,88 | | | | | | | | | | | |
| elaborazione data sheet per cavi rete di terra | 2 DS | | 1 Ing. Dettaglio | | 16 | 11,76 | 1 | 1 | | | | | | | | | |
| elaborazione data sheet per accessori rete di terra | 2 DS | | 1 Ing. Dettaglio | | 16 | 11,76 | 1 | 1 | | | | | | | | | |
| WP - ingegneria per la fornitura e costruzione vie cavi e supporti rete di terra | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| dimensionamento vie cavi e supporti alle vie cavi rete di terra | 3 Calcoli | | 1 Ing. Dettaglio | | 128 | 100 | | | | | | | | | | | |
| elaborazione specifica tecnica per vie cavi (tubi pvc, vie cavi...) rete di terra | 3 ST | | 1 Fornitura | | 24 | 18,75 | 2 | 1 | | | | | | | | | |
| elaborazione specifica tecnica per supporti alle vie cavi rete di terra | 3 ST | | 1 Fornitura | | 24 | 18,75 | 2 | 1 | | | | | | | | | |
| richiesta d'acquisto per vie cavi (tubi pvc, vie cavi...) e supporti alle vie cavi | 1 RdA | | 1 Fornitura | | 8 | 6,25 | | | | | | | | | | | |
| conferma disponibilità vie cavi e supporti alle vie cavi rete di terra | 1 Acq | | 1 Fornitura | | 8 | 6,25 | | | | | | | | | | | |
| emissione ordine per vie cavi e supporti alle vie cavi rete di terra | 1 Ordine | | 1 Fornitura | | 8 | 6,25 | | | | | | | | | | | |
| elaborazione data sheet per vie cavi rete di terra | 2 DS | | 1 Ing. Dettaglio | | 16 | 12,5 | 1 | 1 | | | | | | | | | |
| elaborazione data sheet per supporti alle vie cavi rete di terra | 2 DS | | 1 Ing. Dettaglio | | 16 | 12,5 | 1 | 1 | | | | | | | | | |
| WP - ingegneria per la costruzione - rete di terra | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| stesura particolari rete di terra | 5 Calcoli | | 1 Ing. Dettaglio | | 56 | 100 | | | | | | | | | | | |
| elaborazione particolari rete di terra | 2 DW/m | | 1 Ing. Dettaglio | | 16 | 28,57 | 1 | 1 | | | | | | | | | |

Figura 32. Esempio della formazione del documento di ingegneria di dettaglio nel tempo.

La progettazione di dettaglio termina quando l'ingegneria specifica per tutte le discipline è giunta a conclusione; di conseguenza, si valuta il milestone relativo al completamento per ogni disciplina, tramite la funzione Somma.Più.Se, in cui l'intervallo di somma e l'intervallo dei criteri è lo stesso, così che la funzione non operi nessuna somma, ma visualizzi il valore determinato dal criterio. L'intervallo di riferimento riguarda la colonna relativa alla fine emissione per costruzione dei documenti, poiché sono i valori maggiori rispetto alle altre colonne di fine attività, e quindi di tutto il work package; l'intervallo non si limita all'ingegneria per costruzione, ma comprende anche i work package relativi all'ingegneria per fornitura dei componenti. Questo permette una verifica veloce dei concatenamenti delle attività: essendo il criterio di valutazione della formula la ricerca di massimo valore all'interno dell'intervallo di riferimento così determinato, se desse come risultato la fine per costruzione di una specifica tecnica o di un data sheet, significa che nel reticolo della progettazione per costruzione non sono stati inseriti come attività precedenti, il che comporta un errore, in quanto i layout e i disegni costruttivi prescindono dalle specifiche tecniche e dai data sheet. Di conseguenza, la funzione utilizza il criterio di ricerca del massimo valore all'interno dei documenti emessi per costruzione, ottenendo così il milestone di completamento previsto della progettazione di disciplina. Quindi, per la disciplina meccanica, si ha che l'intervallo va dalla specifica tecnica per i moduli fotovoltaici sino alla stesura dei particolari di montaggio delle strutture di sostegno, valutati sulla colonna della fine emissione per costruzione, dando come risultato della funzione il valore 426, pari alla fine emissione per costruzione della stesura dei particolari di montaggio delle strutture di sostegno. La disciplina elettrica si suddivide in due milestones: il primo avviene al completamento degli studi di rete, ovvero al termine della progettazione dei componenti, dei cavi, e della rete di terra che procedono in parallelo, quindi al giorno 500, pari all'emissione per costruzione del layout delle cabine elettriche; il secondo avviene dopo la elaborazione delle tabelle e diagrammi di coordinamento delle protezioni, e termina il giorno 520. La disciplina di automazione e strumentazione termina la progettazione del sistema di monitoraggio il giorno 512, pari alla emissione per costruzione del layout del sistema HVAC all'interno delle cabine elettriche. La progettazione di dettaglio termina quindi quando sono concluse tutte le ingegnerie; attraverso una funzione se si comparano i giorni di completamento, determinando il maggiore, e quindi l'effettiva conclusione dell'ingegneria di dettaglio prima della costruzione, pari al giorno 520.

4. Progetto: stesura curva ad S

In base al reticolo delle attività, sono stati determinati tutti i giorni di inizio e fine attività, tramite apposite formule; inoltre per la progettazione di dettaglio è stato necessario definire le modalità di avanzamento dei documenti, e di conseguenza i relativi giorni. Il reticolo dell'intero progetto è stato riportato fedelmente in Excel, compresi tutti i legami logici e temporali tra le attività, andando a determinare la fine del progetto, che avviene al giorno 656. A questo punto è possibile calcolare il peso percentuale di ogni attività sull'intero progetto; in un'altra pagina della stessa cartella di lavoro vengono copiate tutte le attività, gli avanzamenti e il reticolo con tutte le precedenze logiche tra le attività, in modo da avere le informazioni fondamentali per costruire la curva ad S, ovvero i valori di inizio e fine attività, inizio e fine emissione, le ore per documento/attività. Tuttavia, essendo i documenti di ingegneria di dettaglio suddivisi in tre milestone, il peso totale del documento deve a sua volta essere diviso in tre pesi differenti. Questo perché i pesi verranno poi aggiornati in momenti diversi, in base al giorno di fine attività, e quindi, per i documenti di ingegneria, in base al giorno di fine emissione per commenti, per approvazione cliente, per costruzione. I pesi vengono calcolati su tre colonne differenti: la prima tiene conto sia delle attività che dell'emissione per commenti, la seconda tiene conto dell'emissione per approvazione cliente, la terza tiene conto dell'emissione per costruzione. La formula per il calcolo dei pesi verifica che la cella relativa al peso dell'attività nel work package sia diversa da 100, ovvero che non sia la somma dei pesi nel work package; infatti, nel caso lo fosse, il test visualizza la cella vuota, perché non deve essere

Capitolo 5. Implementazione delle curve ad S

conteggiato il peso del work package, ma solo delle attività che ne fanno parte. Quindi, la formula prosegue aprendo un'altra funzione se, in cui valuto che la cella della revisione per commenti relativa all'attività sia vuota; se il test è vero, la funzione restituisce il rapporto tra le ore dell'attività e le ore totali assegnate al progetto, moltiplicato per 100 in modo da ottenere una miglior visualizzazione. Se il test è falso, apre un'altra funzione se in cui valuto se il prodotto tra le ore del documento e la percentuale di avanzamento assegnata alla prima emissione sia positivo; nel qual caso, tale prodotto viene rapportato alle ore totali del progetto e moltiplicato per cento, altrimenti la cella deve rimanere vuota. In questo modo è possibile avere nella prima cella il peso percentuale dell'attività sul totale oppure, se è un documento, il peso percentuale della prima emissione, oppure ancora, se l'attività è il work package intero o una riga vuota, la cella vuota. Il peso di tutte le attività, suddiviso per emissione, viene visualizzato nella cella della colonna; la somma deve dare il totale, ovvero cento.

| Attività | P = peso % dell'attività sul totale | | |
|--|--|---------------------------------|----------------------------------|
| | P1 = peso % dell'attività o doc rev. 0 | P2 = peso % del documento rev.1 | P3 = peso % del document o rev.2 |
| Titolo | 98 | 1 | 1 |
| WP - ingegneria per la fornitura e costruzione protezioni | | | |
| ipotesi di taglia delle protezioni | 0,032128 | | |
| dimensionamento protezioni | 0,160642 | | |
| elaborazione specifica tecnica per protezioni | 0,024096 | 0,014458 | 0,009639 |
| richiesta d'acquisto protezioni | 0,016064 | | |
| conferma disponibilità protezioni | 0,016064 | | |
| emissione ordine per protezioni | 0,016064 | | |
| elaborazione data sheet per protezioni | 0,016064 | 0,009639 | 0,006426 |

Figura 33. Esempio del peso percentuale delle attività di un work package suddiviso nelle revisioni.

Il peso percentuale viene calcolato con il metodo 0-100, ovvero non esistono milestones intermedi, ma tutte le attività raggiungono il loro avanzamento alla fine; detto questo, è necessario trovare una formula capace di visualizzare il peso della singola attività su scala temporale. Una possibile soluzione sarebbe di ricorrere nuovamente alla funzione **Somma.Più.Se**, in modo da poter considerare tutti i pesi, anche quelli per emissioni, integrata da altre funzioni **Se** che stabiliscono i confini entro cui lavora la funzione. Si deve considerare inoltre che le attività vengono attualizzate in base al mese cui appartengono; per questo, la durata complessiva del progetto è stata suddivisa per i venti giorni lavorativi di ogni mese, ricavando così un totale di 33 mesi. Ogni attività, in base al suo valore di fine, apparterrà a un mese solo, che viene definito come i giorni compresi tra il precedente multiplo di 20 e il successivo. Nello specifico, si apre una funzione se in cui il test verifica che la cella di fine attività sia vuota; se il test è vero, significa che l'attività è in realtà un documento di progettazione di dettaglio, suddiviso quindi in tre emissioni distanziate nel tempo. Si apre allora una funzione **Somma.Più.Se**, in cui l'intervallo di somma riguarda i valori relativi ai pesi percentuali dell'attività, quindi le tre celle P1, P2, P3; l'intervallo dei criteri è invece pari alle celle di fine emissione, quindi le tre conseguenti visto che la colonna di inizio emissione è stata tolta in quanto non rilevante. I criteri sono molteplici, poiché considero che le attività, in base al valore di fine, accadano in un mese preciso della durata complessiva del progetto. Quindi, per esempio, il mese uno comprende tutte le attività che si svolgono tra il valore 0 e il valore 20; il mese due tutte le attività che accadono dopo il valore 20 e sino al valore 40; il mese tre considera tutte le attività che si svolgono dopo il valore 40 e sino al valore 60 compreso;... e così via. Tornando alla funzione, tutto ciò viene espresso come criterio nella funzione **Somma.Più.Se**: sull'intervallo delle fine emissioni, il primo criterio valuta se i valori sono maggiori di zero; il secondo criterio, sullo stesso intervallo, valuta se i valori sono minori o al massimo uguali a venti. In questo modo, se l'attività è un documento di ingegneria di dettaglio e se almeno un'emissione accade nel primo mese, la funzione restituisce il peso corrispondente alla emissione nel primo mese. Infine, chiudendo la funzione se iniziale, considero le condizioni per cui la cella di fine attività non sia vuota, e che quindi sia un'attività; si apre un'altra funzione se in cui la cella di fine attività deve

Capitolo 5. Implementazione delle curve ad S

essere positiva; se lo fosse, tramite un'altra funzione se si verifica che sia minore di venti, ne qual caso il peso percentuale viene attualizzato nel primo mese. Tale funzione vale per tutte le attività ovvero le righe del foglio excel; inoltre, per ogni mese varieranno i valori di confronto dei criteri, mentre il resto della funzione composta rimane identica. Viene a crearsi una griglia, composta da tante righe quante sono le attività, e da tante colonne quanti sono i mesi complessivi della durata del progetto. Inoltre nell'intestazione presenta due righe oltre ai mesi: la seconda riassume il valore cumulato dei pesi nel mese, ovvero effettua una sommatoria su tutta la colonna per visualizzare l'avanzamento percentuale del mese; la prima riassume la percentuale di avanzamento cumulato, sommando la percentuale del mese precedente a quella del mese attuale. All'ultimo mese si avrà che l'avanzamento cumulato è pari al 100, lo stesso valore di somma degli avanzamenti nelle singole attività.

| mese1 | mese2 | mese3 | mese4 | mese5 | mese6 | mese7 | mese8 | mese9 | mese10 |
|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|
| | | | | | | | | | |
| 0,42 | 0,42 | 0,42 | 0,61 | 0,93 | 1,25 | 1,27 | 1,27 | 1,27 | 1,32 |
| 0,42 | 0,00 | 0,00 | 0,19 | 0,32 | 0,32 | 0,02 | 0,00 | 0,00 | 0,05 |
| 0,06426 | 0,00000 | 0,00000 | 0,00000 | 0,00000 | 0,00000 | 0,00000 | 0,00000 | 0,00000 | 0,00000 |
| 0,01606 | 0,00000 | 0,00000 | 0,00000 | 0,00000 | 0,00000 | 0,00000 | 0,00000 | 0,00000 | 0,00000 |
| 0,03213 | 0,00000 | 0,00000 | 0,00000 | 0,00000 | 0,00000 | 0,00000 | 0,00000 | 0,00000 | 0,00000 |
| 0,04819 | 0,00000 | 0,00000 | 0,00000 | 0,00000 | 0,00000 | 0,00000 | 0,00000 | 0,00000 | 0,00000 |
| 0,06426 | 0,00000 | 0,00000 | 0,00000 | 0,00000 | 0,00000 | 0,00000 | 0,00000 | 0,00000 | 0,00000 |
| 0,01606 | 0,00000 | 0,00000 | 0,00000 | 0,00000 | 0,00000 | 0,00000 | 0,00000 | 0,00000 | 0,00000 |
| 0,01606 | 0,00000 | 0,00000 | 0,00000 | 0,00000 | 0,00000 | 0,00000 | 0,00000 | 0,00000 | 0,00000 |
| 0,08032 | 0,00000 | 0,00000 | 0,00000 | 0,00000 | 0,00000 | 0,00000 | 0,00000 | 0,00000 | 0,00000 |
| 0,01606 | 0,00000 | 0,00000 | 0,00000 | 0,00000 | 0,00000 | 0,00000 | 0,00000 | 0,00000 | 0,00000 |
| 0,03213 | 0,00000 | 0,00000 | 0,00000 | 0,00000 | 0,00000 | 0,00000 | 0,00000 | 0,00000 | 0,00000 |
| 0,00000 | 0,00000 | 0,00000 | 0,00000 | 0,00000 | 0,00000 | 0,00000 | 0,00000 | 0,00000 | 0,00000 |
| 0,00000 | 0,00000 | 0,00000 | 0,00000 | 0,00000 | 0,00000 | 0,00000 | 0,00000 | 0,00000 | 0,00000 |
| 0,03213 | 0,00000 | 0,00000 | 0,00000 | 0,00000 | 0,00000 | 0,00000 | 0,00000 | 0,00000 | 0,00000 |
| 0,00000 | 0,00000 | 0,00000 | 0,16064 | 0,00000 | 0,00000 | 0,00000 | 0,00000 | 0,00000 | 0,00000 |
| 0,00000 | 0,00000 | 0,00000 | 0,00002 | 0,00000 | 0,00000 | 0,00000 | 0,00000 | 0,00000 | 0,00000 |
| 0,00000 | 0,00000 | 0,00000 | 0,03213 | 0,00000 | 0,00000 | 0,00000 | 0,00000 | 0,00000 | 0,00000 |
| 0,00000 | 0,00000 | 0,00000 | 0,00000 | 0,00000 | 0,16064 | 0,00000 | 0,00000 | 0,00000 | 0,00000 |

Figura 34. Esempio di calcolo dell'avanzamento cumulato di progetto.

Dalla griglia così determinata è possibile creare la curva ad S dell'intero progetto: il grafico che emerge seleziona come dati di origine la riga dei mesi e la riga dell'avanzamento cumulato. Si nota immediatamente come la curva abbia un avanzamento nei primi mesi impercettibile, quasi nullo; questo a causa del work package relativo all'iter autorizzativo, che prende quasi un anno di tempo, ma che apporta un ridottissimo avanzamento per ciascuna attività presente nel pacchetto. Dal mese 15, quindi poco prima della metà, la curva sale, dapprima lentamente, poiché si tratta dello sviluppo dell'ingegneria, e poi sempre più velocemente, poiché negli ultimi mesi si concentra la costruzione dell'impianto, che apporta un moltissime ore sul totale del progetto, e quindi percentuali di avanzamento notevoli.

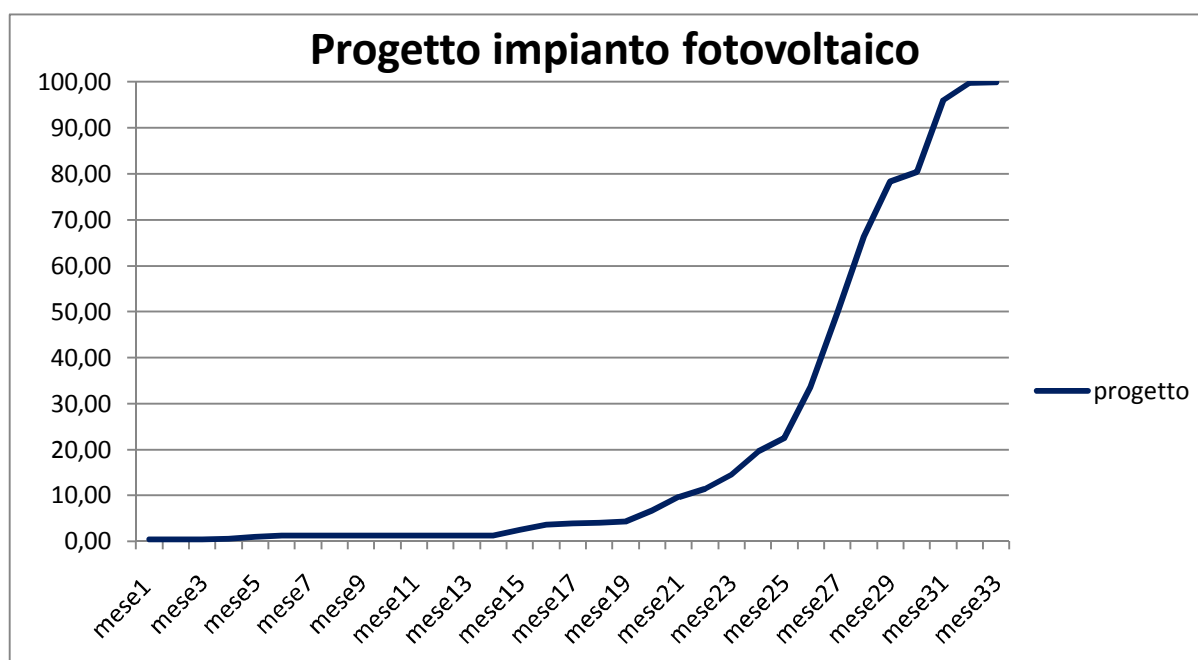


Grafico 3. Grafico dell'avanzamento fisico di progetto.

5. Formazione curve ad S delle macrofasi di progetto

Già dalla curva ad S dell'intero progetto è possibile attuare una prima analisi, come precedentemente descritto; tuttavia, si vuole effettuare un'osservazione più approfondita dell'avanzamento fisico dell'intero progetto, per cui si procede a determinare le curve delle singole macrofasi.

Nel primo foglio di lavoro, denominato WP, tutte le attività erano state descritte in base alle ore assegnate, al numero di risorse assegnate e alla macrofase di cui facevano parte; sarebbe opportuno filtrare le attività in base alla fase di appartenenza, e copiarle in un altro foglio di lavoro. Tuttavia, così facendo, si copiano tutti i legami logici tra le attività, ma si perdono informazioni importanti, come i work package di appartenenza, visto che non è possibile assegnare un WP a una fase in quanto sono composti da attività facenti parte a differenti attività, oltre ai riferimenti nel caso in cui si modifichi qualcosa nel foglio iniziale di lavoro. Di conseguenza, le attività vengono scremate tramite una funzione se che analizza la cella relativa alla fase di appartenenza dell'attività; per esempio, se tale cella è uguale all'ingegneria di base o di dettaglio, nel foglio ingegneria verranno visualizzate tutte le attività con tale nomea, mentre le restanti avranno la cella vuota, quindi non appartengono alla fase di ingegneria, e l'intera riga deve essere eliminata. Oltre alla fase, vengono copiati tutti i campi necessari alla creazione della curva dal primo foglio tramite riferimento, così che ogni variazione apportata nel reticolo delle attività venga automaticamente registrato negli altri fogli di lavoro. I campi oggetto dei riferimenti sono: il nome dell'attività, la durata in giorni, il tipo di documento, la fase, le ore, il peso nel work package, l'inizio e fine dell'attività. In questo modo, si creano tre fogli con la stessa struttura, differenziati in base:

- alla fase di ingegneria, in cui sono contenute tutte le attività di ingegneria di base e di dettaglio, i documenti derivanti dalla fornitura come i data sheet, i documenti per la costruzione, i documenti finali dell'impianto, relativi al commissioning e alla certificazione per ottenere la tariffa incentivante, con tutte le informazioni associate, pesate in termini di ore;
- alla fase di fornitura, in cui sono presenti tutte le attività del ciclo di fornitura, dalle specifiche tecniche necessarie alla richiesta di offerta e di acquisto dei componenti sino alle consegne in cantiere degli stessi, valutate in ore spese per le attività, sia da parte degli impiegati dell'azienda sia da parte dei fornitori dei componenti;

Capitolo 5. Implementazione delle curve ad S

- alla fase di costruzione e collaudo, quindi integrando il commissioning nella costruzione, in quanto di brevissima durata e strettamente dipendente dalle attività di costruzione; anche tali attività vengono valutate sulla base delle ore spese dalle squadre delle imprese subappaltatrici per realizzare le opere, e dalle ore spese dagli operai e progettisti sul campo per verificarne il perfetto funzionamento in sicurezza.

Per i fogli ingegneria e fornitura, le attività vengono suddivise in due principali sezioni: la progettazione di base, con tutte le rispettive attività, e la progettazione di dettaglio, in cui molti documenti subiscono più emissioni. Vi sono quindi delle variazioni rispetto a quanto detto in precedenza, in quanto i documenti subiscono più emissioni distanziate nel tempo; di conseguenza devono essere presenti anche le colonne riguardanti i pesi delle revisioni per commenti, per approvazione cliente e per costruzione. Tuttavia non vi saranno più i giorni relativi all'avanzamento per milestones, ma le ore, poiché nell'elaborazione delle curve sono necessarie le ore assegnate a ciascuna revisione collocata nel tempo, in modo da calcolare esattamente il peso da allocare nel diagramma temporale. Quindi per il foglio di ingegneria, vi sarà una formula utilizzata per le sole attività di progettazione di dettaglio, in cui i documenti con più emissioni vengono riconosciuti, e le ore suddivise per emissione in base ai pesi. Nello specifico, la formula evidenzia la cella riguardante il tipo di documento per ciascuna attività: se sono calcoli o milestones, o disegni preliminari identificati dalla sigla Dw_{in} , nella cella relativa alla prima emissione verrà posto il valore nullo; altrimenti se sono relazioni tecniche, nella stessa cella sarà presente il valore della somma dei pesi delle prime due emissioni per le ore assegnate; infine, per tutti gli altri documenti verrà assegnato il valore del peso della prima emissione (50%) per le ore del documento. Per la seconda emissione, sia i calcoli che i milestones che i disegni preliminari sono sempre nulli, così come le relazioni tecniche e i disegni costruttivi di montaggio identificati dalla sigla DW_m ; per gli altri documenti, disegni planimetrici più che altro, il valore dato dalla funzione è pari al peso della seconda emissione (30%) per le ore assegnate. Nella cella della terza emissione, la funzione colloca sempre il valore nullo per i calcoli, i milestones, i disegni preliminari, mentre per le relazioni tecniche dà il valore del peso della terza emissione (20%) per le ore assegnate; per i disegni di montaggio DW_m assegna il valore della somma dei pesi della seconda e terza emissione moltiplicata per le ore; per tutti gli altri documenti, la funzione dà il valore del peso della terza emissione per le ore. Allo stesso modo per il foglio fornitura, ma con una funzione molto più semplice: la formula identifica i documenti con più emissioni, ma essendo solamente le specifiche tecniche, non occorreranno distinzioni tra diversi documenti; quindi, la funzione Se valuta se la cella del tipo di documento è pari a una specifica tecnica; nel qual caso, assegna il valore del peso dell'emissione moltiplicato per le ore rispettivamente all'interno della cella relativa alla colonna della prima emissione, della seconda emissione, della terza emissione.

| WP - ingegneria di dettaglio elettrica | | | | | | |
|--|-----------------|----------------|----|------|-----|------|
| revisione scelte tecnico impiantistiche disciplina elettrica | Calcoli | Ing. Dettaglio | 16 | 0 | 0 | 0 |
| relazione di calcolo di corto circuito | RTEC | Ing. Dettaglio | 64 | 51,2 | 0 | 12,8 |
| relazione di calcolo di rete | RTEC | Ing. Dettaglio | 64 | 51,2 | 0 | 12,8 |
| ipotesi di taglia delle protezioni | Calcoli | Ing. Dettaglio | 16 | 0 | 0 | 0 |
| dimensionamento protezioni | Calcoli | Ing. Dettaglio | 80 | 0 | 0 | 0 |
| elaborazione data sheet per protezioni | DS | Ing. Dettaglio | 16 | 8 | 4,8 | 3,2 |
| stesura bifilari quadri di campo | DW | Ing. Dettaglio | 24 | 12 | 7,2 | 4,8 |
| stesura particolari di formazione stringhe | DW _m | Ing. Dettaglio | 16 | 8 | 0 | 8 |
| stesura schemi a blocchi dell'inverter | DW | Ing. Dettaglio | 24 | 12 | 7,2 | 4,8 |
| stesura cablaggio stringhe di moduli | DW | Ing. Dettaglio | 24 | 12 | 7,2 | 4,8 |

Figura 35. Definizione ore per emissione dei documenti di ingegneria di dettaglio.

| WP - ingegneria di dettaglio meccanica | | | | | | |
|--|--------|-----------|----|----|-----|-----|
| elaborazione specifica tecnica per moduli fotovoltaici | ST | Fornitura | 24 | 12 | 7,2 | 4,8 |
| richiesta d'acquisto per moduli fotovoltaici | RdA | Fornitura | 8 | 0 | 0 | 0 |
| conferma disponibilità moduli fotovoltaici scelti | Acq | Fornitura | 8 | 0 | 0 | 0 |
| emissione ordine per moduli fotovoltaici | Ordine | Fornitura | 8 | 0 | 0 | 0 |
| elaborazione specifica tecnica per strutture di sostegno | ST | Fornitura | 24 | 12 | 7,2 | 4,8 |
| richiesta d'acquisto per strutture di sostegno | RdA | Fornitura | 8 | 0 | 0 | 0 |
| conferma disponibilità strutture di sostegno scelte | Acq | Fornitura | 8 | 0 | 0 | 0 |
| emissione ordine per strutture di sostegno | Ordine | Fornitura | 8 | 0 | 0 | 0 |

Figura 36. Definizione ore per emissione dei documenti di fornitura per la progettazione di dettaglio.

Infine, nell'intestazione del singolo foglio, alla voce "*ore totali della fase*", viene effettuata la somma delle ore delle attività presenti nel foglio; tale valore servirà da parametro per calcolare i pesi delle attività. Ora, nei rispettivi fogli di lavoro sono presenti tutti i dati necessari a calcolare i pesi di ciascuna attività sul totale delle ore per singola fase; tuttavia mancano i dati per aggiornare nel tempo i pesi. Oltre ai valori di fine e inizio attività, vengono copiate tramite riferimento le sole colonne delle fine emissioni relativi ai documenti di ingegneria di dettaglio e fornitura per l'ingegneria; in questo modo sono presenti tutti i valori relativi al tempo, necessari a creare la curva ad S.

Per calcolare i pesi, si utilizza una funzione simile a quella adoperata per il calcolo dei pesi delle attività nel progetto completo; essendo presente nei fogli ingegneria e fornitura la progettazione di dettaglio che comporta una suddivisione in tre parti del peso totale dell'attività, saranno necessarie tre colonne in cui evidenziare il peso di ciascuna emissione. Per entrambi i fogli, la funzione verifica che la cella relativa alla revisione per commenti sia non nulla; nel qual caso, viene assegnato il valore dato dal rapporto tra il valore della stessa cella in ore, e il totale delle ore della fase, moltiplicato per cento; in caso contrario, se la cella relativa alle ore dell'attività è positiva, la funzione restituisce il rapporto tra le suddette ore e il totale delle ore della fase, altrimenti restituisce il carattere di spazio vuoto, poiché la cella non è un'attività ma uno spazio di separazione. Allo stesso modo per le colonne relative alla seconda e terza emissione: la funzione Se verifica che la cella relativa alla revisione analizzata sia non nulla, per cui restituisce il valore del rapporto tra la cella stessa e il totale delle ore della fase, moltiplicato per cento; altrimenti restituisce il carattere di spazio vuoto.

Ottenuti i pesi, non rimane che aggiornarli nel tempo; la funzione idonea è la stessa utilizzata per il posizionamento nel tempo dei pesi percentuali del progetto completo, ovvero la funzione Somma.Più.Se integrata da opportune funzioni Se che stabiliscono i confini temporali entro cui lavora la funzione. Le attività vengono aggiornate in base al mese cui appartengono, quindi nei 20 giorni lavorativi di ciascun mese; di conseguenza ogni mese è compreso tra due multipli di 20, per un totale di trentatré mesi. La funzione verifica che l'attività sia tale: se la cella di fine attività è vuota, significa che in realtà è un documento di progettazione di dettaglio suddiviso in tre emissioni distanziate nel tempo, per cui la funzione Somma.Più.Se prende come intervallo di somma i pesi percentuali del documento P1, P2, P3, mentre l'intervallo dei criteri prende le fine emissioni dei documenti. I criteri della funzione stabiliscono che l'attività accada entro i confini temporali di ciascun mese, espressi come multipli di venti; in tal modo avviene l'allocazione temporale dei pesi delle attività. Tuttavia la funzione è composta da un'altra parte, in cui si valuta che la cella di fine attività sia positiva, nel qual caso si assegna il peso dell'attività se il valore di fine è compreso entro i limiti temporali di ogni mese. Ripetendo tale funzione composta per tutte le attività, variando solamente i valori di confine dei mesi, si crea una griglia composta da tante righe quante sono le attività e tante colonne quanti sono i mesi della durata del progetto; tale griglia presenta nell'intestazione anche una riga dove presenta la somma dei pesi nel mese singolo, e un'altra che presenta la percentuale di avanzamento cumulato, sommando la percentuale del mese precedente a quello attuale. Si crea quindi un grafico per ogni fase, che prende i dati relativi all'avanzamento cumulato come base di analisi; si notano in tutti e tre i grafici degli andamenti a scalini, tipici della schedulazione del reticolo delle attività.

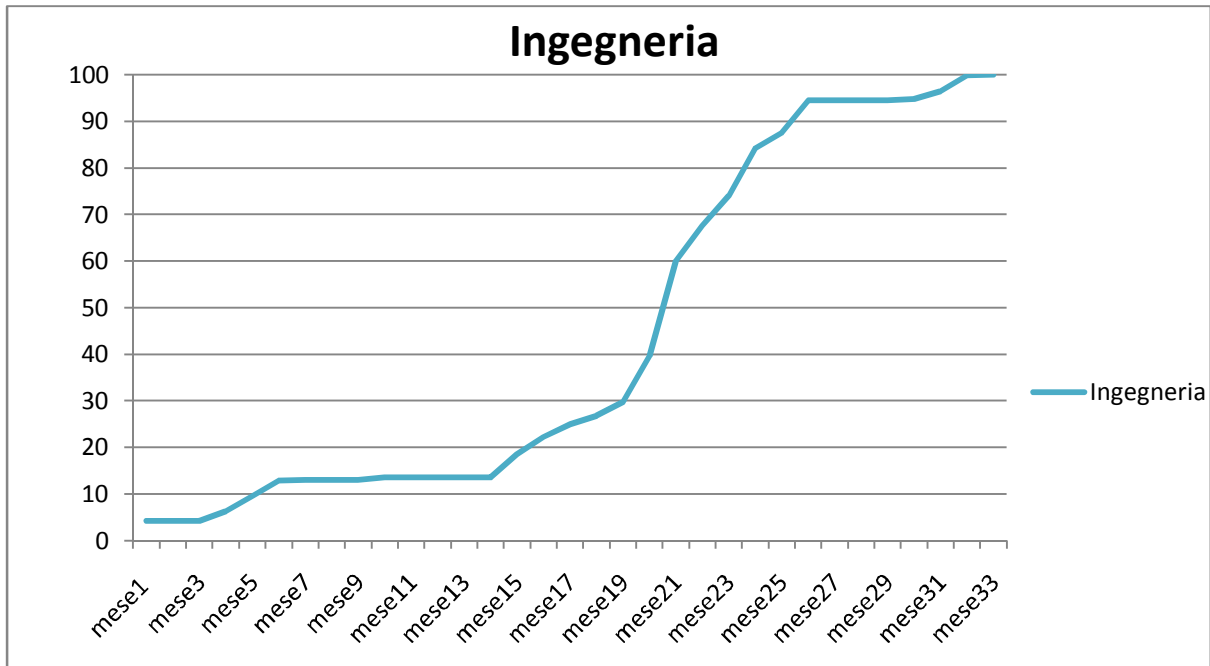


Grafico 4. Grafico dell'avanzamento fisico della fase di ingegneria.

Per la fase di ingegneria, si può notare come l'avanzamento fisico costituisca già da sé una curva ad S, anche se molto allungata; infatti, l'avanzamento nei mesi iniziali è molto lento, poiché il work package dell'iter autorizzativo allunga notevolmente i tempi di progetto senza apportare un monte ore considerevole. Di conseguenza nei primi mesi la curva ha un aspetto quasi piatto; successivamente la curva inizia a salire dal mese 15, poiché inizia la progettazione di base funzionale alla presentazione di un'offerta per la gara d'appalto, che termina nel mese 19. A partire dal mese successivo, la curva subisce un'impennata, poiché è stato accettato il lavoro presentato dall'azienda, e quindi deve proseguire con la progettazione di dettaglio; il brusco salto è dato dal fatto che sono necessarie molte risorse in simultanea per elaborare e stendere tutti i documenti tecnici necessari alla costruzione, quindi si hanno molte ore in poco tempo. La progettazione termina il mese 26, a quasi il 95% del suo avanzamento totale; tuttavia, l'ingegneria non è conclusa, in quanto mancano i disegni as built da stendere dopo la costruzione dell'impianto, nonché i piani di manutenzione e di collaudo da presentare al committente insieme alle certificazioni finali, che si svolgono entro il mese 33.

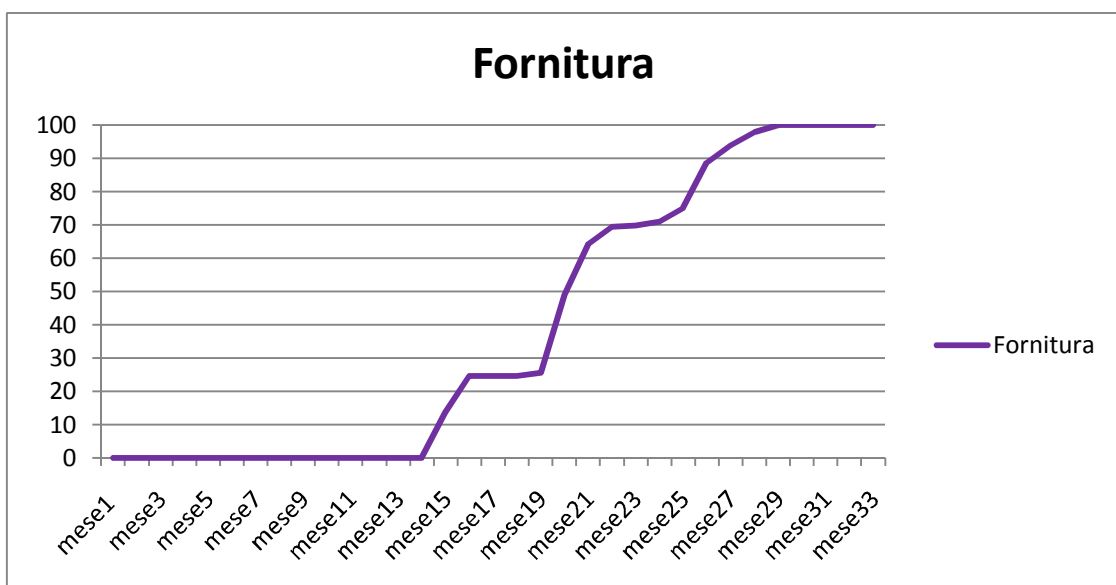


Grafico 5. Grafico dell'avanzamento fisico della fase di fornitura.

Per la fase di fornitura, si nota come l'avanzamento fisico presenti molti scalini; innanzi tutto, la fase non inizia sino al mese 15, poiché l'approvvigionamento non può iniziare sino a quando l'iter autorizzativo non si è concluso, e che sia stata rilasciata l'autorizzazione a costruire l'impianto da parte della provincia e regione. Non avrebbe infatti senso iniziare a contattare i fornitori prima di tale momento fondamentale del progetto, poiché in sede di valutazione del progetto d'impianto che il committente vuole costruire, l'esito potrebbe essere negativo, che può comportare nel caso migliore un ritardo nei tempi di progetto per rifare la procedura di autorizzazione con un nuovo progetto, ma anche il blocco totale di qualsiasi attività sul sito di costruzione perché vincolato da limiti ambientali, quindi la sospensione del progetto nel caso peggiore. Di conseguenza, il ciclo di fornitura che parte con le richieste di offerta non ha inizio fino a quando non sussiste l'autorizzazione da parte degli enti regionali, e dopo che i progettisti abbiano compiuto i primi dimensionamenti di massima al fine di stendere le specifiche tecniche da inviare ai possibili fornitori. L'avanzamento iniziale è molto elevato, dato che coinvolge molte risorse in pochissimo tempo, per cui la curva sale sino al 25% circa, dopo di che si arresta su tale valore per un paio di mesi, in quanto sta avendo luogo la preparazione finale dell'offerta verso il committente e la negoziazione per l'assegnazione dell'appalto. L'avanzamento fisico riprende il mese 19, dopo che la gara è stata assegnata all'azienda e che i progettisti hanno approvato i dimensionamenti specifici dei componenti per consentire all'ufficio acquisti di contattare i fornitori per gli ordini; la curva è ancora più ripida di prima, in quanto le risorse mobilitate sono molte in poco tempo. La fase delle richieste d'acquisto si conclude al mese 22, dove la curva ha raggiunto il 70% del suo avanzamento fisico. Nei due mesi successivi è ferma, dato che la progettazione di dettaglio deve terminare e il cantiere non è ancora aperto per le consegne dei materiali; in seguito all'apertura del cantiere i fornitori possono effettuare le consegne in base alle tempistiche stabilite, permettendo così alla curva di salire nuovamente sino alla conclusione, il mese 29. La curva della fornitura termina prima della conclusione del progetto, proprio perché le consegne, che sono le ultime attività del ciclo di approvvigionamento, devono essere effettuate prima del montaggio del componente, altrimenti non potrebbe verificarsi la costruzione senza il materiale a disposizione.



Grafico 6. Grafico dell'avanzamento fisico della fase di costruzione e collaudo.

La fase di costruzione ha inizio molto spostata in avanti nel tempo, ben oltre la metà della durata del progetto; infatti la prima attività ha luogo nel mese 22, quando il cantiere viene aperto e le imprese

appaltatrici predispongono i servizi ausiliari e tutte le misure di sicurezza. Nel primo tratto la curva ha un tasso di avanzamento crescente, che porta ad avere in tre mesi un avanzamento fisico dei lavori del 10%; dal mese seguente, la curva subisce un forte impulso, che porta a un tratto molto ripido a causa di un tasso di utilizzo di ore molto elevato in pochi mesi. Questo perché in tre mesi l'impianto viene costruito completamente, per cui sono necessarie più squadre di 10 uomini che lavorino contemporaneamente per ridurre i tempi totali di progetto, e senza interferire tra loro nei lavori. Al mese 29 infatti l'impianto è stato montato, e la curva ha raggiunto il 75% dell'avanzamento; successivamente iniziano i collaudi visivi ed elettrici, in contemporanea con i lavori di allacciamento dell'impianto alla rete nazionale, i quali si concludono il mese 31 portando l'avanzamento fisico cumulato a un totale di 95%. Il gradino tra i due mesi è dovuto al fatto che l'attività di allacciamento alla rete nazionale ha una durata di novanta giorni, per cui utilizzando il metodo 0-100, il suo peso viene attualizzato al termine dell'attività stessa; quindi al mese trenta in realtà i lavori si stanno svolgendo, ma non vengono conteggiati poiché non terminano nel mese considerato. Infine, le ultime attività di collaudo vengono terminate nei restanti mesi, concludendo i lavori e portando la curva al suo completamento.

6. Confronto tra le curve di macrofase

Le curve ad S reali delle fasi di progetto vengono anch'esse standardizzate sull'asse del tempo, e raggruppate in un unico grafico per individuare i punti di intersezione tra le macrofasi, ovvero le possibili regolarità che si presentano come legami ricorrenti tra le diverse curve. Si possono notare diversi punti di intersezione tra le curve di ingegneria e fornitura, dovuti al fatto che le due fasi procedono di pari passo nella progettazione di base e di dettaglio, così come il distacco quasi totale della curva relativa alla costruzione e collaudo. La curva dell'ingegneria non parte da zero, poiché sin da subito vi sono attività di progettazione preliminare, che portano nel primo mese ad avere già un discreto avanzamento; cresce poi sino al raggiungimento del work package relativo alla procedura per ottenere le autorizzazioni, dove si blocca per molti mesi prima di procedere con la progettazione di base. Ciò è dovuto all'iter autorizzativo, molto lungo e formato principalmente di attese più che da attività che portino all'avanzare del progetto; sino al 45% della durata complessiva il progetto risulta praticamente fermo. La fase di fornitura ha il suo inizio proprio a seguito dell'ottenimento dell'autorizzazione a costruire, quando l'ingegneria si trova al 14% del suo avanzamento cumulato; cresce molto rapidamente, con un tasso di impiego delle ore molto elevato poiché le richieste d'acquisto ai fornitori per i componenti vengono svolte in contemporanea. Le due curve si incontrano a circa il 24% dell'avanzamento cumulato, corrispondente al 50% circa della durata complessiva del progetto; significa che le due macrofasi hanno terminato insieme o quasi la progettazione di base, fornendo tutti i dati necessari alla stesura dell'offerta per la gara d'appalto. L'ingegneria prosegue nella elaborazione dell'offerta e nella negoziazione, mentre la fornitura ha un blocco, poiché non viene coinvolto nella negoziazione con il committente né l'ufficio acquisti né i fornitori; la curva della fornitura riprende il suo avanzamento al 60% della durata del progetto, passando in un solo mese dal 25% a poco meno del 50% circa dell'avanzamento cumulato, quasi il doppio del valore, dato che, essendo iniziata la progettazione di dettaglio, si svolgono in parallelo sia i dimensionamenti che le richieste di acquisto delle varie discipline. Quindi, assegnato l'appalto all'impresa vincitrice della gara, sia l'ingegneria che la fornitura subiscono un forte impulso all'avanzamento, portando l'ingegneria dal 30% al 40% in un solo mese, dato che la progettazione di dettaglio si svolge in parallelo per le tre discipline, e spingendo la fornitura da un quarto del valore massimo di avanzamento cumulato a un mezzo, proprio perché vi sono nello stesso tempo molte richieste di acquisto.

Si può notare come la curva dell'ingegneria e della fornitura abbiano un andamento molto simile da quando la progettazione di dettaglio ha avuto inizio, anche se la curva della fornitura sopravanza leggermente l'altra poiché ha un tasso di impiego delle risorse maggiore; questo perché sono fortemente correlate, in quanto dai dimensionamenti specifici dei componenti si originano le

specifiche tecniche per stendere le richieste di acquisto, e dalle offerte pervenute da parte dei fornitori si compila l'ordine e si elabora il relativo data sheet, da cui si originano i documenti per la costruzione. Al 70% dell'avanzamento cumulato, cui corrisponde l'avanzamento temporale del 70% circa, si incontrano nuovamente le due curve: per la fornitura la progettazione di dettaglio è terminata, di conseguenza sono chiusi i cicli di acquisto, e quindi rimangono solo le consegne in cantiere dei componenti da parte dei fornitori; mentre l'ingegneria ha terminato tutta la documentazione per la fornitura, e ha iniziato la progettazione per la costruzione, elaborando i documenti di montaggio, che prosegue nel tempo. Contemporaneamente inizia anche la fase di costruzione: dapprima molto lentamente poiché nel mese in esame vi sono poche attività e in serie, portando a un avanzamento dei lavori più lento; poi sempre più ripido, in quanto le attività delle diverse discipline si svolgono in parallelo, portando la curva a concludersi in breve tempo. La fornitura si distacca dall'ingegneria, e attende che sia il momento delle consegne in cantiere per terminare le sue attività. Come da accordi con il fornitore, le consegne vengono effettuate una settimana prima dell'inizio della posa del relativo componente; questo per permettere all'ingegneria di poter stendere tutti i relativi documenti di montaggio del suddetto componente, motivo per cui la consegna viene pianificata secondo le precedenti condizioni. Si crea un loop per tutte le consegne in cantiere, poiché la posa del componente non può avvenire se non sono stati emessi per costruzione i documenti di montaggio, e se il materiale non è presente in cantiere; la consegna avviene in base alla pianificazione delle opere di costruzione, precedendo di cinque giorni la posa pianificata.

Le tre fasi proseguono con andamento apparentemente indipendente; l'ingegneria termina la progettazione di dettaglio all'80% circa dell'avanzamento temporale, cui corrisponde un avanzamento cumulato del 95%, dove tutti i documenti di montaggio giungono alla conclusione, permettendo quindi alla costruzione di procedere nel suo avanzamento. La fornitura volge rapidamente al termine, sino al completamento che viene raggiunto all'88% della complessiva durata del progetto; infatti dopo le ultime consegne, il ciclo di fornitura si esaurisce. L'ingegneria invece avanza molto lentamente nella fase finale, in quanto le ultime attività corrispondono alla stesura dei documenti finali e degli as built dopo le avvenute verifiche di collaudo; per tale motivo, è fortemente correlata al commissioning, motivo per cui il suo avanzamento è praticamente sovrapposto all'avanzamento della costruzione nella fase finale. La costruzione avanza rapidamente in pochi mesi, sino a toccare il picco di 20% di tasso di avanzamento in un solo mese; questo perché le attività di costruzione elettrica sono giunte al termine, mentre l'operazione di allacciamento alla rete elettrica nazionale prosegue nei suoi lavori, terminando proprio al mese suddetto, rilasciando così tutte le ore dell'attività poiché si sta utilizzando il metodo 0-100 per valutare il peso delle singole attività. Al valore di avanzamento cumulato pari al 95%, che corrisponde al termine dei lavori di costruzione, e all'inizio delle verifiche preliminari di collaudo, inizia la fase finale della curva, che volge velocemente al termine, concludendo le operazioni di collaudo e pulizia dell'area e tutti gli ultimi documenti da consegnare al committente dell'impianto.

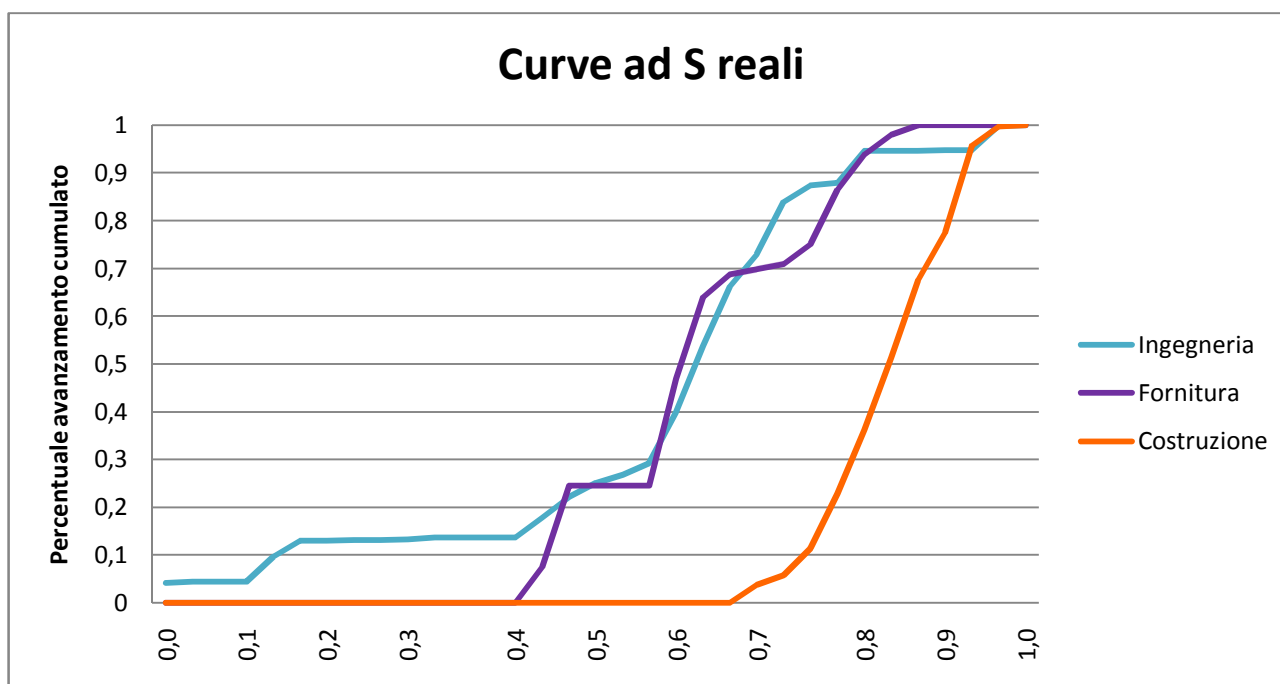


Grafico 7. Grafico di comparazione delle curve di avanzamento reali.

Si possono evidenziare già delle regolarità tipiche dei progetti di costruzione di impianti fotovoltaici a terra di grossa taglia, ma l'avanzamento della curva di costruzione è del tutto ipotizzato, in quanto non vi sono dati di esperienza cui fare riferimento, il che potrebbe portare nella realtà a notevoli scostamenti rispetto a quanto pianificato. Inoltre, le curve così descritte sono tipiche del progetto analizzato, quindi andrebbero a modificarsi per impianti di taglia diversa, e nel caso di modifiche nella procedura di autorizzazione a costruire. Di conseguenza, è necessario trovare altri metodi per ricavare le curve a S desiderate, e analizzare le interrelazioni tra le fasi.

7. Metodologie di modellizzazione

La modellizzazione puntuale del progetto d'impianto fotovoltaico porta quindi ad avere delle curve ad S di macrofase poco lineari, in quanto presentano tutte e tre degli scalini; inoltre, si deve considerare che la curva di costruzione è basata su ipotesi, dato che non vi sono dati di esperienza da cui derivare informazioni rilevanti ai fini di una modellizzazione dettagliata e ragionevole, come accade per le altre fasi. Di conseguenza, è necessario provvedere a stendere un modello matematico in grado di descrivere sufficientemente bene le poche informazioni ricavabili dalla curva ad S della costruzione, e che conservi un andamento sigmoidale; per poter poi confrontare al meglio le curve di fase, è necessario che anche le altre fasi siano descritte nella stessa maniera, in modo da creare un modello matematico che descriva tali tipologie di progetto. Le metodologie di analisi dei dati consentono quindi di ottenere curve di interesse per la gestione dei progetti complessi, e sono molteplici, suddivise in:

- *Tecniche classiche.* Sono curve teoriche, che ripropongono il tipico profilo sigmoidale e hanno trovato impiego in vari campi della scienza nello studio di fenomeni analoghi all'evoluzione dei progetti impiantistici complessi.
- *Tecniche di interpolazione.* Sono curve analitiche, determinate da un'espressione della curva di avanzamento del progetto a partire da alcune indicazioni significative, come i milestones, imponendo il passaggio della funzione da certi punti noti.
- *Tecniche empiriche.* Sono curve determinate dall'esperienza passata, poiché ricavano l'andamento di progetto in base alle informazioni derivanti da attività simili realizzate in passato, e sono descritte principalmente da funzioni polinomiali.

Una funzione matematica $y = F(x)$ deve possedere alcune caratteristiche specifiche, affinché possa descrivere l'avanzamento cumulato progressivo di un progetto; innanzi tutto, rappresenta sull'asse delle ascisse il tempo trascorso come percentuale della durata complessiva del progetto x e sull'asse delle ordinate l'avanzamento cumulato in termini di contenuto di lavoro realizzato rapportato alla quantità totale y . Tale approccio in termini normalizzati è utile in quanto consente sempre di utilizzare un'unica curva, a prescindere dalla specifica applicazione considerata e dalle unità di misura adottate. Si richiede inoltre il passaggio per i punti (0,0) rappresentativo dell'inizio delle attività, e (1,1) rappresentativo del completamento del progetto. Il profilo delle curve ad S è sempre monotone non decrescenti, in quanto eventuali tratti con valori negativi delle derivata prima corrisponderebbero ad irragionevoli situazioni di distruzione del lavoro eseguito in precedenza; di conseguenza anche il tasso di avanzamento risulta sempre positivo, anche se, essendo la derivata prima della funzione y , presenterà un andamento a campana. Inoltre, la funzione deve trovare un chiaro aggancio tra le informazioni a livello aggregato, come i milestones, e i parametri matematici che caratterizzano le curve. Infatti, è necessaria una buona adattabilità e flessibilità da parte delle funzioni analitiche, in modo da rappresentare correttamente quegli eventi che cambiano da progetto a progetto e che fungono da linee guida per un'efficace programmazione. Oltretutto, dalla curva a S è possibile derivare la curva di avanzamento delle risorse, estremamente importante in quanto consente di determinare le risorse necessarie per ciascun periodo della durata del progetto, consentendo così una buona programmazione.

Definiti i requisiti delle curve, è necessario analizzare quale metodologia approssima nel modo migliore le curve ad S delle macrofasi. **Le curve a S classiche** sono funzioni definite analiticamente, e utilizzate in diverse applicazioni economiche e di pianificazione strategica; sono la funzione gamma, l'integrale della curva di Gauss, la curva logistica, la curva di Gompertz, ma ciascuna presenta dei limiti. *La funzione di Gauss* crea sì una curva cumulata di probabilità tramite l'integrale della funzione

$$f(x) = \frac{1}{\sigma\sqrt{2\pi}} * e^{-\frac{(x-\mu)^2}{2\sigma^2}} \quad \text{ovvero} \quad F(x) = \int_{-\infty}^x f(x) * dx$$

e una buona approssimazione della curva a campana del tasso di avanzamento delle risorse, ma presenta un andamento asintotico da zero a uno, quando tali valori sono istanti ben definiti nella curva di progetto; inoltre, la curva è molto rigida, e di scarsa utilità sia in fase di pianificazione che di consuntivazione, in quanto l'integrale non è risolvibile in termini analitici. *La curva logistica* è definita dalla funzione

$$F(x) = \frac{\alpha}{1 + \beta * e^{-\gamma x}}$$

In cui i parametri α , β , e γ vengono stimati appositamente; tuttavia esistono dei limiti in quanto anche tale curva presenta un andamento asintotico dei valori iniziali e finali, cosa che non accade nei progetti reali, e la posizione centrale del flesso conferisce una notevole rigidità alla curva, dato che non sempre la metà dell'avanzamento dei lavori coincide con tale flesso. Infine, presenta notevoli problemi di interpolazione analitica, con conseguente difficile manipolabilità in termini analitici.

Le curve derivanti da modelli di **interpolazione numerica** consentono di trovare un'espressione analitica della funzione $F(x)$ imponendo il passaggio da un insieme di punti fissi, tra cui l'origine, che corrisponde all'inizio dei lavori, e il punto (1,1), che coincide al completamento delle attività. A questi due istanti possono quindi aggiungersi altri specifici dell'applicazione in esame, relativi a milestones contrattuali e obiettivi fissati per guidare la programmazione iniziale. Tra le tecniche di interpolazione numerica vi sono i *polinomi osculatori di Hermite*, che consentono di ottenere curve flessibili in grado di rappresentare efficacemente i molteplici tipi di progetto; garantiscono la convergenza uniforme al tendere all'infinito del numero dei punti impiegati per la costruzione. sono descritti dalla funzione

$$P(x) = P_5x^5 + P_4x^4 + P_3x^3 + P_2x^2 + P_1x$$

Tuttavia, all'aumentare del numero di punti coinvolti nell'interpolazione, cresce il grado del polinomio interpolante, che inizia a compiere attorno alla $F(x)$ un numero sempre crescente di oscillazioni, a scapito dell'approssimazione. Tali oscillazioni sono indesiderate nel tracciare le curve di avanzamento dei progetti complessi, in quanto le funzioni ricercate devono essere necessariamente monotone non decrescenti, non avendo senso la riduzione dei lavori eseguiti. Tale limite viene in parte superato dall'applicazione delle *funzioni spline cubiche*, un altro strumento di interpolazione numerica, che mira ad approssimare una funzione continua mediante funzioni polinomiali a pezzi. Tali funzioni accostano tratti di funzioni razionali intere, ovvero dei polinomi di ordine k definiti in modi diversi nei vari sub intervalli in cui è suddiviso l'intervallo di partenza 0-1, e saldati tra loro nei punti di passaggio da un sub intervallo al successivo.

Infine, vi sono le *tecniche empiriche*, basate su funzioni trascendenti che consentono di tracciare una curva ad S a partire da indicazioni a livello aggregato di carattere operativo relative al progetto da pianificare. In particolare, *l'approssimazione trapezoidale* risulta di estrema utilità pratica nella valutazione temporale del fabbisogno di risorse necessarie per il completamento entro le scadenze temporali di un'attività complessa; rappresenta un compromesso tra l'ottimo teorico e la realtà dei transitori iniziale e finale a basso tasso di avanzamento. Tuttavia non consentono l'utilizzo di indicazioni relative a più milestones intermedi, per cui la scelta della miglior metodologia cade sulle funzioni spline.

Dal punto di vista matematico, l'approssimazione mediante funzioni spline migliora i risultati ottenibili con i polinomi osculatori in termini di oscillazioni attorno alla funzione da interpolare, poiché non è necessario esplicitare le condizioni sulla derivata prima, ovvero sul tasso di avanzamento dei lavori, ma semplicemente si utilizzano le informazioni relative ai milestones in termini di posizione temporale e avanzamenti. Inoltre, al crescere dei punti impiegati per determinare la curva di avanzamento, il grado della spline rimane invariato in ciascun intervallo, e pertanto vi sarà una minor probabilità di oscillazioni. Non viene esclusa la possibilità di un andamento complessivo non monotono, nel caso di incompatibilità tra i punti di suddivisione dell'intervallo di partenza.

8. Teoria delle curve spline cubiche

Le funzioni spline sono le funzioni di maggior successo per l'approssimazione di applicazioni reali e pratiche; i polinomi ordinari sono inadeguati in molte situazioni, come nel caso di funzioni che derivano dal mondo delle relazioni fisiche, le quali presentano spesso una natura discontinua, come un comportamento diverso da una regione a un'altra, senza alcun legame tra i due comportamenti. Sia i polinomi che la maggior parte delle funzioni matematiche hanno la proprietà opposta, dove il comportamento in una regione influenza necessariamente l'andamento di tutta la funzione. Le funzioni spline cubiche non presentano questo tipo di comportamento, e rappresentano efficacemente le relazioni del mondo fisico.

Con l'interpolazione mediante spline cubiche, l'orizzonte di riferimento è suddiviso in sub intervalli per ognuno dei quali si definisce un polinomio di terzo grado; la continuità è imposta sia per la funzione interpolante che per la sua derivata prima nei punti di passaggio da un sub intervallo al successivo. Tali condizioni permettono di definire un numero sufficiente di equazioni per determinare i coefficienti delle varie cubiche, con due gradi di libertà a disposizione da fissare imponendo le condizioni di contorno ai confini dell'intervallo principale. In particolare si consideri l'intervallo di interesse (a,b) suddiviso in N punti $\{x_k, y_k\}$ con k che va da 1 a N , le cui ascisse saranno ordinate in modo crescente, ovvero

$$x_1 < x_2 < \dots < x_N$$

Una spline cubica $S(x)$ è una funzione polinomiale a tratti di terzo ordine, tale da soddisfare le condizioni di continuità della funzione e delle sue derivate prime di ordine $n-1$ negli estremi dei sottodomini; la funzione risulterà quindi di classe $C^{(n-1)[x_1, x_N]}$. Volendo costruire la funzione cubica formata da $N-1$ polinomi cubici $S_k(x)$ dove

$$S_k(x) = s_{k,0} + s_{k,1}(x - x_k) + s_{k,2}(x - x_k)^2 + s_{k,3}(x - x_k)^3$$

Per $x_k < x_{k+1}$ e $k = 1, 2, \dots, N-1$. Allora la $S_k(x)$ avrà la forma

$$S_k(x) = \left. \begin{array}{l} S_1(x) \dots x_1 < x < x_2 \\ S_2(x) \dots x_2 < x < x_3 \\ \vdots \\ S_{N-1}(x) \dots x_{N-1} < x < x_N \end{array} \right\}$$

Si richiede quindi che siano soddisfatte le seguenti condizioni

$$\begin{array}{ll} \text{I } S(x_k) = y_k & k = 1, 2, \dots, N \\ \text{II } S_{k-1}(x_k) = S_k(x_k) & k = 2, 3, \dots, N-1 \\ \text{III } S'_{k-1}(x_k) = S'_k(x_k) & k = 2, 3, \dots, N-1 \\ \text{IV } S''_{k-1}(x_k) = S''_k(x_k) & k = 2, 3, \dots, N-1 \end{array}$$

Si noti che per ogni tratto di cubica descritto dalla funzione precedente $S_k(x)$ ci sono 4 parametri incogniti $s_{k,i}$ ($i = 0, 1, 2, 3$). In totale si avranno quindi $4(N-1)$ parametri incogniti da determinare. Le condizioni (I, II, III, IV) forniscono solo $N + 3(N-2) = 4N-6$ equazioni. Bisogna introdurre quindi due condizioni supplementari, imponendo due condizioni sul valore della derivata prima o della derivata seconda negli estremi x_1 e x_N . Tra le numerose possibilità si considereranno le seguenti due:

$$\begin{array}{ll} \text{V } S'(x_1) = f'(x_1); & S'_{N-1}(x_N) = f'(x_N) \\ \text{VI } S''(x_1) = 0; & S''_{N-1}(x_N) = 0 \end{array}$$

La derivata seconda $S''(x)$ di un polinomio cubico a tratti è una funzione lineare a tratti. Quindi, poiché deve essere imposta la continuità sulla derivata seconda nei nodi (condizione IV), la $S''(x)$ dovrà avere l'espressione seguente:

$$S''_k(x) = \frac{x - x_{k+1}}{x - x_{k+1}} S''_k(x_k) + \frac{x - x_k}{x_{k+1} - x_k} S''(x_{k+1})$$

Integrandola si ottiene, dapprima,

$$S'_k(x_k) = -\frac{1}{2} \frac{(x_{k+1} - x)^2}{x_{k+1} - x} S''_k(x_k) + \frac{1}{2} \frac{(x - x_k)^2}{x_{k+1} - x_k} S''(x_{k+1}) + C_1$$

e integrandola nuovamente si ottiene

$$S_k(x) = \frac{1}{6} \frac{(x_{k+1} - x)^3}{x_{k+1} - x} S''_k(x_k) + \frac{1}{6} \frac{(x - x_k)^3}{x_{k+1} - x_k} S''(x_{k+1}) + C(x - x_k) + D(x_{k+1} - x)$$

dove C e D sono due costanti arbitrarie da determinare utilizzando le condizioni (I; IV). Imponendo ora le condizioni (I), per cui la funzione diviene

$$S_k(x_k) = y_k = \frac{1}{6}(x_{k+1} - x_k)^2 S''(x_k) + D(x_{k+1} - x_k)$$

da cui

$$D = \frac{y_k}{x_{k+1} - x_k} - \frac{1}{6}(x_{k+1} - x_k) S''(x_k)$$

e la condizione IV

$$S_k(x_{k+1}) = y_{k+1} = \frac{1}{6}(x_{k+1} - x_k)^2 S''(x_{k+1}) + C(x_{k+1} - x_k)$$

da cui

$$C = \frac{y_{k+1}}{x_{k+1} - x_k} - \frac{1}{6}(x_{k+1} - x_k) S''(x_{k+1})$$

Quindi si ottiene la funzione $S_k(x)$

$$S_k(x) = \frac{1}{6} \frac{(x_{k+1} - x)^3}{x_{k+1} - x} S''_k(x_k) + \frac{1}{6} \frac{(x - x_k)^3}{x_{k+1} - x_k} S''(x_{k+1}) + \left(\frac{y_{k+1}}{x_{k+1} - x} - \frac{1}{6} (x_{k+1} - x) S''(x_{k+1}) \right) * (x - x_k) + \left(\frac{y_k}{x_{k+1} - x_k} - \frac{1}{6} (x_{k+1} - x_k) S''(x_k) \right) * (x_{k+1} - x)$$

Sostituendo k con k-1, si ottiene la funzione del polinomio nell'intervallo adiacente $[x_{k+1}, x_k]$

$$S_{k-1}(x) = \frac{1}{6} \frac{(x_k - x)^3}{x_k - x_{k-1}} S''_k(x_{k-1}) + \frac{1}{6} \frac{(x - x_{k-1})^3}{x_k - x_{k-1}} S''(x_k) + \left(\frac{y_k}{x_k - x_{k-1}} - \frac{1}{6} (x_k - x_{k-1}) S''(x_k) \right) * (x - x_{k-1}) + \left(\frac{y_{k-1}}{x_k - x_{k-1}} - \frac{1}{6} (x_k - x_{k-1}) S''(x_{k-1}) \right) * (x_k - x)$$

in cui, avendo imposto le condizioni $S_{k-1}(x_{k-1}) = y_{k-1}$ e $S_{k-1}(x_k) = y_k$, risultano verificate anche le condizioni II. Per imporre le condizioni III si calcolano le derivate prime $S'_{k-1}(x)$ e $S'_k(x)$ nell'intervallo $[x_{k-1}, x_k]$, per cui si ottiene

$$S'_{k-1}(x) = -\frac{1}{2} \frac{(x_k - x)^2}{x_k - x_{k-1}} S''_k(x_{k-1}) + \frac{1}{2} \frac{(x - x_{k-1})^2}{x_k - x_{k-1}} S''(x_k) + \left(\frac{y_k}{x_k - x_{k-1}} - \frac{1}{6} (x_k - x_{k-1}) S''(x_k) \right) - \left(\frac{y_{k-1}}{x_k - x_{k-1}} - \frac{1}{6} (x_k - x_{k-1}) S''(x_{k-1}) \right)$$

mentre nell'intervallo $[x_k, x_{k+1}]$ si ottiene

$$S'_k(x) = -\frac{1}{2} \frac{(x_{k+1} - x)^2}{x_{k+1} - x_k} S''_k(x_k) + \frac{1}{2} \frac{(x - x_k)^2}{x_{k+1} - x_k} S''(x_{k+1}) + \left(\frac{y_{k+1}}{x_{k+1} - x_k} - \frac{1}{6} (x_{k+1} - x_k) S''(x_{k+1}) \right) - \left(\frac{y_k}{x_{k+1} - x_k} - \frac{1}{6} (x_{k+1} - x_k) S''(x_k) \right)$$

Uguagliando le due derivate prime, si ottiene la seguente equazione

$$(x - x_{k-1}) * S''(x_{k-1}) + 2 * (x_k - x_{k-1} + x_{k+1} - x_k) * S''(x_k) + (x_{k+1} - x_k) * S''(x_{k+1}) = 6 * \left(\frac{y_{k+1} - y_k}{x_{k+1} - x_k} - \frac{y_k - y_{k-1}}{x_k - x_{k-1}} \right)$$

Overo un set di N-2 equazioni nelle N incognite. Le due equazioni mancanti si ricavano dalle condizioni V e VI. La condizione V viene soddisfatta ponendo $k = 1$ nell'equazione $S'_k(x)$ per l'intervallo $[x_k, x_{k+1}]$, ovvero

$$S'_1(x_1) = -\frac{1}{2} (x_2 - x_1) * S''_1(x_1) + \frac{y_2 - y_1}{x_2 - x_1} - \frac{1}{6} (x_2 - x_1) (S''(x_2) - S''(x_1))$$

quindi

$$\frac{1}{3} (x_2 - x_1) * S''_1(x_1) + \frac{1}{6} (x_2 - x_1) * S''(x_2) = \frac{y_2 - y_1}{x_2 - x_1} - S'_1(x_1)$$

Analogamente, per verificare la condizione VI si pone $k = N$ nell'equazione $S'_k(x)$ per l'intervallo $[x_{k-1}, x_k]$, ovvero

$$S'_{N-1}(x_N) = \frac{1}{2} (x_N - x_{N-1}) * S''(x_{N-1}) + \frac{y_N - y_{N-1}}{x_N - x_{N-1}} - \frac{1}{6} (x_N - x_{N-1}) (S''(x_N) - S''(x_{N-1}))$$

quindi

$$\frac{1}{3} (x_N - x_{N-1}) * S''(x_N) + \frac{1}{6} (x_N - x_{N-1}) * S''(x_{N-1}) = \frac{y_N - y_{N-1}}{x_N - x_{N-1}} - S'_{N-1}(x_N)$$

9. Implementazione delle curve spline cubiche

A livello pratico, si definisce l'espressione della polinomiale come

$$S(x) = Ay_k + By_{k+1} + Cy''_k + Dy''_{k+1}$$

dove y''_k e y''_{k+1} sono le derivate seconde supposte dapprima note, e

$$A = \frac{x_{k+1} - x}{x_{k+1} - x_k}$$

$$B = 1 - A = \frac{x - x_k}{x_{k+1} - x_k}$$

$$C = \frac{1}{6}(A^3 - A) * (x_{k+1} - x_k)^2$$

$$D = \frac{1}{6}(B^3 - B) * (x_{k+1} - x_k)^2$$

i coefficienti della funzione polinomiale. Si verifica che y'' è in effetti la derivata seconda della polinomiale interpolante; derivando l'espressione della polinomiale rispetto a x servendosi delle definizioni dei coefficienti A, B, C, D per calcolare le rispettive derivate secondo la x , si ottiene la derivata prima:

$$\frac{dS}{dx} = \frac{y_{k+1} - y_k}{x_{k+1} - x_k} - \frac{3A^2 - 1}{6}(x_{k+1} - x_k) * y''_k + \frac{3B^2 - 1}{6}(x_{k+1} - x_k) y''_{k+1}$$

Quindi come derivata seconda

$$\frac{d^2S}{dx^2} = Ay''_k + By''_{k+1}$$

Essendo $A = 1$ in x_k , e $A = 0$ in x_{k+1} , mentre per B è l'opposto, la derivata seconda mostra che la y'' sarà pari a quella tabulata, e che sarà continua nel passaggio tra due sub intervalli $[x_k, x_{k+1}]$ e $[x_{k-1}, x_k]$. Tuttavia, le y'' sono date per note, ma non lo sono; si ricavano imponendo la continuità della derivata prima precedentemente calcolata nei punti di passaggio tra un sub intervallo e il successivo, ovvero valutando l'espressione della derivata prima per $x = x_k$ nel sub intervallo $[x_{k-1}, x_k]$, e per $x = x_k$ nel sub intervallo $[x_k, x_{k+1}]$. Uguagliando tali espressioni, si ottiene un'espressione molto simile a quella di uguaglianza ottenuta dopo la verifica delle condizioni I, II, III, IV descritte nella teoria, ovvero

$$\frac{x_k - x_{k-1}}{6} y''_{k-1} + \frac{x_{k+1} - x_{k-1}}{3} y''_k + \frac{x_{k+1} - x_k}{6} y''_{k+1} = \frac{y_{k+1} - y_k}{x_{k+1} - x_k} - \frac{y_k - y_{k-1}}{x_k - x_{k-1}}$$

che rappresentano in realtà un insieme di $N-2$ equazioni lineari nelle N incognite y''_k , con $k = 1, \dots, N$. Tuttavia, occorre specificare altre due condizioni, prese ai confini dell'intervallo principale per i punti iniziale e finale, imponendo che le derivate prime assumano i valori nulli e ricavando così le due equazioni mancanti; ponendo $x = x_{fin}$ nel sub intervallo $[x_{N-1}, x_{fin}]$, e per $x = x_{in}$ nel sub intervallo $[x_{in}, x_1]$, si ricavano le espressioni di continuità molto simili a quelle ottenute verificando le condizioni V e VI descritte nella teoria, ovvero

$$\frac{1}{3}(x_1 - x_{in}) * y''_{in} + \frac{1}{6}(x_1 - x_{in}) * y''_1 = \frac{y_1 - y_{in}}{x_1 - x_{in}}$$

$$\frac{1}{3}(x_{fin} - x_{N-1}) * y''_{fin} + \frac{1}{6}(x_{fin} - x_{N-1}) * y''_{N-1} = \frac{y_{fin} - y_{N-1}}{x_{fin} - x_{N-1}}$$

Ottenute tutte le equazioni necessarie, è possibile risolvere il sistema creato, e determinare il valore delle derivate seconde y'' ; tali soluzioni, sostituite nell'espressione della polinomiale insieme ai valori delle y e dei coefficienti permettono di ricavare l'espressione della cubica cercata in ciascun sub intervallo.

Capitolo 5. Implementazione delle curve ad S

Definite le espressioni necessarie per l'ottenimento delle curve spline, si implementano nel foglio elettronico Excel. Innanzi tutto, si standardizza anche l'asse del tempo, per ottenere le coordinate temporali dei punti scelti in modo da poter essere riportati sul diagramma; quindi il valore di ciascun mese viene suddiviso per la totalità dei mesi, e moltiplicato per cento, in modo da ottenere al trentatreesimo mese il valore 100, che indica il termine del progetto. L'avanzamento cumulato è già presente in termini percentuali, per cui non necessita di trasformazioni di alcun genere. Sia l'asse delle ascisse che l'asse delle ordinate sono quindi standardizzati; ora è necessario definire per ogni macrofase il numero di milestones e le coordinate degli stessi. Poiché nel riportare le attività suddivise per fase di appartenenza vengono riportati anche i milestones, si tratta di scegliere se utilizzarli tutti oppure i più significativi, in quanto deve essere verificata la compatibilità tra le posizioni relative dei punti stessi, di modo da assicurare l'andamento complessivo della curva come una sigmoideale. Per esempio, nella fase di costruzione vi sono 6 milestones, che simboleggiano il completamento delle opere di costruzione per disciplina, nonché il completamento delle verifiche di collaudo, della fase di costruzione e della consegna dell'impianto; tuttavia, non sono tutti utilizzabili, in quanto molto vicini temporalmente, e ciò porterebbe a delle oscillazioni della curva con andamento anche decrescente, situazione che non rispecchia la realtà dato che il lavoro eseguito non può essere distrutto. Nella fase di ingegneria i milestones sono addirittura 9, mentre la fase di fornitura ne presenta un solo; vista la mancanza di punti di interesse reali, per tale fase è necessario definirne altri fittizi, in grado di descrivere la curva della macro fase fornitura. Per poter implementare un curva spline sono necessari un milestone intermedio e i punti iniziali e finali; per ogni milestone aggiuntivo, cresce il numero di equazioni di sistema e la complessità nel trovare la soluzione, nonché il modello tende a una maggior staticità. Per visualizzare al meglio dove si trovano i milestones sia nell'avanzamento cumulato che sull'asse temporale, ho assegnato all'attività un valore fittizio di 0,01 ore, di modo che venga conteggiato il suo peso percentuale nella stesura della griglia delle macrofasi; individuati i milestones, ho definito le coordinate temporali e di avanzamento di ciascun punto di interesse.

| Attività | durata | tipo documento | | | | | | | | |
|---|--------|----------------|--------------|--------|--------|--------|----------|----------|----------|----------|
| | | | mese10 | mese11 | mese12 | mese13 | mese14 | mese15 | mese16 | |
| Progettazione di base | | | av. Cumulato | 13,531 | 13,531 | 13,531 | 13,53146 | 13,53146 | 18,48205 | 22,27734 |
| | | | av. Cum. Ore | 656,02 | 656,02 | 656,02 | 656,02 | 656,02 | 896,03 | 1080,03 |
| | | | av. Periodo | 0,4952 | 0 | 0 | 0 | 0 | 4,950589 | 3,795293 |
| WP - studio di fattibilità | | | | | | | | | | |
| analisi della richiesta d'offerta | 2 | RECAL | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| accettazione formale della gara | 1 | SEG | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| sopralluogo | 2 | RCAL | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| elaborazione planimetria generale del sito | 3 | DW | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| verifica geotecnica | 4 | RCAL | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| rilievo ombreggiamenti ed elaborazione diagramma solare | 1 | RCAL | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| analisi irraggiamento del sito | 1 | RCAL | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| elaborazione progetto preliminare | 5 | RTEC | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| verifica agronomica del sito | 1 | RCAL | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| elaborazione relazione agronomica | 2 | RTEC | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| WP - procedura per iter autorizzativo | | | | | | | | | | |
| richiesta di autorizzazione a costruire | 2 | SEG | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| verifica di procedura di valutazione di impatto ambientale | 10 | ESTER | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| scadenza procedura di verifica | 0 | Milestone | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| richiesta punto di connessione | 2 | SEG | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| analisi tecnica, preventivo, tipo di lavori, soluzione tecnica minima | 10 | RCAL | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| comunicazione preventivo di connessione e soluzione tecnica minima | 1 | SEG | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| accettazione preventivo del punto di connessione | 1 | SEG | 0 | 0,165 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| ricezione bonifico di accettazione punto di connessione | 1 | SEG | 0 | 0,165 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| scadenza accettazione del punto di connessione | 0 | Milestone | 0 | 0,0002 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| relazione paesaggistica | 10 | RTEC | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| relazione geologica | 10 | RTEC | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| studio di impatto ambientale | 10 | RTEC | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| invio documentazione relativa al punto di connessione e relazione p | 1 | SEG | 0 | 0,165 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| valutazione della procedura di valutazione di impatto ambientale | 10 | ESTER | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1,650128 | 0 |
| scadenza procedura di valutazione di impatto ambientale | 0 | Milestone | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0,000206 | 0 |
| ricezione autorizzazione a costruire | 1 | SEG | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0,165013 | 0 |

Figura 37. Milestones fase ingegneria nella griglia dei pesi a livello temporale.

Per esempio i milestones intermedi della fase di ingegneria a livello reale sono i seguenti:

| Milestones | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 |
|------------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| xi | 0,12 | 0,30 | 0,45 | 0,52 | 0,55 | 0,58 | 0,67 | 0,79 | 0,82 |
| yi | 0,06 | 0,14 | 0,18 | 0,25 | 0,27 | 0,30 | 0,68 | 0,95 | 0,95 |

Tabella 17. milestones reali fase ingegneria.

Si nota chiaramente come alcuni sono molti vicini tra loro sia a livello di avanzamento fisico (y) che a livello di avanzamento temporale (x), per cui si selezionano un certo numero di milestones per implementare il sistema di equazioni; si scelgono quattro punti significativi, e si implementano le espressioni del sistema. Vi sarà quindi l'espressione che esprime la continuità nel punto iniziale, definita precedentemente tra il punto iniziale di coordinate (0; 0) e il primo milestone, ad esempio (0,3; 0,14); l'equazione che esprime la continuità nel punto finale, definita precedentemente tra l'ultimo milestone intermedio (0,82; 0,95) e il punto finale di coordinate (1; 1); il set di quattro equazioni che esprimono la continuità tra i diversi tratti della curva.

$$\left\{ \begin{array}{l} \frac{x_1 - x_{in}}{6} y''_{in} + \frac{x_2 - x_{in}}{3} y''_1 + \frac{x_2 - x_1}{6} y''_2 = \frac{y_2 - y_1}{x_2 - x_1} - \frac{y_1 - y_{in}}{x_1 - x_{in}} \\ \frac{x_2 - x_1}{6} y''_1 + \frac{x_3 - x_1}{3} y''_2 + \frac{x_3 - x_2}{6} y''_3 = \frac{y_3 - y_2}{x_3 - x_2} - \frac{y_2 - y_1}{x_2 - x_1} \\ \frac{x_3 - x_2}{6} y''_2 + \frac{x_4 - x_2}{3} y''_3 + \frac{x_4 - x_3}{6} y''_4 = \frac{y_4 - y_3}{x_4 - x_3} - \frac{y_3 - y_2}{x_3 - x_2} \\ \frac{x_4 - x_3}{6} y''_3 + \frac{x_{fin} - x_3}{3} y''_4 + \frac{x_{fin} - x_4}{6} y''_{fin} = \frac{y_{fin} - y_4}{x_{fin} - x_4} - \frac{y_4 - y_3}{x_4 - x_3} \\ \frac{1}{3}(x_1 - x_{in}) * y''_{in} + \frac{1}{6}(x_1 - x_{in}) * y''_1 = \frac{y_1 - y_{in}}{x_1 - x_{in}} \\ \frac{1}{3}(x_{fin} - x_4) * y''_{fin} + \frac{1}{6}(x_{fin} - x_4) * y''_4 = \frac{y_{fin} - y_4}{x_{fin} - x_4} \end{array} \right.$$

Immettendo i valori dei milestones intermedi nelle rispettive coordinate x y, si risolve il sistema, trovando i valori delle derivate seconde dalla y''_{in} alla y''_{fin}. A questo punto dispongo di tutti i dati necessari alla creazione di una curva spline cubica: su una riga immetto i valori relativi ai periodi di tempo, non più la successione in numeri dei mesi, ma la stessa successione bisettimanale in numero progressivo; questo perché mi permette di avere un maggior numero di dati per creare la curva, permettendo un andamento continuo e non a tratti. Sulla riga successiva calcolo i valori standardizzati dell'asse temporale, ovvero divido i valori dei periodi del mese per la loro totalità, quindi 33, in modo da ottenere l'unità al completamento del progetto. Sulle successive righe calcolo i valori **A, B, C, D** come precedentemente esposti, in cui la x assume di volta in volta il relativo valore standardizzato del tempo, mentre la x_k e la x_{k+1}, che rappresentano i valori di confine del sub intervallo, sono bloccate sino al raggiungimento del milestone estremo dell'intervallo considerato. Quando varia l'intervallo cambiano i milestones di riferimento, e di conseguenza i valori della x_k e della x_{k+1}. Infine, sulla successiva riga viene calcolata la funzione **S(x)** come esposta in precedenza, in cui i valori delle derivate seconde e delle ordinate sono fisse lungo tutto il sub intervallo considerato, e variano solo quando la funzione giunge al confine del sub intervallo e passa al successivo; i valori dei coefficienti invece sono presi di volta in volta nel relativo periodo di analisi. I punti in cui devono cambiare i valori di confine del sub intervallo sono facilmente individuabili, poiché i valori della riga A iniziano ad assumere valori negativi; significa quindi che l'ultimo valore positivo appartiene al sub intervallo, mentre il primo valore negativo appartiene all'intervallo adiacente, per cui si devono cambiare i termini di confine, ovvero prendere i milestones attuale e successivo. In tal modo, si creano delle funzioni automatizzate, consentendo di ottenere la curva velocemente. Tuttavia, la curva ottenuta non è uniforme, ma presenta forti tratti; di conseguenza, cambio i milestones scelti, anche con valori che non rispecchiano pienamente le scadenze reali, perché devo poter smorzare la curva e ottenere un andamento continuo. Trovo il miglior compromesso, definendo come milestone 1 il punto (0,48; 0,22) pari a circa la metà della durata complessiva del progetto; il milestone 2 pari al punto 5 della tabella precedente; il milestone 3 pari al punto (0,61; 0,4) dove l'avanzamento reale passa alla progettazione di dettaglio; il milestone 4

Capitolo 5. Implementazione delle curve ad S

pari al punto 9 della tabella precedente. Si ottiene una curva con i tratti iniziali e finali allungati, che simboleggiano rispettivamente il processo autorizzativo e l'elaborazione dei documenti finali e degli as built di progetto.

Per la fase di fornitura si procede come nella fase di ingegneria, definendo 4 milestones; non essendovi riferimenti reali a parte il milestone di coordinate (0,52; 0,24) che rappresenta il termine delle procedure di vendor rating per i fornitori, si prendono dei punti fittizi in grado di descrivere ottimamente la curva. Inoltre, la fase di fornitura termina alcuni mesi prima rispetto alle altre fasi; poiché raggiunge il 100% dell'avanzamento cumulato al mese 29, il punto finale sarà pari al rapporto tra il mese suddetto e la totalità dei mesi di progetto, ovvero la fase di fornitura raggiunge il suo completamento all'88% della durata totale di progetto. Questo perché non possono esserci milestones intermedi il cui valore y sia pari al completamento di fase, dato che provocherebbe un innalzamento della curva sopra il valore dell'unità per poi concludersi al punto finale (1; 1), ovvero un avanzamento dei lavori molto veloce nel tratto ascendente della curva, ben oltre il lavoro necessario, e la distruzione del lavoro eseguito nel tratto discendente. I punti determinati dopo varie iterazioni corrispondono: al milestone 1 di coordinate pari a (0,27; 0,00), punto fittizio che consente di ottenere un tratto iniziale pari a zero; infatti un qualunque altro valore porta la curva sotto l'asse delle ascisse, come se si distruggesse il lavoro, che nella realtà non è ancora iniziato; al milestone 2 pari a (0,52; 0,24) dove si incontrano le curve di ingegneria e di fornitura nel grafico reale, quindi a circa metà della durata complessiva del progetto; al milestone 3 di coordinate (0,7; 0,7) che nel grafico della curva reale simboleggia il punto in cui la progettazione di dettaglio relativa alla fase di fornitura termina; al milestone 4 pari a (0,85; 0,98) dove le consegne in cantiere sono quasi al termine dato che iniziano quelle relative al sistema di monitoraggio. La curva ottenuta contrariamente alla curva reale non inizia al 45% della durata del progetto, ma prima; ciò è dovuto alla funzione cubica, che per sua caratteristica non può avere andamento rapidamente crescente ma è molto più smorzato, per cui, per raggiungere il valore dell'ordinata deve iniziare necessariamente prima.

Anche per la fase di costruzione si procede allo stesso modo, quindi definendo 4 milestones tra i 6 di progetto relativi alla fase, elencati di seguito.

| Milestones | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 |
|------------|------|------|------|------|------|------|
| xi | 0,79 | 0,82 | 0,91 | 0,94 | 0,94 | 1,00 |
| yi | 0,23 | 0,36 | 0,77 | 0,96 | 0,96 | 1,00 |

Tabella 18. Milestones reali della fase di costruzione.

Si nota immediatamente come siano molto spostati sull'asse temporale, come due di essi coincidano e uno rappresenti la conclusione della fase; di conseguenza, si prendono inizialmente i valori dei punti uno, due, tre, quattro, e si implementano le funzioni automatizzate per ottenere la curva. Tuttavia risulta un andamento molto oscillante, soprattutto nella fase iniziale della curva che va sotto lo zero; per smorzare tale effetto, si variano i valori dei milestones, e di conseguenza i sub intervalli della funzione, in modo da trovare un buon compromesso in grado di descrivere l'andamento della curva. Pongo allora un milestone intermedio tra quello iniziale e il primo che abbia valore pari a zero per l'ordinata; questo porta la curva a passare necessariamente per il punto designato, e quindi il suo andamento risulta molto vicino all'asse delle ordinate. Tuttavia, si creano ancora delle oscillazioni; dopo svariati tentativi, arrivo a definire il primo milestones, con coordinate (0,61; 0,0); il secondo milestones pari al numero 1 nella tabella precedente; il terzo milestone di coordinate (0,88; 0,68), corrispondente al punto in cui i lavori di costruzione elettrica sono quasi giunti al termine; il quarto e ultimo milestone pari al numero 4 della tabella precedente. Si ottiene una curva ad S molto ripida, il cui momento di inizio è spostato oltre la metà del progetto.



Figura 38. Tabelle degli avanzamenti cumulati delle fasi di ingegneria, fornitura, costruzione.

Ottenute le curve, è possibile effettuare il confronto tra le curve delle macrofasi ottenute dal modello matematico.

10. Confronto curve spline delle macrofasi

Le curve ottenute dal modello analitico sono simili a quelle reali nell'andamento, anche se con delle differenze dettate dall'approssimazione a una cubica della curva a scalini; inoltre, tutte le fasi iniziano dall'origine degli assi, permettendo un confronto su tutti i mesi del progetto.

La curva dell'ingegneria parte dall'origine, anche se nella realtà sin dal primo mese ha un minimo di avanzamento cumulato; prosegue lentamente nel suo andamento del tratto iniziale, poiché approssima lo scalino dovuto al work package dell'iter autorizzativo che si conclude al 40% circa

della durata complessiva del progetto. A questo punto può iniziare la progettazione di base: la curva in tale punto presenta un leggero picco, dovuto al fatto che la funzione cambia sub intervallo e velocità di crescita della curva, in quanto iniziano tutte le attività che apportano ore per l'avanzamento al progetto. La curva della fornitura è già nella sua fase iniziale, dato che la funzione cubica approssima il segmento della funzione reale in cui l'avanzamento passa rapidamente da 0 al 10%; al 40% dell'avanzamento si trova all'inizio della fase di regime della curva. Inoltre, al 50% della durata del progetto, ingegneria e fornitura si incontrano al 24% di avanzamento per entrambe: significa che la progettazione di base è terminata, quindi la fornitura ha concluso il ciclo di richieste di offerte per stendere il progetto generale per la gara d'appalto. Le due curve si avvicinano molto sino a divenire una sola, nel tratto che va dal 55% al 75% dell'avanzamento cumulato: è tutto il periodo in cui si svolge la progettazione di dettaglio, in particolare l'ingegneria per la fornitura funzionale all'acquisto dei componenti. Quindi le curve presentano una forte regolarità, dettata dal fatto che ingegneria e fornitura sono fortemente correlate nella progettazione di dettaglio, dato che dai dimensionamenti si originano le specifiche tecniche le quali sono necessarie alla richiesta d'acquisto e successivo ordine, e dall'ordine effettuato si origina il data sheet del componente funzionale alla stesura dei documenti di montaggio. Oltre tale segmento, la curva della fornitura inizia a distanziarsi dalla curva dell'ingegneria; siamo al 75% circa della durata complessiva del progetto, e significa che la progettazione di dettaglio ha esaurito il ciclo di acquisto dei componenti, i quali verranno consegnati in cantiere secondo gli accordi presi con i fornitori, mentre l'ingegneria deve proseguire con l'ingegneria per la costruzione, elaborando tutti i documenti di montaggio. Inoltre, in tale punto, anche le trattative con le imprese appaltatrici sono esaurite, così come i documenti necessari all'apertura del cantiere, il quale inizia proprio in questo mese i primi lavori. La fornitura prosegue il suo ciclo con le consegne in cantiere dei materiali; gli accordi prevedono che, in base alla pianificazione iniziale delle attività di cantiere, i relativi materiali di costruzione e i componenti principali debbano essere consegnati una settimana prima sul luogo di costruzione, per permettere all'ingegneria di elaborare tutti i documenti di montaggio necessari. Non è quindi la consegna che determina la posa del componente, ma al contrario, è l'attività di costruzione che richiede la consegna; una buona pianificazione delle opere di costruzione permette di definire le date di consegna dei materiali da parte del fornitore. Al 90% dell'avanzamento cumulato, corrispondente a quasi l'80% della durata complessiva del progetto inizia la fase finale, con un tasso di avanzamento delle attività sempre inferiore: la fase sta velocemente esaurendo le consegne, volgendo al termine con un tasso di avanzamento sempre più ridotto di periodo in periodo. L'ingegneria inizia la sua fase finale già all'80% dell'avanzamento cumulato, riducendo sempre di più i tassi di avanzamento per periodo; in questa fase sta ultimando i documenti tecnici di installazione e montaggio dei componenti, che si concludono al 95% dell'avanzamento cumulato, pari all'85% circa dell'avanzamento temporale. La curva della costruzione si stacca rapidamente dalla fase iniziale al 70% dell'avanzamento temporale del progetto, poiché si mobilitano tutte le risorse necessarie ai lavori, procedendo alla fase centrale del lavoro in cui l'avanzamento è molto rapido, con tassi di avanzamento sempre più elevati dovuti alla parallelizzazione delle attività di montaggio, in modo da ridurre il tempo totale del progetto. In pochi mesi arriva a produrre il 90% dei lavori eseguiti; più specificatamente, al 95% della durata del progetto la curva della costruzione inizia la fase finale, in cui si riducono progressivamente le risorse disponibili e necessarie all'ultimazione dei lavori, in quanto le opere di costruzione sono terminate, e rimangono solamente le attività di collaudo e la conclusione dell'allacciamento dell'impianto alla rete nazionale elettrica. Nel frattempo, la fornitura ha raggiunto la conclusione, ultimando le consegne in cantiere necessarie agli ultimi montaggi, in particolare dei gruppi di misura dell'energia elettrica; raggiunge il completamento all'88% della durata complessiva del progetto. L'ingegneria ha ancora qualche attività da ultimare, corrispondente all'esecuzione dei documenti as built e ai piani di manutenzione, dipendente dalle verifiche di collaudo, per cui termina l'ultimo mese insieme alla fase di costruzione; i tassi di avanzamento sono sempre più ridotti dopo che ha terminato la progettazione di dettaglio, proprio per seguire al meglio gli sviluppi della costruzione. Costruzione e ingegneria

Capitolo 5. Implementazione delle curve ad S

sono quindi fortemente correlate nelle ultime attività, tanto che le curve nel tratto finale sono in realtà sovrapposte; infatti, affinché sia possibile stendere i documenti finali di progetto, è necessario che il commissioning sia quasi concluso. Infine, la fase di collaudo procede con la conclusione delle attività finali di progetto, quindi l'avvio dell'impianto, le verifiche di performance, la certificazione dell'impianto per ottenere gli incentivi statali, attività di ingegneria, che porta le curve di ingegneria e costruzione a concludersi insieme al termine del progetto.

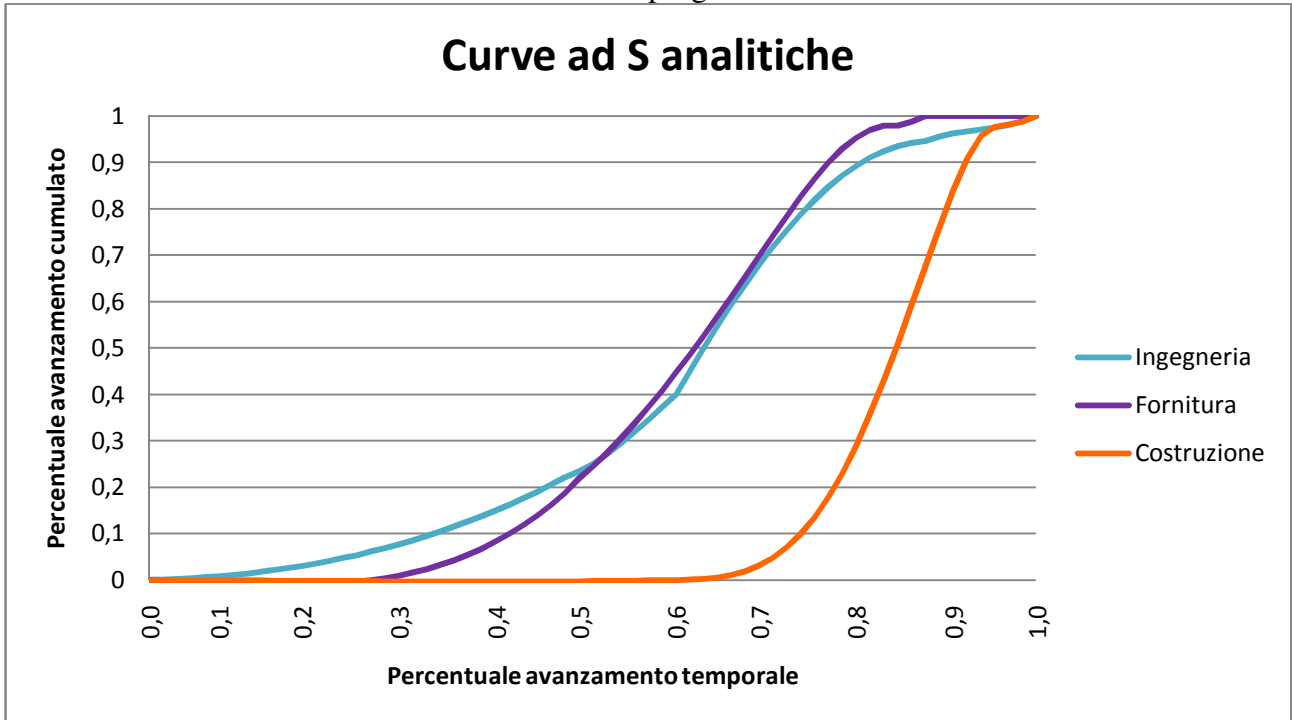


Grafico 8. Grafico dell'avanzamento delle macrofasi in forma di curve spline cubiche.

Conclusioni

Creare un modello perfetto di un progetto d'impianto è quindi un'attività molto laboriosa, e di difficile realizzazione, in quanto vi sono sempre degli imprevisti in qualunque fase; sebbene da un lato l'aumento di dettaglio porta a una maggior definizione dell'andamento del progetto, dall'altro provoca una maggior rigidità, che non consente di poter riprendere il modello creato come base di futuri progetti simili. Tuttavia, è possibile modellizzare un progetto d'impianto anche a partire da poche informazioni significative, grazie all'ausilio di tecniche di interpolazione numerica in grado di restituire l'andamento sigmoidale tipico di un progetto avendo come input pochi dati fondamentali. Tali informazioni non sono disponibili inizialmente, e devono essere ricavate dalla stesura delle relazioni logico temporali delle attività di progetto; per questo motivo, si elabora tutto un progetto standard di realizzazione di un impianto fotovoltaico di grossa taglia posizionato a terra, che contenga le principali attività di progettazione e montaggio in modo da porre le basi per progetti simili futuri.

Le principali criticità nel diagramma reticolare del progetto di impianto fotovoltaico a terra riguardano primariamente il lungo tempo occorrente per ottenere le autorizzazioni a costruire; come si nota in tutti i grafici, quasi metà del tempo è dedicato alla procedura autorizzativa, composta da lunghe attese ma fondamentale per l'inizio della progettazione e delle attività conseguenti. Ciò provoca un aumento dei tempi di progetto considerevole, che ad oggi non è possibile ridurre, in quanto le procedure di rilascio delle autorizzazioni a costruire sono estremamente diversificate per regione. Infatti, ciascun consiglio regionale ha emanato le proprie leggi in merito, con i propri tempi di valutazione del progetto sottoposto, e i propri vincoli di possibile blocco dei lavori, nonché il proprio metodo di valutazione di impatto ambientale dell'impianto sul territorio. Tuttavia, il decreto legislativo 387/2003 prevedeva la convocazione di una conferenza dei servizi a livello nazionale, che dettasse le linee guida per tutto il territorio italiano circa il rilascio delle autorizzazioni relative a impianti di produzione di energia con l'utilizzo di fonti rinnovabili; non è ancora stata creata, ma qualcosa si sta muovendo in ambito regionale per tentare di ridurre i tempi necessari, e di conseguenza per permettere l'entrata in esercizio degli impianti in breve tempo. Ulteriori criticità relative al diagramma temporale consistono nel fatto che la progettazione di base e la progettazione di dettaglio non sono consequenziali, poiché essendo in ambito di gara d'appalto, il committente deve poter valutare tutte le offerte affinché possa assegnare il progetto alla miglior azienda. Tutto il tempo di valutazione della gara d'appalto e della successiva negoziazione tecnica ed economica provoca un distacco temporale tra i due stadi di progetto, che influenza necessariamente sia la fase di ingegneria, in quanto non può proseguire nella progettazione di dettaglio, ma ancor più la fase di fornitura, che deve interrompere il ciclo di approvvigionamento tra l'offerta e il successivo acquisto sino a quando non viene assegnato l'appalto. Un'ulteriore influenza negativa riguarda i componenti di impianto: più la fase di negoziazione è lunga, più tempo intercorre tra la richiesta d'offerta verso i fornitori e la richiesta d'acquisto, e potrebbe portare alla mancanza di disponibilità dei componenti richiesti, quindi un ulteriore dimensionamento dell'impianto con i sostitutivi per verificare che siano compatibili, oppure, cosa più grave, un aumento dei tempi di progetto per aspettare che siano disponibili quelli richiesti. Tale processo risulta particolarmente critico nel caso dei moduli fotovoltaici: le case produttrici hanno un piano di produzione molto rigido e difficilmente variabile, e impiegano circa da uno a tre mesi per produrre e consegnare 1 MW di moduli fotovoltaici; se l'ordine non viene confermato entro una certa data, la consegna salta inevitabilmente, e deve essere inserito nuovamente nel piano di produzione, ritardando così tutta la durata complessiva del progetto.

Il modello logico temporale così determinato presenta delle caratteristiche proprie, individuabili dal confronto delle curve ad S delle singole macrofasi; tuttavia, mancando i dati di esperienza relativi alla costruzione poiché si tratta di un progetto standard, mentre tale fase è caratteristica di ogni impianto fotovoltaico, non è possibile individuare le regolarità di progetto, per cui bisogna

Conclusioni

implementarlo attraverso tecniche matematiche adeguate. Il modello matematico delle curve ad S di macrofase deve rispecchiare per quanto possibile la realtà dei fatti; le curve spline hanno il pregio di poter descrivere un curva ad S con l'ausilio di pochi punti, pari alle posizioni dei milestones principali, senza che siano necessari i tassi di avanzamento relativi a ogni curva, difficilmente stimabili in fase di concezione del progetto. Evitano in questo modo una stesura di tutte le attività necessarie al completamento del progetto in sede di pianificazione iniziale, quando ancora non si conoscono tutte le risorse necessarie. Per rendere il più aderente possibile il modello matematico alla realtà, deve essere ottimizzato considerando che le curve di macrofase non iniziano dall'origine, in particolare l'ingegneria, in quanto vi sono sin da subito delle attività che apportano ore; impongo allora che inizi dal primo mese, il quale considera in sé tutte le attività che ivi accadono. La curva reale di fornitura invece non inizia prima del 45% della durata complessiva del progetto, pari al mese 15, cui corrisponde un notevole percentuale di avanzamento cumulato; la curva spline pertanto non inizia dall'origine, e nemmeno al quindicesimo mese, dato che deve approssimare una fase iniziale molto ripida, ma impongo che inizi al 30% circa dell'avanzamento temporale, di modo che la funzione cubica abbia il tempo di sollevarsi dallo zero al valore relativo al primo milestone. Allo stesso modo per la curva della costruzione: non inizia prima del 70% della durata complessiva del progetto, pari al mese 23, ma l'avanzamento cumulato corrispondente è un valore basso, pari a circa l'un per cento; la curva quindi non ha problemi relativi al tratto iniziale, poiché il primo milestone è collocato a tale mese, ed essendo l'avanzamento cumulato basso, ha tutto il tempo di alzarsi per raggiungere tale valore. Impongo quindi che la curva della costruzione inizi da metà avanzamento temporale, pari al 55% della durata complessiva del progetto, per visualizzare bene il momento in cui si solleva per effetto del numero di risorse maggiore che viene a collocarsi nel tempo.

Dal modello ottimizzato, è possibile riconoscere alcune regolarità, evidenziando i legami intercorrenti tra le curve di macrofase, e di conseguenza andando a costituire le basi per una buona programmazione delle attività, e creando una riserva informativa estrapolando tutte le informazioni necessarie a pianificare progetti simili, riutilizzabili in futuro. La sequenza delle curve sottostante evidenzia una serie di caratteristiche tipiche del progetto di realizzazione di un impianto fotovoltaico:

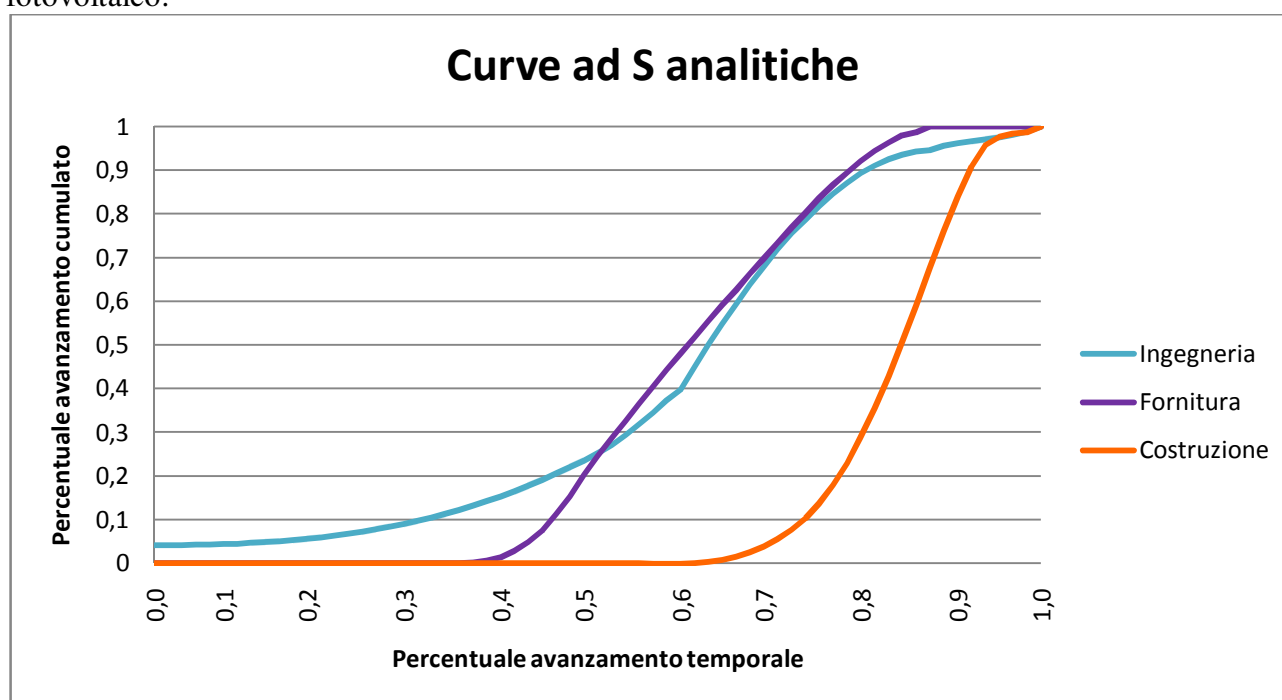


Grafico 9. Grafico del confronto delle curve di macrofase spline ottimizzato.

Conclusioni

- L'avanzamento fisico dell'ingegneria di base deve anticipare in modo significativo l'avanzamento fisico della fornitura, proprio perché comprende al suo interno le attività di ottenimento delle autorizzazioni, che devono precedere l'inizio stesso del ciclo di approvvigionamento. Quindi, l'ingegneria di base precede la fornitura di un intervallo temporale pari al 30% della durata totale del progetto.
- L'inizio della fornitura avviene in concomitanza con il raggiungimento a pieno regime dell'avanzamento fisico dell'ingegneria di base, pari a circa il 10%; l'inizio degli approvvigionamenti ha un effetto di trascinamento per l'ingegneria, poiché, definiti i primi dimensionamenti, si attiva il ciclo di richiesta d'offerta per ottenere i data sheet dei componenti necessari ai documenti per l'offerta di gara.
- La conclusione della progettazione di base fa collidere le curve di ingegneria e di fornitura al 25% dell'avanzamento cumulato; i processi di fornitura devono essere conclusi per formulare l'offerta al committente, e di conseguenza anche i dimensionamenti specifici devono essere terminati, per integrarli nella relazione tecnica finale. Alla metà dell'avanzamento temporale del progetto, la curva della fornitura è ora a pieno regime, e richiede che anche la curva dell'ingegneria passi dalla fase iniziale alla fase centrale.
- L'inizio della progettazione di dettaglio, pari al 60% dell'avanzamento temporale, porta le curve dell'ingegneria e della fornitura ad avanzare parallelamente; i sistemi elettrico, di monitoraggio e fotovoltaico vengono dimensionati in contemporanea, per definire tempestivamente gli aspetti di interfaccia tra i componenti delle diverse discipline, ovvero l'ingegneria per il montaggio.
- Le curve di ingegneria e fornitura presentano una forte regolarità, dettata dal fatto che sono fortemente correlate nella progettazione di dettaglio, dato che dai dimensionamenti si originano le specifiche tecniche le quali sono necessarie alla richiesta d'acquisto e successivo ordine, e dall'ordine effettuato si origina il data sheet del componente funzionale alla stesura dei documenti di montaggio.
- Lo sviluppo in parallelo dell'ingegneria di dettaglio per la fornitura da parte delle singole discipline specialistiche, quindi meccanica, elettrica, strumentale, ha effetto di trascinamento verso la fornitura, in quanto dal dimensionamento specifico parte il processo di acquisto del componente, e dall'ordine si elaborano i relativi data sheet necessari ai documenti di ingegneria per la costruzione.
- L'apertura del cantiere avviene al 70% della durata complessiva del progetto, corrispondente a poco meno del 70% della fase di ingegneria e il 70% della fase di fornitura; il cantiere non può aprire prima che i sub appalti per i lavori di costruzione siano stati assegnati e che i primi documenti costruttivi siano giunti all'ultima emissione definitiva. Il cantiere diviene operativo dopo che sono stati sistemati gli impianti ausiliari e dopo che sono disponibili i mezzi di trasporto, di movimentazione terra e tutte le attrezzature necessarie.
- Le consegne dei materiali in cantiere sono strutturate in modo tale da consentire all'ingegneria di elaborare i documenti per l'installazione e il montaggio, ed evitando che i materiali siano in cantiere per un lasso di tempo troppo lungo dalla consegna alla relativa installazione, rendendoli così soggetti a furti nonché a occupazione di spazio nei magazzini. Di conseguenza si pianificano le consegne in base al piano delle attività di costruzione, in modo che i componenti e i materiali siano depositati in cantiere una settimana prima della relativa posa prevista.
- L'inizio dei lavori civili prescinde dall'emissione per costruzione del layout generale con le strade di accesso; quindi la progettazione per costruzione deve anticipare i lavori civili di un intervallo temporale pari ad almeno il 10% della durata complessiva del progetto.
- Per non creare eccessive interferenze tra le squadre dei montaggi civili, elettrici e meccanici, i lavori devono essere ben distanziati nel tempo; in particolare, l'inizio dei lavori civili deve precedere l'inizio dei lavori meccanici di tre mesi, pari a un intervallo temporale del 10%

Conclusioni

della durata complessiva del progetto, e di quattro mesi l'inizio dei lavori elettrici, pari al 12% della durata complessiva del progetto. Anche tra i montaggi meccanici ed elettrici deve sussistere un intervallo temporale per evitare interferenze tra le squadre di lavoro: è pari a un mese, in modo da permettere alle squadre di montaggio meccanico di lasciare scoperta buona parte dell'area per la posa dei cavi elettrici intorno alle strutture di sostegno dei moduli.

- La rapida ascesa della curva della costruzione indica una grande mobilitazione di risorse contemporaneamente; lavorano fino a quattro squadre di 10 uomini ciascuna in simultanea all'interno del sito, per poter ridurre i tempi totali progetto, con un tasso di avanzamento che raggiunge il picco del 10% nei mesi di massimo lavoro, corrispondente soprattutto ai lavori elettrici. Rispetto alle curve ad S iniziali, la curva della costruzione ottenuta dalla metodologia spline ha un tasso di avanzamento tra i mesi di lavoro più graduale, consentendo di ottenere una curva che approssima maggiormente la realtà, dato che al termine dei lavori meccanici iniziano i lavori di allacciamento dell'impianto alla rete elettrica nazionale, quindi non vi sono attività che rilasciano in un mese un avanzamento del 15% circa, ma sono distribuite nel tempo.
- Il termine dei lavori di montaggio meccanico permette l'inizio delle opere necessarie per l'allacciamento elettrico dell'impianto alla rete nazionale; poiché tale attività è fondamentale per l'avvio dell'impianto, è necessario che inizi il prima possibile, data la sua lunga durata.
- La fase di collaudo dell'impianto inizia al termine dei lavori di costruzione, corrispondente a circa il 90% dell'avanzamento fisico della curva di montaggio, e pari al 90% della durata complessiva del progetto; a partire dalle verifiche visive viene controllato tutto l'impianto, ma non essendo possibile il collaudo effettivo di ogni sistema indipendentemente dagli altri, in quanto l'impianto fotovoltaico è sostanzialmente un impianto elettrico, è necessario attendere che siano terminati i lavori di allacciamento alla rete elettrica nazionale. A conclusione di tali lavori è possibile avviare l'impianto, verificando che ogni parte funzioni e che rispetti le performance attese.
- La curva della fornitura inizia a registrare un tasso di avanzamento ridotto dal ventiseiesimo mese, pari all'80% della durata complessiva del progetto; significa che è iniziata la fase finale della curva ad S, poiché deve effettuare le consegne in base all'andamento dei lavori di montaggio in cantiere. La curva volge rapidamente al termine, sopravanzando significativamente l'ingegneria in quanto le consegne sono completamente slegate dall'emissione dei documenti, e terminando con le ultime consegne al mese 29, pari all'88% della durata complessiva del progetto.
- La curva dell'ingegneria entra nella fase finale a partire dal 80% della durata complessiva del progetto, quando giunge all'90% dell'avanzamento complessivo; i tassi di avanzamento ridotti indicano che l'ingegneria sta ultimando i documenti di costruzione da inviare al cantiere, seguendo lo sviluppo dei lavori in modo da rendere disponibili i documenti secondo le necessità. Terminata la progettazione di dettaglio, rimangono da elaborare gli as built e i piani di manutenzione, in seguito all'avvio dell'impianto, motivo per cui l'ingegneria deve seguire l'andamento della curva di costruzione e collaudo nella fase finale.
- La curva della costruzione entra nella fase finale in cui si registrano un minor tasso di impiego delle risorse al 92% della durata complessiva del progetto, pari al 95% dell'avanzamento cumulato; indica che anche i lavori di collegamento dell'impianto alla rete nazionale sono terminati, e di conseguenza è possibile procedere all'avvio dell'impianto per effettuare il collaudo finale e le ultime verifiche. Non vi sono più squadre di lavoro, ma pochi operai che controllano i sistemi elettrici e meccanici, quindi l'impiego delle risorse è nettamente inferiore. L'ultimo deliverable del progetto prevede che l'azienda si occupi anche della certificazione dell'impianto per la richiesta della tariffa incentivante, nonché del minicorso ai futuri manutentori; terminate tali attività, si conclude il progetto.

Conclusioni

Da pochi dati è quindi possibile estrapolare una gran quantità d'informazioni, tipico delle curve ad S che descrivono un progetto. Ritengo che il modello matematico da me elaborato possa fungere da base per la pianificazione di progetti di simile tipologia, in cui si mantengono le caratteristiche prima elencate. L'elaborazione puntuale delle attività funge anch'essa da base per una pianificazione rigorosa e dettagliata, consentendo di programmare il lavoro in breve tempo, e di visualizzare il carico di ore richiesto da ogni disciplina ingegneristica. Inoltre può essere adattata facilmente alle esigenze proprie, inserendo nuove attività o work package con i relativi legami logico temporali, o togliendo quelli di poco interesse e i relativi riferimenti con le attività ivi presenti; il numero di risorse può variare, così come il carico di ore di ciascuna attività, nonché l'assegnazione a una macrofase. Un'ulteriore miglioria del modello dinamico consiste nella trasformazione dei legami logici temporali tra le attività in date: in questo modo è facilmente visualizzabile la durata di tutto il progetto a partire da una data iniziale, nonché le scadenze più importanti di progetto. Inoltre, la trasformazione in date è utile per l'ingegneria di dettaglio: consente di impostare le emissioni dei documenti in data, in modo da poterli facilmente confrontare con l'emissione effettiva dei documenti, e di ricavare facilmente le curve di avanzamento pianificato ed effettivo, nonché di organizzare al meglio il lavoro per rispettare le scadenze. Risulta quindi un modello dinamico e funzionale, che ben si presta a ottenere la curva di pianificazione iniziale del progetto che funge da riferimento alla curva effettiva dello svolgimento delle attività a consuntivo.

Bibliografia

Caron F. “*Gestione dei progetti di impianto*”, Cusl (2008)

Caron F., Mancini M. “*Tecniche e strumenti per la gestione dei progetti di impianto*”, Cusl (2004)

Caffarelli A., De Simone G., Stizza M., D’Amato A. “*Sistemi solari fotovoltaici: progettazione e valutazione in conto energia*”, Maggioli Editore, (2009)

Ministro dello Sviluppo Economico, “*IL CONTO ENERGIA: Decreto 19/02/07. La richiesta degli incentivi per gli impianti fotovoltaici*”, GSE Edizione n. 5 (2010)

Ministro dello Sviluppo Economico, “*IL CONTO ENERGIA 2011/2013: Decreto 06/08/2010. Incentivazione alla produzione di energia elettrica mediante conversione fotovoltaica della fonte solare*”, GSE (2010)

Ministro dello Sviluppo Economico, “*Investimenti energetici per il Sud: Decreto 06/08/2010*”, (2010)

Ministero dell’Economia e delle Finanze, “*Disposizioni in materia di detrazioni per le spese di riqualificazione energetica del patrimonio edilizio esistente, Decreto 19/02/2007*”, (2007)

Autorità per l’Energia Elettrica e per il Gas, “*Testo integrato delle condizioni tecniche economiche per la connessione alle reti con obbligo di connessione di terzi degli impianti di produzione (Testo integrato delle connessioni attive – TICA)*”, (2008)

Inglieri D., “*Autorizzazione unica: D. lgs. 387*” Gruppo Imprese Fotovoltaiche Italiane (2009)

J. R. Rice. “*The approximation of functions*”, Vol II. Addison-Wesley, Readings, Massachusetts (1969)

Dondero F., Fiamoi A., Gattelli L., Grassi A., Landriani R., Montobbio G., Pisano B., “*Sorveglianza Lavori*”, Centro di progettazione e costruzione di impianti termici e nucleari (1985)

Comitato Elettronico Italiano, “*Guida CEI 82-25*”, CEI, (2008)

Società Italiana per Impianti, “*Specifiche tecniche Generali per il montaggio di impianti elettrici*”, Italimpianti, (1980)

De Giorgio S., Coffano C., Marengo A., Saracco G., Cavallo F., Guerrini E., Pavone F., Molina P., Ranghino M., Proverbio M., “*Accordo sull’applicazione dei criteri per la semplificazione e la riduzione dei tempi di conclusione dei procedimenti autorizzativi relativi agli impianti fotovoltaici a terra*”, Regione Piemonte (2010)