UNIVERSITÀ DEGLI STUDI DI PADOVA

Dipartimento di Ingegneria Industriale

Dipartimento di Tecnica e Gestione dei Sistemi Industriali

Corso di laurea magistrale in Ingegneria Gestionale

Tesi di Laurea magistrale

Valutazione dell'esposizione al rischio di mercato di una fornitura di energia elettrica da fonte rinnovabile fotovoltaica attraverso contratto PPA "pay as produced" per un cliente industriale

Relatore

Prof. Arturo Lorenzoni

Correlatore

Ph.D. Ing. Alessandro Papparotto

Laureando

Luca Trivillin

Mat. 2071868

Anno Accademico 2023-2024

ABSTRACT

Un'importante azienda manifatturiera situata nel triveneto deve ridurre la propria esposizione al mercato rispetto all'approvvigionamento di energia elettrica che paga in bolletta. In questa tesi si andrà ad indagare se un contratto di fornitura PPA (Power Purchase Agreement), del tipo "pay as produced", stipulato con uno o più impianti di produzione da fonte solare (parchi fotovoltaici) riesca a soddisfare questa necessità dell'azienda committente. Per prima cosa si sono analizzati i consumi elettrici di tale azienda, in modo da creare una curva di consumo da poter accoppiare alla curva di produzione dell'energia da fonte fotovoltaica. L'esposizione al mercato viene individuata sia nelle unità di energia che vengono acquistate dal mercato dell'energia sia quelle che vengono vendute allo stesso. Entrambe queste categorie sono state valorizzate in modo da identificare, tramite l'applicazione di un metodo derivato dal concetto di Value at Risk, la percentuale di potenza di uno o di entrambi gli impianti di produzione tale per cui la producibilità associata minimizza l'esposizione. Identificata la quota esatta di energia elettrica da acquistare dai parchi fotovoltaici, si è aggiunta la variabile costituita dalla presenza di un sistema di stoccaggio di energia elettrica agli ioni di litio. Il suo dimensionamento è stato fatto per passaggi incrementali fino a raggiungere un'ottimizzazione tra costi di installazione ed effettivo guadagno potenziale, sempre in termini di esposizione al mercato.

INDICE

1 – INTRODUZIONE 1
1.1 - OBIETTIVO 1
1.2 – DATI UTILIZZATI 1
2 – TENDENZA DEL MERCATO ELETTRICO 5
2.1 – POLITICHE ED OBIETTIVI ENERGETICI PER IL 2030 E 2050 5
2.2 – PREZZI ZONALI DELL'ENERGIA 6
2.3 – CONTRATTI BILATERALI "CORPORATE PPA" 7
2.4 – AUTOCONSUMO DIFFUSO A DISTANZA 8
3 – IL CONTESTO INDUSTRIALE 10
3.1 – CLIENTE DI INDUSTRIA MANIFATTURIERA 10
3.2 – CONSUMI DEL CLIENTE 10
3.3 – FLESSIBILITÀ DEI CONSUMI 12
4 – ESPOSIZIONE AL MERCATO 15
4.1 – DEFINIZIONE DELLE POLITICHE AZIENDALI 15
4.2 – IDENTIFICAZIONE DEL RISCHIO 16
4.3 – VALUTAZIONE DEL RISCHIO DI MERCATO 18
5 – IL CONTESTO LOCALE 20
5.1 – DISPONIBILITÀ ENERGETICA LOCALE 20
5.2 – OPPORTUNITÀ DEL PROGETTO ATTUALE 21
6 – FUNZIONAMENTO DELL'IMPIANTO FOTOVOLTAICO 22
6.1 – PRINCIPIO DI FUNZIONAMENTO 22
6.2 – PARCO SOLARE REALE ALPHA 24
6.3 – PARCO SOLARE REALE BETA 26
7 – ANALISI SCENARIO 1: PPA CON PARCO FOTOVOLTAICO ALPHA 29
7.1 – VALUTAZIONE DELL'AUTOCONSUMO 29
7.2 – ESPOSIZIONE AL MERCATO 31
7.3 – PARZIALIZZAZIONE DELLA PRODUZIONE 34
8 – ANALISI SCENARIO 2: PPA CON PARCO FOTOVOLTAICO BETA 37
8.1 – VALUTAZIONE DELL'AUTOCONSUMO 37
8.2 – ESPOSIZIONE AL MERCATO 38
8.3 – PARZIALIZZAZIONE DELLA PRODUZIONE 39

9 – ANALISI SCENARIO 3: PPA CON PARCHI FOTOVOLTAICI ALPHA E BETA 41
9.1 – CRITERIO DI SCELTA 41
9.2 – PERFORMANCES DELLE POSSIBILI CONFIGURAZIONI 41
10 – ANALISI SCENARIO 4: INTRODUZIONE DI UN SISTEMA DI ACCUMULO 47
10.1 – TIPOLOGIA DI ACCUMULO 47
10.2 – SCELTE TECNICHE DEL SISTEMA DI ACCUMULO 48
10.3 – VALUTAZIONE DELL'AUTOCONSUMO 49
10.4 – ESPOSIZIONE AL MERCATO 51
10.5 – ECONOMIA DEL SISTEMA DI STOCCAGGIO 52
11 – CONCLUSIONI 56
APPENDICE – DATI E TABELLE 58
BIBLIOGRAFIA 71
SITOGRAFIA 72

1 – INTRODUZIONE

1.1 - OBIETTIVO

L'obiettivo primario di questo studio è quello di definire l'esposizione al mercato di un grande cliente industriale che ha deciso di fissare il prezzo dell'energia tramite un contratto di lungo periodo attraverso il quale approvvigionarsi da impianti di produzione da fonte rinnovabile non programmabile tramite contratti "pay as produced". Successivamente l'obiettivo secondario è quello di individuare l'ottimizzazione per minimizzare tale esposizione. Questa analisi verrà svolta con la finalità di poter esprimere un parere scientifico ed oggettivo sulla convenienza che tale cliente industriale potrebbe avere dall'assicurarsi contrattualmente parte del suo approvvigionamento energetico da impianti di produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile solare. La convenienza di tale operazione verrà misurata in termini di esposizione al mercato, ovvero quanto tale soggetto industriale può ridurre la propria dipendenza dai mercati energetici rispetto allo stato attuale e dunque il rischio a cui si espone, tutelandosi contro la volatilità del prezzo dell'energia sul libero mercato.

L'esigenza di questo studio nasce dal fatto che fra pochi mesi verranno realizzati ben due parchi fotovoltaici per la produzione di energia elettrica in prossimità di alcuni stabilimenti produttivi del suddetto cliente industriale. Pertanto, l'opportunità che rappresenta la possibilità di siglare un contratto direttamente con il gestore di tali impianti per la fornitura di energia elettrica ad un prezzo concordato è una ragione più che valida per approfondire questi aspetti.

La società Semesteb s.r.l., accettato tale incarico, ha deciso di ospitare internamente il sottoscritto, mettendo a disposizione tutto l'occorrente per svolgere al meglio il lavoro, sia in termini di infrastruttura fisica ed informatica che soprattutto in termini di esperienza e conoscenza nel settore. Semesteb s.r.l. ha un duplice ruolo in questo contesto: da un lato valuta, attraverso il presente studio, la convenienza per il gruppo industriale a siglare un contratto esclusivo con il gestore degli impianti fotovoltaici, dall'altro si occupa dello sviluppo degli impianti stessi, cosa che consente di conoscere tutti i dettagli tecnici delle scelte costruttive adottate.

1.2 – DATI UTILIZZATI

Essendo questo un lavoro di ricerca apprezzato dall'azienda direttamente interessata, è stata essa stessa a fornire alla società ospitante i dati dei propri consumi energetici. Essi sono dati di tipo orario e quartorario, a seconda del POD – point of delivery (punto di fornitura) - a cui si fa riferimento. Questo cliente industriale è attivo in diversi stabilimenti a cui fanno riferimento complessivamente

16 POD distinti. Per ognuno di essi sono stati forniti tramite foglio di calcolo Excel i consumi in kWh degli anni 2021 e 2022. Non tutti i set di dati contenevano misurazioni quartorarie, per questo motivo si è deciso di uniformare i dati di input e riportare per ogni punto di consegna i consumi a dati di tipo orario, anche in virtù del fatto che dati di consumi orari sono più agevolmente comparabili con i dati di produzione degli impianti fotovoltaici che si otterranno in output dal software usato per le simulazioni di produzione energetica. Per i set di dati su base quartoraria si è proceduto ad accorpare i dati afferenti alla stessa ora del giorno. Se in presenza di dati orari si legge un solo valore per la singola fascia oraria, nel caso di dati quartorari si sono sommati i quattro valori che sono stati registrati a distanza di 15 minuti ciascuno all'interno della medesima ora del giorno. A titolo esemplificativo, nella fascia oraria 8.00-9.00 che risulta essere la nona ora della giornata, si sono sommati i valori dei consumi registrati nelle fasce orarie 08.00 – 08.15, 08.15 – 08.30, 08.30 – 08.45 e 08.45 – 09.00. Il valore così ottenuto è comparabile con quello ricavato da altri set di dati che fin dal principio sono impostati in ventiquattro valori orari per ogni giorno dell'anno.

I dati forniti non erano completi in ogni loro parte e presentavano diverse registrazioni assenti.Al fine di ottenere un set di dati coerente da un punto di vista statistico, si è deciso di sostituire utilizzando come valore "sintetico" la media aritmetica di due valori: all'interno della fascia oraria interessata, si sono presi i dati dello stesso giorno della settimana successiva e di quella precedente, avendo cura di verificare che tutti e tre i giorni interessati fossero feriali o sabati o festivi. Nel caso in cui quest'ultima condizione non fosse rispettata, si è scelto di utilizzare il valore corrispondente per giorno e ora nella settimana precedente – o successiva – a quella che non rispettava il criterio appena descritto. I dati mancanti sono stati classificati come errori puntuali e casuali, siccome non vi era una ricorrenza nella struttura degli errori. Si segnala inoltre che dei sedici POD interessati dallo studio, solo per dodici di essi sono stati forniti set di dati sufficientemente completi per essere utilizzati nell'analisi. Dei quattro rimanenti, due non presentavano sufficienti valori neanche per poter essere puliti e corretti secondo il criterio descritto in precedenza; i restanti invece sono stati forniti sottoforma di dato aggregato indicante il consumo complessivo annuale. Siccome entrambi i POD caratterizzati da questo dato corrispondo a meno dell'1% dei consumi complessivi, si è deciso di distribuire il consumo annuale in modo tale da ottenere le stesse proporzioni dei consumi a livello giornaliero ed orario che contraddistinguono l'anno di riferimento. In tale maniera è stato possibile proporzionare i consumi in base anche al giorno della settimana. Secondo questa logica, i POD così inseriti nel database dei consumi aumentano il valore assoluto dei consumi ma senza sbilanciarne le proporzioni a livello orario, giornaliero o settimanale.

Dopo aver reso i dati uniformi nella loro formattazione ed averli opportunamente “ripuliti” da errori e mancanze, si è creato un profilo di consumo basato su di un anno medio virtuale, ovvero un anno solare di 365 giorni in cui i consumi sono ottenuti “sinteticamente”. L’anno medio virtuale è costituito dalla media aritmetica ottenuta dai valori degli anni presi in considerazione, suddivisi per giorno e fascia oraria. Considerando che i dati di partenza sono di tipo orario, ne segue che anche tale anno medio virtuale sia costituito da ventiquattro valori giornalieri per ogni giorno dell’anno. L’anno sintetico creato da 365 giorni, trascurando il fatto che ogni quattro anni si incorre in un anno bisestile in quanto ininfluente sul risultato complessivo. Tale strumento non può tenere in considerazione la distinzione tra giorni feriali e weekend, dal momento che con il passare degli anni una data scorrerà gradualmente tutti i giorni della settimana. Al contrario, vi sono alcune feste comandate che risultano essere sempre giorni festivi indipendentemente dal giorno della settimana in cui ricadono. In quest’ultimo caso, i giorni 1 e 6 gennaio, 25 aprile, 1 maggio, 2 giugno, 15 agosto, 1 novembre e 8,25 e 26 dicembre saranno sempre giorni festivi. L’anno sintetico è stato creato per ognuno dei POD interessati. Sommando i valori orari di ogni POD è stato quindi possibile ottenere un anno medio virtuale complessivo in cui sono rappresentati quelli che sono i valori statisticamente rilevanti dei consumi orari di tutto il gruppo industriale. Si precisa anche che, essendo gli stabilimenti produttivi dislocati su più comuni, non sono stati conteggiati i giorni di festività patronale in quanto non è possibile definire una data di festività che viene osservata presso tutti i punti di consegna dell’energia elettrica.

Passando ora al lato di produzione energetica, tali dati sono stati ricavati attraverso PVSyst. Si tratta di un software di analisi di producibilità per impianti fotovoltaici che, a partire da layouts precedentemente sviluppati, è in grado di elaborare calcoli di tipo energetico su base annuale, in relazione alla posizione geografica selezionata ed ai relativi dati meteo usati per la simulazione estratti da un archivio contenente i valori medi dei decenni precedenti. Viene data la possibilità di modificare a piacere le componenti dell'impianto quali inverter e generatori fotovoltaici a partire da un database intrinseco del programma, scegliere le soluzioni di cablaggio più adatte, personalizzare le perdite di sistema in funzione dell'ubicazione del sito o delle componenti utilizzate, nel caso in cui quelle proposte da PVSyst non soddisfino le esigenze del progetto. L’output ottenuto è stato sempre un set di dati orari in Wh dal 1 gennaio al 31 dicembre, che riflette la produzione annua del singolo impianto in un anno statistico all’interno del suo ciclo di vita, stimato solitamente in 30 anni di funzionamento. Sempre attraverso l’uso di tale software è stato possibile dimensionare il sistema di stoccaggio che verrà introdotto e dettagliamene descritto nel capitolo 10. I dati di produzione energetica di ciascun impianto sono completi anche degli autoconsumi per sostenere il funzionamento di tutti gli apparati elettrici ed elettronici presenti sul sito. A tal proposito, è bene definire che nell’analisi dei dati sono

stati assunti come valori negativi quelli indicanti l'energia autoconsumata, al contrario dei valori di energia immessa in rete che sono stati mantenuti con segno positivo. Nella realtà l'energia immessa in rete viene rilevata tramite un quadro elettrico di misura posto nella cabina di consegna del distributore. La misura viene quindi fatta sulla media tensione dal momento che si effettua a valle del trasformatore.

Convenzionalmente, al fine di confrontare le curve di consumo del cliente con quelle di produzione degli impianti fotovoltaici, si è deciso di assumere tutti i valori di consumo energetico come minori di zero, mentre quelli relativi all'immissione di energia in rete sono stati indicati come valori positivi. Si avrà un valore positivo qualora vi sia un esubero di energia prodotta rispetto a quella consumata, negativo quando i consumi sono maggiori della produzione creando dunque carenza di energia elettrica che verrà compensata dall'acquisto della quota mancante tramite un contratto di fornitura dell'energia. Oltre a fornire l'output di produzione energetica degli impianti fotovoltaici si è ricavata anche la quota di energia autoconsumata dal cliente industriale. Con energia autoconsumata si intende l'energia che soddisfa in tempo reale i consumi elettrici del cliente, ovvero che viene consumata contemporaneamente all'energia prodotta dagli impianti. L'analisi di PVSyst sull'autoconsumo viene fatta tramite il confronto tra consumi e produzione ora per ora; anche per questo motivo si è scelto di trasformare tutti i set di dati dei POD in valori orari, i quali poi sono stati elaborati in un apposito file affinché PVSyst possa usufruirne.
Una volta ottenuti i dati dal software, si è scelto di utilizzare MS Excel per l'elaborazione più raffinata dei dati, attraverso la quale è stato possibile definire con un certo grado di precisione la quota di esposizione al mercato in diversi scenari, sia dal punto di vista dei volumi scambiati (MWh) che dal punto di vista economico.

2 – TENDENZA DEL MERCATO ELETTRICO

2.1 – POLITICHE ED OBIETTIVI ENERGETICI PER IL 2030 E 2050

La politica ambientale dell'Unione Europea ha come obiettivo la salvaguardia, la tutela e il miglioramento della qualità dell'ambiente, nonché la protezione della salute umana. Nel 2019, la Commissione europea ha varato il Green Deal europeo, che rappresenta il principale motore della strategia di crescita economica dell'UE, che mira a raggiungere la neutralità climatica entro il 2050 e promuove azioni concrete per affrontare le sfide ambientali.

Il Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima (PNIEC) è lo strumento attraverso il quale l'Italia identifica politiche e misure da intraprendere per raggiungere gli obiettivi energetici e climatici dettati dalla UE. Esso rappresenta un importante strumento per guidare la transizione energetica attraverso un quadro di misure di attuazione nazionale degli impegni europei di riduzione delle emissioni, presi nell'ambito dell'Accordo di Parigi. L'Italia, attraverso il PNIEC, si allinea ai target del pacchetto europeo "Fit for 55", che mira a ridurre entro il 2030 le emissioni inquinanti del 55% rispetto ai livelli del 1990, come tappa intermedia per raggiungere la neutralità carbonica entro il 2050. Questo piano definisce gli obiettivi nazionali riguardanti l'efficienza energetica, le fonti rinnovabili e la riduzione delle emissioni di CO_2, nonché la sicurezza energetica, le interconnessioni, il mercato unico dell'energia, la competitività, lo sviluppo e la mobilità sostenibile.

Con il susseguirsi degli anni, la transizione energetica porterà una sempre maggiore penetrazione dei consumi elettrici in tutti gli ambiti che ci circondano in modo capillare: si pensi, ad esempio, alla transizione verso la mobilità elettrica a discapito di quella basata sui motori termici o all'aumento dei consumi causato dalle tecnologie digitali e dalla conversione delle produzioni industriali. L'aumento della domanda di energia elettrica avverrà contestualmente alla progressiva sostituzione degli impianti di produzione energetica alimentati da fonti fossili a favore di quelli sfruttanti le fonti rinnovabili. Questa è l'unica soluzione realistica che la transizione energetica ammette di perseguire, al fine di adempiere agli obiettivi fissati dalla UE sui temi di riduzione delle sostanze inquinanti emesse in atmosfera e di incentivazione allo sfruttamento delle fonti energetiche green che il territorio mette a disposizione. Nel caso tipico di molte tecnologie sfruttanti le fonti rinnovabili, esse sono in grado di generare direttamente energia elettrica, ovvero già nella forma richiesta dai consumi, e, aspetto non secondario, sono in grado di farlo in prossimità del punto in cui viene richiesta l'energia. Avere una produzione di tipo distribuito sul territorio porta a diversi effetti benefici: riduce la dipendenza da fonti energetiche primarie fossili di importazione, contribuendo ad una maggiore indipendenza energetica, oltre a far sì che il valore prodotto sul territorio promuova l'economia dello

stesso. A conferma di quanto detto, si osservi come il trend del consumo di gas naturale a livello nazionale è in continua discesa, raggiungendo nel 2023 il valore di 61,5 mld Smc, il dato più basso degli ultimi 20 anni, addirittura minore del 2020 quando i consumi ammontavano a 71,0 mld Smc. Contestualmente a questo calo, vi è dall'altro lato un sempre maggior contributo delle energie rinnovabili al soddisfacimento dei consumi elettrici; il trend positivo è culminato ad aprile 2024 con una copertura dei consumi da parte di energia da FER pari al 51,2% del totale: si tratta di un dato che rappresenta un picco eccezionale, ma che in un futuro non troppo lontano rappresenterà la normalità.

Inoltre, si evidenzia il fatto che i consumi elettrici in Italia risultano in crescita di mese in mese ma di piccole frazioni percentuali del totale. Questo è dovuto principalmente al fatto che l'attuale penetrazione dei consumi elettrici nelle applicazioni domestiche risulta marginale rispetto alle potenzialità che offre il comparto industriale, il quale stenta a convertirsi in modo sostanziale alla sola energia elettrica. Qualora i settori più energivori, come quello siderurgico e del cemento, completassero tale transizione verso l'elettrificazione dei propri consumi ecco che anche i consumi elettrici complessivi presenterebbero un significativo incremento. Resta comunque scontato che tale incremento dovrà essere coperto per lo più dagli impianti di produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile di prossima costruzione su tutto il territorio nazionale.

2.2 – PREZZI ZONALI DELL'ENERGIA

Attualmente il mercato elettrico italiano è frazionato in 7 zone geografiche, nelle quali è possibile avere differenze significative nel valore che viene attribuito ad ogni singola unità di energia prodotta in funzione della domanda e dell'offerta locale della stessa. È plausibile che si vengano a creare situazioni come, ad esempio, in Sicilia in cui vi sia uno sbilanciamento tra produzione e consumi interni alla stessa zona, anche in conseguenza agli ottimi livelli di radiazione solare della zona, che comporta dei prezzi orari che tendenzialmente sono più bassi rispetto ad altre zone. Al contrario, nella zona Nord, costituita dalle regioni Valle d'Aosta, Piemonte, Lombardia, Trentino – Alto Adige, Emilia – Romagna, Veneto e Friuli – Venezia Giulia si ha una richiesta di energia maggiore a quella che risulta essere la produzione sul territorio locale. In questo caso il prezzo zonale sarà superiore alla media nazionale, identificata nel PUN – Prezzo Unico Nazionale -. Proprio per questa motivazione quando in seguito si andrà a valutare il rischio da esposizione al mercato lo si farà in relazione al prezzo zonale (Nord) e non al PUN. Sebbene ad oggi sia il PUN ad essere il prezzo pagato in bolletta per la materia prima su tutto il territorio italiano, in un futuro prossimo si avrà un mercato dell'energia elettrica sempre più di tipo zonale e/o nodale in cui il prezzo verrà calcolato in funzione di domanda e offerta locali. Ecco che, in prospettiva futura, sembrerebbe più saggio calcolare il rischio da

esposizione in termini di prezzi zonali d'appartenenza, in modo da fornire una stima più verosimile per gli anni a venire.

2.3 – CONTRATTI BILATERALI "CORPORATE PPA"

I contratti PPA sono definiti come dei contratti di medio o lungo termine tra due parti: il venditore che genera energia rinnovabile e l'acquirente che intende acquistarla. "PPA" è l'acronimo di Power Purchase Agreement, "Corporate" invece indica il fatto che il contratto è stato siglato con un'azienda come acquirente e non con un trader di energia, nel cui caso si parlerebbe di "Utility PPA". Tali contratti vengono spesso conclusi ancora prima dell'inizio dello sviluppo del progetto, ed i produttori di energia da fonti rinnovabili concludono il contratto con un prezzo di vendita dell'energia che sia in grado di coprire le spese legate a tutte le fasi del progetto. Tramite questo accordo vengono definiti tutti i termini commerciali per lo scambio di energia tra le parti, di fatto rendendo il progetto di costruzione dell'impianto di produzione bancabile e dunque realizzabile siccome i futuri ricavi sono determinabili con anticipo. La presenza di un acquirente che si impegna sul medio o lungo periodo ad acquistare l'energia prodotta dall'impianto permette di delineare un business plan solido e dunque di diminuire l'indice di rischio dell'operazione finanziaria. Ciò aumenta l'appetibilità dell'iniziativa dal momento che il contratto PPA è una forma di garanzia per l'ente che eroga il prestito. Dal punto di vista dell'azienda acquirente, essa ottiene normalmente, in condizioni di mercato standard, un valore di prezzo inferiore del costo dell'energia rispetto ai prezzi spot proprio in quanto il valore trovato è riferito ad un lungo periodo. Non è un aspetto secondario il fatto che l'azienda, tramite questa tipologia contrattuale, si protegge dalla volatilità dei prezzi dell'energia elettrica. Per i contratti PPA in generale, il prezzo viene fissato al momento della stipula, in modo tale che esso risulti fissato per tutta la durata del contratto o comunque tutelato rispetto alle oscillazioni di mercato che si verificano nel tempo. Sul lato del venditore, il prezzo di vendita dell'energia contrattualizzato dovrà essere sufficiente a coprire la spesa di realizzazione dell'impianto intesa come costo capitale, nonché tutte le spese di gestione e manutenzione necessarie al corretto mantenimento e funzionamento dell'impianto.

Per la loro stessa natura, i PPA si rivelano delle ottime alternative per supportare le strategie di sostenibilità dell'azienda, la quale potrà poi inserire nel proprio bilancio di sostenibilità la percentuale dei consumi coperta da impianti a fonte rinnovabile: il contratto PPA può fungere da certificazione sull'origine e sulla tipologia di energia impiegata, attraverso il rilascio dei Certificati d'Origine. Da questo punto di vista, concorre anche a mitigare il rischio di un innalzamento dei prezzi delle tasse sul rilascio di CO_2 in atmosfera, diminuendo il peso che questa ha sulla spesa energetica complessiva.

Se da un lato si hanno numerosi vantaggi di tipo economico finanziario, essi coesistono con tutta una serie di obiettivi di responsabilità sociale ed ambientale che al giorno d'oggi sono sempre più presenti nei valori e nei principi fondanti delle aziende, in modo trasversale rispetto al settore di appartenenza del rispettivo business.

In definitiva, si tratta di uno strumento di gestione e mitigazione del rischio attraverso la diversificazione degli asset aziendali contenuti nel portafogli di investimento dell'azienda. Attraverso l'istituzione di queste soluzioni contrattuali, si incentiva oltretutto la costruzione di nuovi impianti FER-E, a prescindere dal fatto che le politiche energetiche nazionali decidano o meno di elargire degli incentivi economici. La scelta di ricadere in questo secondo caso certamente fornisce più garanzie economiche e finanziarie a chi si trova a dover scegliere se investire o meno nella generazione di energia elettrica da fonte rinnovabile.

2.4 – AUTOCONSUMO DIFFUSO A DISTANZA

Esistono sette diverse casistiche di autoconsumo normate e ben definite, per le quali vengono di seguito forniti i riferimenti normativi estratti dal decreto legislativo n. 199 del 2021 e dal TIAD – Testo Integrato Autoconsumo Diffuso – prodotto da ARERA:

n) "autoconsumatore di energia rinnovabile": cliente finale che produce energia elettrica rinnovabile per il proprio consumo e può immagazzinare o vendere energia elettrica rinnovabile autoprodotta alle condizioni e secondo le modalità di cui all'articolo 30 del presente decreto;

art. 2, comma 1, lettera n), Dlgs 199/21

1. Un cliente finale che diviene autoconsumatore di energia rinnovabile:

a) produce e accumula energia elettrica rinnovabile per il proprio consumo:
1) realizzando un impianto di produzione a fonti rinnovabili direttamente interconnesso all'utenza del cliente finale. In tal caso, l'impianto dell'autoconsumatore di energia rinnovabile può essere di proprietà di un terzo o gestito da un terzo in relazione all'installazione, all'esercizio, compresa la gestione dei contatori, e alla manutenzione, purché il terzo resti soggetto alle istruzioni dell'autoconsumatore di energia rinnovabile. Il terzo non è di per sé considerato un autoconsumatore di energia rinnovabile;

art. 30, comma 1, lettera a), Dlgs 199/21

c) autoconsumatore di energia rinnovabile è il soggetto previsto dall'articolo 2, comma 1, lettera n), del decreto legislativo 199/21;

art. 1, comma 1, lettera c), Allegato A alla deliberazione 727/2022/R/eel

Ai fini dell'accesso al servizio per l'autoconsumo diffuso, nel caso di autoconsumatore individuale di energia rinnovabile "a distanza" che utilizza la rete di distribuzione, devono essere verificate tutte le seguenti condizioni:
a) i soggetti facenti parte della configurazione sono un cliente finale, coincidente con l'autoconsumatore individuale di energia rinnovabile "a distanza" che utilizza la rete di distribuzione e uno o più produttori, coincidenti con il cliente finale ovvero con i terzi soggetti alle istruzioni dell'autoconsumatore individuale di energia rinnovabile "a distanza" che utilizza la rete di distribuzione;
b) il cliente finale e i produttori, qualora diversi dal cliente finale, facenti parte della configurazione hanno dato mandato al medesimo referente per la costituzione e gestione della configurazione;
c) possono essere presenti più unità di consumo purché appartenenti alla stessa zona di mercato;
d) possono essere presenti più impianti di produzione, ciascuno dei quali può essere composto da più unità di produzione;
e) le unità di consumo e gli impianti di produzione sono ubicati in aree nella piena disponibilità dell'autoconsumatore;
f) l'energia elettrica immessa ai fini della condivisione deve essere prodotta da impianti di produzione ubicati nella stessa zona di mercato dove sono ubicate le unità di consumo.

art. 3, comma 7, Allegato A alla deliberazione 727/2022/R/eel

Riassumendo quanto appena visto, il cliente industriale oggetto dello studio si configura come *autoconsumatore individuale di energia rinnovabile "a distanza" che utilizza la rete di distribuzione* nel momento in cui fosse parte di un contratto PPA. Risulta essere un autoconsumatore individuale in quanto il gruppo industriale è un unico ente al quale afferiscono diversi POD, anche sparsi sul territorio come nel caso studiato. Il termine "a distanza" serve ad indicare che l'autoconsumo non avviene in prossimità del punto di immissione in rete dell'energia generata, vincolando dunque l'acquirente ad avvalersi di una rete di distribuzione. Nel caso specifico, si farà uso della rete pubblica di distribuzione; in alternativa è possibile creare una linea diretta di connessione tra punto di produzione e punto di consegna dell'energia a patto che tali punti ricadano in particelle catastali ad una distanza reciproca non superiore ai 10 km.

3 – IL CONTESTO INDUSTRIALE

3.1 – CLIENTE DI INDUSTRIA MANIFATTURIERA

Il presente studio si focalizza sull'analisi dei consumi di un cliente nel settore della manifattura, più precisamente nella costruzione ed assemblaggio di mobili per interni. Questo tipo di industria richiede un'ampia varietà di lavorazioni e di conseguenza un'ampia gamma di macchinari per effettuarle. I carichi cosiddetti accessori alla produzione, come l'illuminazione, la ventilazione meccanica degli ambienti ma anche i consumi degli uffici amministrativi, sono marginali rispetto ai carichi relativi ai macchinari che consentono la realizzazione dell'output produttivo in termini sia di potenza d'allaccio che di consumi energetici. I principali consumi, dunque, sono imputabili alle stazioni di lavoro basate su macchinari energivori di grandi dimensioni grazie ai quali gli operatori aggiungono valore al prodotto che attraversa la linea di produzione. In ogni stabilimento si effettuano tipologie di lavorazioni assimilabili tra loro ma che differiscono sensibilmente nell'output finale; si parla principalmente di lavorazioni del legno, quindi si immagini, a titolo esemplificativo, che all'interno degli stabilimenti del cliente industriale vengano effettuate le operazioni di taglio, fresatura e foratura. Comune a tutte le linee produttive invece è un sistema di produzione e trasporto dell'aria compressa. Essa è sfruttata per il funzionamento dei più comuni utensili come ad esempio gli avvitatori. Nel caso in cui lo stabilimento sia dotato di un impianto di verniciatura, esso basa il suo funzionamento sempre sull'aria compressa, rendendola di fatto utilizzata in ogni fase della produzione e soprattutto in ogni sito produttivo. Tutti gli impianti di norma lavorano su uno o al più due turni per giorno.

3.2 – CONSUMI DEL CLIENTE

Osservando le curve di consumo dei vari POD, si notano diverse differenze in termini assoluti sull'effettivo consumo di energia elettrica; la causa principale è la differenza nella grandezza del sito produttivo nonché nel numero di linee di produzione in funzione. In un caso specifico, un unico POD è relativo ad un capannone adibito principalmente a magazzino prodotti finiti anziché a sito produttivo al pari degli altri stabilimenti. Ne segue che il consumo medio annuo sia decisamente minore se raffrontato agli altri POD afferenti a stabilimenti produttivi.

Alcuni tra gli stabilimenti del cliente manifatturiero sono da poco stati rinnovati ed aggiornati ad un alto livello di automazione della produzione, cosa che permette loro di essere considerati stabilimenti ad "Industria 4.0". Per questi siti produttivi, dunque, si devono immaginare linee produttive altamente automatizzate che lavorano con cicli di produzione veloci e tempi ciclo altamente cadenzati e severi dal momento che la presenza umana e dunque il suo contributo alla creazione del valore in queste

specifiche linee produttive è ridotto al minimo. Proprio a causa di un grado di automazione estremamente elevato, in questi stabilimenti la produzione è continua per tutta la durata del tempo di funzionamento. Le uniche soste sono dunque quelle programmate per la manutenzione, rendendo la produzione di fatto continua nel tempo. Da questo segue che i consumi elettrici saranno continui e costanti al pari della produzione. Fatta eccezione per questi specifici impianti produttivi, i restanti si basano quasi totalmente sulla forza lavoro umana. Le linee produttive sono progettate per funzionare a stazioni successive, in cui gli operatori completano i propri task rispettando un determinato tempo di ciclo all'interno del turno di lavoro.

Le lavorazioni avvengono con un approccio tradizionale; l'applicazione dei principi della "lean production" potrebbe innanzitutto portare ad un incremento della produzione conseguente ad una riduzione generale degli sprechi. Proprio sotto quest'ottica, una riduzione degli sprechi e delle lavorazioni superflue potrebbe portare ad un risparmio energetico incrementale nel lungo periodo, ma che ad oggi potrebbe solamente rappresentare un guadagno in termini di esposizione al mercato equivalente ad una frazione rispetto alla portata del progetto fulcro di questo studio.

Descrivendo meglio il caso specifico risulta più facile ora analizzare i consumi dell'anno medio virtuale, in cui la domanda elettrica è stata calcolata pari a 43,90 GWh, considerando tutti i POD afferenti al cliente industriale di cui si conoscono i consumi. Essi sono ripartiti nelle diverse fasce orarie di consumo come segue:

- 27,20 GWh vengono richiesti in F1
- 8,36 GWh vengono richiesti in F2
- 8,34 GWh vengono richiesti in F3

Dove le fasce di consumo sono così individuate:

- F1: dal lunedì al venerdì in giorni non festivi nell'orario 8.00 – 19.00
- F2: dal lunedì al venerdì in giorni non festivi nell'orario 7.00 – 8.00 e 19.00 – 23.00
  sabato in giorni non festivi nell'orario 7.00 – 23.00
- F3: dal lunedì al sabato nell'orario 0.00 – 7.00 e 23.00 – 24.00
  domenica e giorni festivi nell'orario 0.00 – 24.00

Come ben spiegato al capitolo 1, non è possibile distinguere all'interno dell'anno medio virtuale i giorni feriali da quelli festivi. Tuttavia, è possibile analizzare i consumi energetici in riferimento al giorno della settimana se si osservano i singoli set di dati anno per anno. Come è prevedibile, i maggiori consumi si hanno nei giorni feriali tra lunedì e venerdì, principalmente dalle 7 alle 19 cioè

l'orario in cui si svolgono i turni di lavoro della maggior parte degli stabilimenti; in linea di massima questi consumi avvengo quasi totalmente in F1. La richiesta energetica media nei giorni dal lunedì al venerdì è pari a 132,8 MWh per giorno. Nei weekend tale valore è pari a 53,5 MWh per giorno. Su base settimanale, invece, i consumi sono stabili durante l'anno a circa 771 MWh complessivi. Fanno eccezione due settimane ad agosto, così come la prima e l'ultima settimana dell'anno in cui i consumi si riducono significativamente. In questi periodi i consumi risentono delle ferie degli operai e delle chiusure degli stabilimenti, nei quali viene consumata di fatto solo l'energia necessaria al mantenimento in stand-by delle varie apparecchiature e macchinari.

3.3 – FLESSIBILITÀ DEI CONSUMI

Si è indagata la possibilità di poter rendere flessibili i consumi di energia elettrica del cliente industriale. Con flessibilità, relativamente ai consumi di energia elettrica, si intende la capacità di modulare il proprio consumo elettrico per un periodo limitato di tempo. In particolare, ci si è focalizzati sul POD che presenta la rete elettrica più articolata e dal quale vengono prelevati circa 12,56 GWh a fronte di 43,90 GWh annui complessivi del gruppo industriale. Nessuno degli altri POD di cui si conoscono i dati raggiunge almeno il 50% di tale consumo. Tale POD, di cui si riporta lo schema nella *Fig. 3.3.1* è in media tensione ed è articolato in diverse cabine di trasformazione MT/BT. La cabina di consegna è collegata ad una cabina MT principale di proprietà del cliente, da cui si diramano tre cabine di trasformazione che alimentano altrettante aree del complesso industriale. Per ogni cabina di trasformazione sono presenti uno o più trasformatori che abbassano la tensione d'esercizio da 20.000 V a 400 V. A valle di tali trasformatori, tuttavia, non è stato possibile identificare con precisione i carichi alimentati da ogni singolo quadro di bassa tensione. Questo fatto è imputabile principalmente alla mancanza di quadri di zona in bassa tensione specifici per ogni funzionalità di carico elettrico. Non è quindi stato possibile distinguere i consumi strettamente legati alla produzione da quelli, per esempio, legati alle attività amministrative svolte in ufficio. Si è resa dunque necessaria l'aggregazione dei consumi a livello di POD; così facendo però non è possibile ottenere dei dati granulari e dunque definire la vera flessibilità dei consumi. Va comunque ribadito che in linea di principio è proprio la produzione a richiedere la maggior parte dei consumi totali, mentre tutte le attività accessorie che necessitano di energia elettrica incidono in modo marginale sul monte complessivo.

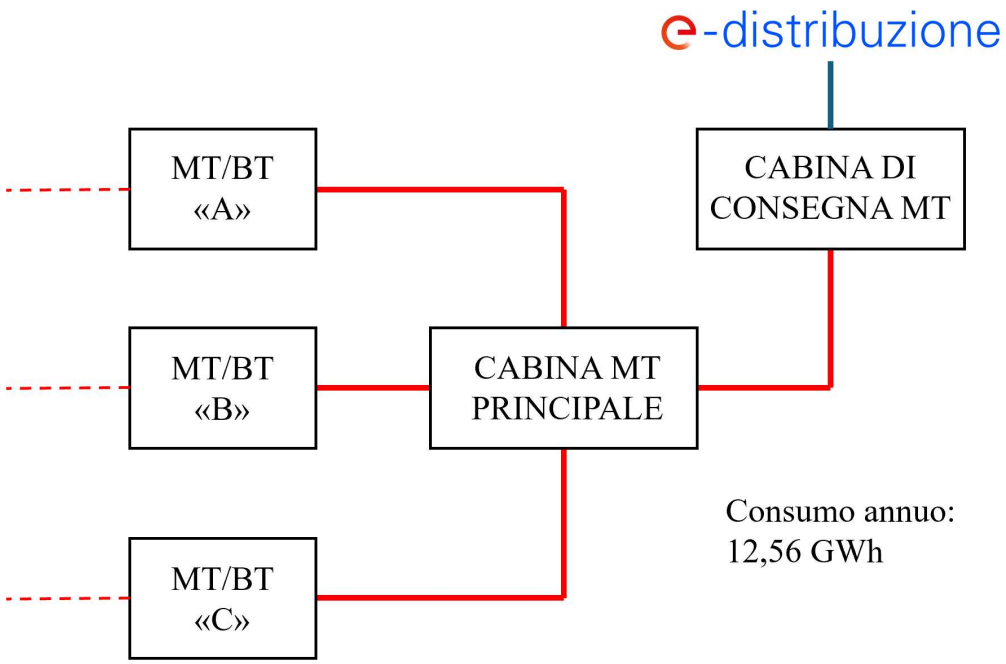

Fig. 3.3.1: schema a blocchi del POD in MT con i consumi maggiori

Si parta ora dall'assunto che nelle linee automatizzate secondo i principi dell'Industria 4.0 non vi è flessibilità, dal momento che la produzione – e conseguentemente i relativi consumi energetici – è costante durante tutto il tempo di funzionamento. Questo lo si deve al fatto che è inconcepibile che dei macchinari molto costosi non producano sempre al massimo della loro potenzialità per risparmiare qualche kWh in una determinata fascia oraria. Il risparmio energetico che si avrebbe non utilizzando qualche kW_{AC} di allaccio per un determinato periodo di tempo non è comparabile con il costo del non utilizzo dei macchinari e dunque della mancata produzione. Concentrandosi invece sulle linee tradizionali, ovvero quelle in cui vi è una quasi totale componente umana nella catena di creazione del valore, la flessibilità è dettata principalmente dalla capacità di programmazione del lavoro. Come indicato dal committente dello studio, la programmazione della produzione avviene secondo la filosofia del "Just in Time", ovvero viene prodotto esattamente ciò che serve, nelle quantità richieste e solamente nel momento in cui serve, andando dunque a minimizzare le dimensioni del magazzino e quindi anche la capacità di copertura della domanda imprevista. In questo contesto la pianificazione della produzione viene fatta il giorno precedente per quello successivo, di fatto non concedendo la possibilità di una pianificazione produttiva di lungo periodo, cosa che al giorno d'oggi è ritenuta un lusso di difficile implementazione. Le linee produttive solitamente operano su uno o due turni giornalieri, a seconda dello stabilimento. Vi sono alcuni momenti nell'anno in cui però si è costretti a predisporre un terzo turno giornaliero per far fronte all'impennata della domanda. Questa scelta è fortemente vincolata al fatto che l'azienda ha scelto di voler lavorare secondo il "Just in time" di cui un principio cardine è proprio la minimizzazione delle scorte di prodotto finito. Conseguentemente,

non potendo aprire nuovi siti produttivi per far fronte a picchi di domanda sporadici, la dirigenza ha scelto di utilizzare il terzo turno lavorativo per allineare la capacità produttiva interna alla domanda dei clienti. Questo aspetto limita ancora di più una possibile flessibilità del lavoro, visto il grado di imprevedibilità a cui l'azienda deve far fronte.

Ne segue che anche in questa configurazione di linea produttiva non è possibile rendere flessibili i consumi elettrici in funzione della produzione. L'unica possibilità che offre un certo grado di flessibilità sono i compressori che alimentano il sistema dell'aria compressa presente in ogni stabilimento. Tuttavia, essi hanno una potenza complessiva minore di 50 kW_{AC} per ogni stabilimento, quindi l'impatto che avrebbe modulare questi dispositivi sul cumulo totale è pressoché trascurabile. A rinforzo di tale affermazione, basti pensare che ipotizzando uno spostamento nel tempo di 50 kWh per poter ridurre il proprio consumo di picco, probabilmente deve essere associato un significativo impegno economico per poter progettare un nuovo dimensionamento del sistema di accumulo dell'aria compressa che inevitabilmente dovrebbe includere dei serbatoi certamente più capienti. Essi verrebbero riempiti in concomitanza di un surplus di energia elettrica derivante dagli impianti fotovoltaici e dovrebbero essere sufficientemente grandi da poter soddisfare la richiesta di aria compressa dell'intero stabilimento fino al giorno successivo.

In definitiva, per questa tipologia di utenza industriale con questa tipologia di attività produttiva non è possibile avere flessibilità nei consumi elettrici a causa di un carico costante nel tempo, non modulabile e che non può essere né anticipato né ritardato rispetto al piano di produzione definito dai pianificatori. Nel caso specifico, risulterebbe sufficiente soffermarsi sul fatto che non è possibile disaggregare i consumi di ogni POD per ambiti di consumo, ovvero individuare i consumi fissi indipendenti dal ritmo produttivo come l'illuminazione interna, gli uffici amministrativi e i servizi di illuminazione e sicurezza esterne agli edifici per separarli dai consumi strettamente legati alle attività produttive.

4 – ESPOSIZIONE AL MERCATO

4.1 – DEFINIZIONE DELLE POLITICHE AZIENDALI

Il cliente industriale svolge un'attività manifatturiera che richiede in input molta energia elettrica, che dev'essere trattata sul piano strategico al pari delle materie prime fisiche che costituiscono il fulcro delle lavorazioni. Essa è essenziale per il corretto svolgimento delle operazioni di trasformazione da materia prima a prodotto finito. Al pari degli approvvigionamenti dei materiali, l'acquisto dell'energia elettrica deve essere considerato un'attività strategica, attraverso la quale si sviluppano dei margini di miglioramento della performance economica complessiva dell'azienda: se da un lato si può pensare che il prezzo finale del prodotto finito potrà variare in funzione del prezzo dell'energia impiegata per produrlo, dall'altro va tenuto in considerazione che altri competitor potrebbero essere in grado di vendere lo stesso prodotto ad un prezzo minore vista la minor spesa per l'approvvigionamento di energia elettrica. Non è scontato che con un aumento generale del prezzo dell'energia tutti i concorrenti aumentino i prezzi finali di vendita dei propri output. In particolare, sul piano internazionale, i prezzi dell'energia variano di Stato in Stato; senza andare troppo lontano dai confini nazionali, è possibile che in Francia, a causa del diverso mix energetico basato sull'uso del nucleare, una stessa tipologia di azienda paghi un prezzo inferiore per la fornitura di energia elettrica rispetto alla controparte italiana. Ecco che in un'ottica di più ampie vedute la ricerca di un buon posizionamento strategico in riferimento all'acquisto dell'energia passa attraverso la minimizzazione – per quanto possibile – della componente di rischio legata al rialzo dei prezzi dell'energia elettrica. In questo senso, la scelta di stipulare un contratto PPA tende a sterilizzare il rischio oltre il quale l'azienda non è disposta ad esporsi, andando a fissare un prezzo di acquisto per tutto ciò che viene prodotto dagli impianti di generazione dell'energia elettrica ad esso associati. In questo modo l'acquirente si protegge da possibili rialzi dei prezzi, rendendosi economicamente più competitivo rispetto ai concorrenti che decidono di non tutelarsi in questo senso.

Nel caso studio, l'azienda committente ha come obiettivo, per policy aziendale, l'approvvigionamento del proprio fabbisogno energetico da impianti a fonti rinnovabili nella percentuale più alta possibile. Per questo motivo essa è fortemente interessata anche all'ottenimento delle GO - Garanzie d'Origine – attraverso le quali è possibile attestare che l'energia acquistata proviene effettivamente da impianti di produzione dell'energia elettrica alimentati da fonti rinnovabili; una GO scade dopo un anno dalla produzione dell'energia elettrica a cui fa riferimento e viene rilasciata per ogni MWh proveniente da impianti idonei, come potrebbero essere quelli associati al contratto PPA che il cliente industriale potrebbe sottoscrivere.

A valle di queste motivazioni, la scelta aziendale è risultata quella di mirare ad un contratto PPA nel quale il prezzo fisso di acquisto dell'energia sia pari a 85 €/MWh, comprensivo delle garanzie d'origine per tutta l'energia acquistata, nelle quantità che verranno definite nei capitoli successivi. Tale prezzo è dovuto alla combinazione tra il prezzo della materia prima e quello per le GO. Indicativamente è possibile definire come 80 €/MWh il prezzo pagato per l'energia elettrica, mentre 5 €/MWh è il prezzo che l'azienda è disposta a pagare per ottenere le garanzie d'origine. Probabilmente tale importo per le garanzie è leggermente più alto del prezzo medio durante l'anno, il quale passa da circa 2 €/MWh di inizio anno solare fino anche a 10 €/MWh a ridosso della fine dell'anno solare, ovvero il periodo in cui tipicamente sono tutti in cerca di tali titoli per non incorrere in sanzioni relative all'inquinamento che la singola azienda produce.

4.2 – IDENTIFICAZIONE DEL RISCHIO

Nella misura in cui il cliente industriale sia l'acquirente all'interno di un contratto PPA, il quale si ricorda essere del tipo "pay as produced", esso si ritrova a dover gestire un rischio duplice: da un lato si può avere un eccesso di energia che deve essere acquistata senza che riesca ad essere consumata contestualmente, dall'altro vi sono delle ore in cui l'energia prodotta che viene acquistata non è sufficiente a coprire i consumi elettrici. In entrambi i casi quello che succede è che il rischio legato alla volatilità dei prezzi del mercato è totalmente in capo all'acquirente, dal momento che il produttore di energia ha già venduto tutto l'output generato ad un prezzo fisso che è quello del contratto.

In finanza viene usato uno strumento chiamato Value at Risk (VaR) per valutare la massima perdita dovuta ad un'operazione finanziaria in funzione della sua probabilità di accadimento. Esso rappresenta, su un dato orizzonte temporale, solitamente pari ad 1 giorno, e con un dato livello predefinito di probabilità o confidenza statistica, la perdita massima ipotizzabile derivante dalla detenzione dell'attività finanziaria oggetto di valutazione. Tra le varie metodologie di calcolo, la più interessante in relazione al caso di applicazione risulta essere quella della simulazione storica. Questa metodologia identifica il VaR come x-esimo percentile della distribuzione dei rendimenti storici dell'attività finanziaria. Si tratta del metodo più semplice da utilizzare perché implica il semplice utilizzo di una storicizzazione dei rendimenti dell'attività finanziaria e assume che il comportamento dei rendimenti passati si riproporrà in futuro. Non si rende necessaria alcuna assunzione circa la possibile distribuzione di probabilità dei rendimenti futuri. Una volta costruita la serie storica di tali rendimenti, il VaR viene identificato come la coda sinistra corrispondente al livello di confidenza utilizzato per il calcolo. Tale intervallo di confidenza prescelto garantisce che nell'x% dei casi le realizzazioni della variabile casuale "rendimento dell'attività" si mantengano al di sopra del VaR

stesso, mentre solo nell'1-x% dei casi tale variabile casuale determinerà un rendimento peggiore. Il limite di questa metodologia è rappresentato dalla carenza di fattori predittivi all'interno del calcolo del VaR. La stima dei valori futuri viene fatta guardando all'andamento dei valori all'interno della serie storica di riferimento.

Applicandolo al caso di studio di questa tesi, la minimizzazione del VaR va tradotta come la minimizzazione dell'esposizione al mercato da parte dell'azienda, attraverso la definizione di un intervallo di prezzo per il quale ci si assume il rischio di non essere coperti rispetto alle previsioni effettuate in un prefissato periodo di tempo. Per individuare il rischio limite che l'azienda è disposta a correre sul lato acquisto, si è andati a ricostruire l'andamento del prezzo dell'energia, individuato nel prezzo zonale per la zona geografica Nord di cui il Friuli – Venezia Giulia fa parte, degli ultimi sei anni ovvero tra aprile 2018 ed aprile 2024 compresi. Per motivi pratici, si è scelto di ripartire i valori in funzione delle fasce orarie di appartenenza. In particolare, si sono volutamente ridotte le classiche F1, F2, F3 (si veda pag. 11) a due sole fasce orarie, ovvero la fascia normalmente individuata da F1 e F2 mantenendo inalterata la F3. In questo modo è stato possibile, con una buona approssimazione, individuare i volumi scambiati in orario notturno e festivo dove tendenzialmente la produzione industriale è ferma, scindendoli da tutto ciò che normalmente viene acquistato o venduto in orario di apertura delle linee produttive. Si precisa che questa semplificazione ha portato ad uniformare le ore diurne dei sabati e delle domeniche alla generica fascia "F1+F2", in quanto attraverso l'anno medio virtuale è stato possibile individuare come giorni festivi esclusivamente le ricorrenze che avvengono in una data fissa del calendario. Ad esempio, in questa situazione la Pasqua ed il Lunedì dell'Angelo sono stati assimilati ad un giorno comune in quanto la loro ricorrenza nel calendario varia di anno in anno. Ricavate dunque le serie storiche per entrambe le fasce orarie considerate, si è deciso di assumere come massimo valore in cui accettare il rischio pari al novantesimo percentile della distribuzione in entrambi i casi; questo equivale al parametro definito come confidenza statistica all'interno del VaR. Per la fascia "F1+F2" tale valore è 269,79 €/MWh mentre per la fascia F3 esso vale 223,81 €/MWh. Nel 10% dei casi il prezzo di mercato risulterà statisticamente più alto rispetto questi indicatori; nel 5% dei casi, sempre su base statistica, esso sarà compreso tra 269,79 €/MWh e 376,13 €/MWh, nel restante 5% esso potrebbe arrivare statisticamente fino a 871 €/MWh, relativamente alla fascia oraria fittizia che si è deciso di utilizzare. Tuttavia, questo è un rischio accettato dalla dirigenza aziendale e con il quale essa accetta di convivere al fine di ottimizzare l'esposizione al mercato per l'approvvigionamento di energia elettrica.

Sul lato vendita dell'energia acquistata ma non consumata, si è deciso di prendere in considerazione lo scenario peggiore, nel quale il prezzo di vendita è pari a 0 €/MWh. Questa situazione potrebbe

manifestarsi proprio nelle ore centrali di alcune giornate estive, in cui la produzione fotovoltaica è massima ma al contempo i consumi rimangono costanti o addirittura diminuiscono se l'azienda chiude per ferie. In questo caso si ha la massima esposizione sotto questo punto di vista, in quanto si paga una certa quantità di energia che non viene autoconsumata e soprattutto che non viene remunerata in caso di cessione alla rete di distribuzione; si tratta della tipica situazione in cui vi è una bassa richiesta di energia elettrica e fronte di un forte surplus che non viene utilizzato. Questo valore estremo è improbabile che venga raggiunto; ben più probabile però è la condizione in cui il prezzo di vendita sia compreso tra 0 €/MWh e 80 €/MWh: si tratta sempre di uno scenario di perdita economica ma meno severo del precedente. Nel caso in cui il prezzo di vendita al mercato sia pari o superiore a 80 €/MWh, l'esposizione al mercato non viene considerata in quanto si presenterebbe una situazione migliorativa che addirittura porterebbe un guadagno economico sulla rivendita a terzi dell'energia. In questo caso l'unico termine di esposizione al mercato sarebbe rappresentato dai volumi acquistati attraverso la rete per soddisfare il proprio fabbisogno ed il relativo prezzo d'acquisto.

4.3 – VALUTAZIONE DEL RISCHIO DI MERCATO

Nel caso qui presentato, il rischio è rappresentato dai volumi e dai prezzi di vendita ed acquisto a cui tali quantità di energia vengono scambiati. Di fatto, l'esposizione al mercato è data dalla quota di energia che dovrà essere acquista dal cliente industriale attraverso il mercato elettrico, a cui va sommato il rischio dato dalla cessione alla rete elettrica dell'energia generata dagli impianti fotovoltaici - con i quali si valuta l'accordo PPA - che non viene autoconsumata o in alternativa stoccata. Allo stato attuale, l'esposizione al mercato è massima, ovvero il 100%, dal momento che la totalità del fabbisogno di energia elettrica viene soddisfatto tramite contratto d'acquisto dell'energia dalla rete di distribuzione; tutto ciò che viene consumato viene pagato in bolletta al prezzo di mercato.

L'obiettivo rimane quello della minimizzazione del principio individuato dal VaR attraverso la minimizzazione dell'esposizione al mercato dato dalla formula:

$$Esposizione = Vol_{acquisto}(p_{max} - P_{PPA}) + \rho\, Vol_{vendita} \qquad \textbf{[1]}$$

In cui:

- $\rho = |\min\{(p_{min} - P_{PPA}); 0\}|$;
- $Vol_{acquisto}$ rappresenta la quota del fabbisogno energetico che viene coperta dai prelievi nella rete;
- $Vol_{vendita}$ rappresenta la quota di energia elettrica venduta attraverso la rete di distribuzione;

- P_{PPA} è il prezzo di acquisto dell'energia che viene concordato tra le parti che si impegnano a firmare il contratto PPA;
- p_{max} è il massimo prezzo da cui ci si vuole proteggere per l'acquisto dell'energia elettrica dalla rete;
- p_{min} è il prezzo che si assume come minimo per la vendita dell'energia elettrica alla rete.

Tale formula è applicabile a qualsiasi valore di vendita dell'energia, anche diverso da zero qualora lo si ritenga opportuno. Nel caso specifico, tuttavia, si è ragionato assegnando $p_{min} = 0\ €/MWh$ che rappresenta il caso peggiore in assoluto.

In prima battuta, il VaR diminuisce sempre rispetto alla condizione iniziale quando si riduce la quantità investita; analogamente ne deriva che diminuendo i volumi scambiati di energia si ottiene una riduzione del rischio generale e dunque si ottiene una minore esposizione al mercato con conseguente minor esposizione alla volatilità dei prezzi dell'energia elettrica. Questa analisi, molto semplicistica, indica una riduzione del rischio sul volume scambiato, non sulla potenziale perdita massima relativa alla singola unità scambiata, la quale rimane invariata nello scenario appena descritto.

La valutazione, quindi, viene fatta nel peggior scenario possibile, ovvero con prezzi di vendita ed acquisto dell'energia estremizzati in entrambe le direzioni. Sul lato vendita dell'energia, il cliente industriale è esposto ad un rischio per ogni unità scambiata pari alla differenza tra il prezzo di vendita unitario e P_{PPA} che viene fissato. L'acquirente otterrà un ricavo quando tale differenza sarà positiva, ovvero l'energia acquistata tramite tale accordo viene venduta ad un prezzo superiore. L'esposizione al rischio si manifesta quando il differenziale dei prezzi è negativo; ciò si verifica quando l'energia acquistata tramite PPA viene venduta alla rete ad un prezzo inferiore che potenzialmente può raggiungere i 0 €/MWh nel caso peggiore. Analogamente il rischio lato acquisto di energia elettrica è dato dalla differenza tra il prezzo massimo a cui potenzialmente si potrebbe commerciare l'elettricità ed il prezzo fissato dal contratto. In questo caso, però, il prezzo d'acquisto peggiore non può essere determinato a priori siccome potrebbe aumentare potenzialmente all'infinito. Si tenga comunque presente che il valore di 871 €/MWh rappresentato dal 100° percentile è stato il massimo valore raggiunto nell'intervallo aprile 2018 – aprile 2024, quindi non è da escludere che in futuro si possano osservare prezzi di acquisto dell'energia elettrica anche superiori.

5 – IL CONTESTO LOCALE

5.1 – DISPONIBILITÀ ENERGETICA LOCALE

Il Nord – Est italiano non è peculiare per la presenza di significative fonti di energia rinnovabile da poter sfruttare al di fuori della fonte idrica. Quest'ultima è già diffusamente sfruttata nella zona delle dolomiti bellunesi e della Carnia, rendendo di fatto minime le possibilità che vengano realizzati nuovi impianti idroelettrici nella zona. Questa è una zona geografica in cui il vento è presente con forti irregolarità per quanto riguarda la direzione e l'intensità con cui soffia, rendendolo non idoneo per alimentare un parco eolico. Lo sfruttamento delle biomasse è di uso puntuale, e comunque non nelle immediate vicinanze degli stabilimenti del cliente. Oltre al fattore geografico, esso non può essere preso in considerazione per soddisfare una richiesta energetica di queste dimensioni, al contrario dei piccoli contesti rurali in cui è inserita e nei quali gioca un ruolo chiave nella produzione energetica da fonte rinnovabile.

La maggior parte degli stabilimenti produttivi afferenti al cliente industriale, tuttavia, è situato nella bassa pianura friulana, una zona geografica che presenta buoni livelli di radiazione solare ed un terreno per lo più pianeggiante, poco urbanizzato ed a forte vocazione agricola nel suo complesso. In presenza di nebbia, la radiazione solare viene schermata da tale massa umida, la quale, proporzionalmente alla sua densità, riduce le ore di luce diretta che il terreno riceve. L'area della pianura friulana presenta mediamente una trentina di giorni di nebbia ogni anno a fronte di un'umidità media annua di circa il 70%, in accordo con i dati rilevati dalla stazione meteo di Udine - Rivolto. In queste condizioni meteorologiche si riescono ad ottenere in media su base annua circa 1200 ore di esposizione alla radiazione solare. Chiaramente la produzione specifica di un singolo kW_p installato dipenderà dalla tecnologia impiegata e dalla sua disposizione ed orientazione. Tuttavia è possibile affermare che un impianto fotovoltaico "utility-scale" a struttura fissa, sito nella pianura friulana e rispettante dei criteri di buona progettazione possa restituire un intorno di 1200 kWh/kW_p su base annua.

Riprendendo quanto detto nel capitolo 2, il fatto di aumentare la capacità di generazione di energia elettrica all'interno del mercato zonale contribuirà in futuro alla diminuzione del prezzo dell'energia nella zona geografica interessata, soddisfando una porzione della domanda elettrica locale ed al tempo stesso favorendo la decongestione delle linee di trasmissione dell'energia da una zona di mercato all'altra. Con queste premesse, è facile intuire il beneficio che la costruzione di impianti fotovoltaici in Friuli – Venezia Giulia apporta al sistema elettrico di trasporto ma anche al tessuto produttivo delle

zone limitrofe, storicamente molto sviluppato e che necessita di grandi quantità di energia elettrica per funzionare correttamente e dunque generare valore per il territorio.

Se ne evince che l'uso della tecnologia fotovoltaica possa essere la risposta al problema di approvvigionamento di energia elettrica da fonte rinnovabile in questa specifica zona d'Italia.

5.2 – OPPORTUNITÀ DEL PROGETTO ATTUALE

Vista la situazione sulla disponibilità di energia da fonte rinnovabile a livello locale, viene naturale affermare che la possibilità di siglare un accordo con gli impianti fotovoltaici oggetto di questa tesi sia da cogliere con determinazione; nei capitoli successivi verrà poi valutato l'accoppiamento dei singoli impianti a confronto con la curva di consumo dell'anno medio virtuale. La possibilità di generare elettricità tramite tecnologia fotovoltaica pressoché ovunque è sicuramente molto allettante per i produttori, in particolar modo se si riuscisse a minimizzare la distanza tra il punto di produzione dell'energia e il punto in cui essa viene consumata. Per quanto idealmente questa assunzione possa essere semplificativa, va tenuta in considerazione l'attuale legislazione sia a livello nazionale che locale, la quale è molto stringente causando notevoli difficoltà al progettista che avvia il processo autorizzativo dell'impianto fotovoltaico. Le principali obiezioni sono spesso relative alla posizione geografica, in termini di posizione fisica dell'impianto rispetto a vincoli naturali e paesaggistici molto severi, i quali sono numerosi e ben diffusi nella suddetta zona d'interesse e che fortunatamente evitano la costruzione indiscriminata di parchi solari in qualsivoglia classe di identificazione del terreno. Ecco che avere la possibilità di ottenere un diritto esclusivo d'uso su impianti fotovoltaici già approvati e di prossima costruzione, caratterizzati da una marcata vicinanza geografica ai propri POD ed aventi un output nello stesso ordine di grandezza dei consumi elettrici finali del cliente industriale, rappresenta una grande opportunità dal punto di vista dell'azienda che andrebbe a firmare questo contratto. Ciò non vuol dire che se, come si vedrà nel dettaglio in seguito, il contratto PPA finora discusso non dovesse essere vantaggioso dal punto di vista dell'esposizione al mercato, esso vada firmato ugualmente. Al contrario, si vuole dimostrare che, individuata la formula contrattuale e la fonte di energia rinnovabile con i quali applicare questo percorso di transizione energetica, è possibile progettare un impianto fotovoltaico ad hoc che minimizzi l'esposizione al mercato dell'azienda committente. L'eventuale utilizzo di un accumulo opportunamente dimensionato potrà poi ridurre ulteriormente l'esposizione complessiva del cliente industriale. Questa analisi verrà elaborata nel capitolo 10.

6 – FUNZIONAMENTO DELL'IMPIANTO FOTOVOLTAICO

6.1 – PRINCIPIO DI FUNZIONAMENTO

Un impianto fotovoltaico è un impianto di produzione di energia elettrica mediante conversione diretta della radiazione solare, tramite l'effetto fotovoltaico; esso è composto principalmente: da un insieme di moduli fotovoltaici (generatore fotovoltaico), nel seguito denominati anche moduli, collegati in serie/parallelo; da uno o più gruppi di conversione della corrente continua in corrente alternata; da altri componenti elettrici minori; ogni singolo impianto fotovoltaico è caratterizzato da un unico punto di connessione alla rete elettrica.

- Gazzetta ufficiale serie generale n.51 del 1-3-2012 allegato C7 –

I generatori fotovoltaici, che producono corrente elettrica per mezzo dell'effetto fotoelettrico, sono i primi elementi della struttura elettrica. Sono collegati in serie per formare una stringa, la cui tensione è la somma delle differenze di potenziale di tutti i moduli che la compongono. Questa tensione deve essere compresa tra la tensione di avviamento dell'inverter e la sua massima tensione ammissibile in ingresso. Per dimensionare correttamente la stringa in relazione all'inverter scelto, si utilizza una formula specifica che tiene conto del numero massimo di moduli utilizzabili in serie nella stringa, della tensione massima d'ingresso dell'inverter e della tensione che il singolo modulo raggiunge a una temperatura esterna di -10°C in condizioni di circuito aperto dal momento che la tensione nel modulo aumenta al diminuire della temperatura. Per un corretto dimensionamento della stringa in relazione all'inverter scelto, si ricorre alla formula

$$n_{Max} = \frac{V_{Max\ inverter}}{V_{-10°C\ modulo}}$$

in cui n_{Max} è il numero massimo di moduli utilizzabili in serie nella stringa, $V_{Max\ inverter}$ è la tensione massima d'ingresso dell'inverter indicata dal costruttore e $V_{-10°C\ modulo}$ è la tensione che il singolo modulo raggiunge ad una temperatura esterna di -10°C ed in condizioni di circuito aperto, cioè la situazione in cui la differenza di potenziale è massima.

Dopo aver stabilito il numero massimo di moduli da collegare in serie e conoscendo dalla scheda tecnica dell'inverter la massima corrente ammessa in ingresso, ne discende il numero massimo di stringhe che il singolo inverter può accettare in input. Ricordando che la corrente prodotta dalla

singola stringa è determinata dalla corrente generata dal singolo modulo, il dimensionamento del numero di stringhe deriva dall'espressione

$$n_{Max} = \frac{I_{Max\ inverter}}{I_{Stringa}}$$

in cui n_{Max} è il numero massimo di stringhe in parallelo che il singolo inverter può ricevere, $I_{Max\ inverter}$ è la corrente massima d'ingresso dell'inverter indicata dal costruttore e $I_{stringa}$ è la corrente elettrica che il singolo modulo produce in condizioni di cortocircuito, ovvero la condizione in cui questo valore sarà massimo. Ancor prima di dimensionare le stringhe ed il loro numero per inverter, bisogna scegliere la potenza dell'inverter in funzione della potenza che si intende installare nel nuovo impianto. Nella scheda tecnica è indicato dal produttore il relativo coefficiente di conversione della potenza, che varia tra il 100% ed il 150% della potenza nominale dell'impianto. Nella realtà dei fatti, questo dato si attesta mediamente intorno a 1,3, il che consente all'inverter di operare in condizioni standard dal momento che ombreggiamenti, orientazione azimutale dei generatori e la loro inclinazione di Tilt sono parametri che influiscono direttamente sulla potenza in ingresso sul lato CC, in virtù del fatto che in impianti ottimizzati, dove la filosofia è quella di rendere la produzione energetica efficace piuttosto che efficiente, non verrà mai prodotta la massima potenza ricavabile.

I cavi delle connessioni in AC così come quelli in CC sono dimensionati per ridurre le perdite ohmiche dei conduttori. Dall'inverter, la corrente alternata giunge alla cabina di trasformazione, nella quale uno o più trasformatori elevano la tensione da 400 V o 800 V, a seconda delle tecnologie dell'inverter, fino alla tensione di esercizio della rete che tipicamente risulta essere di 20 kV. Parlando di cabina, s'intende un manufatto a struttura modulare, sia in muratura costruito in loco che prefabbricato, il quale ha la funzione di proteggere dagli agenti atmosferici tutta la componentistica elettrica dell'impianto che risulta essere più delicata, come trasformatori, quadri elettrici di varia natura e dimensione, nonché in alcuni casi gli stessi inverter. La cabina deve soddisfare dei requisiti tecnici, sia costruttivi che relativi alla componentistica elettrica ed elettronica richiesti dall'ente distributore. Le dimensioni sono determinate in base a indicazioni tecniche fornite dal gestore di rete. Cabine di consegna tradizionali prevedono un'altezza dal suolo di 3 m circa, con una pianta che occupa dai 12 ai 30 m^2. La cabina poi si distingue, seguendo il flusso in uscita di corrente elettrica, in locale utente, locale misure e locale distributore. Quest'ultimo, chiamato anche cabina di consegna del distributore, rappresenta il confine fisico tra l'impianto e la rete del distributore. Al suo interno sono installati unicamente i componenti di protezione in MT del gestore di rete che eserciscono il servizio di connessione all'impianto di produzione. Nel locale misure viene letta la potenza rilevata sul confine di rete che viene realmente ceduta alla rete nazionale, al netto di tutte le perdite subite a monte di

questo punto. Quando in seguito si introdurranno i valori di energia prodotta seconda la simulazione degli impianti, va intesa come misurata in questo preciso punto dell'impianto fotovoltaico. Nella cabina di consegna dell'utente invece, di proprietà del gestore del parco solare, sarà posizionato il numero congruo di trasformatori per elevare la tensione di output degli inverter alla tensione di rete a cui il parco solare si connette. Entrambi i parchi solari che verranno di seguito descritti rispettano quanto detto finora, ovvero sono entrambi progettati con la stessa filosofia costruttiva e si differenziano principalmente per la forma del layout e per la potenza di immissione alla rete MT. Si tenga a mente che i seguenti impianti sono ubicati nella stessa località, a circa 10 km dal più vicino stabilimento del committente dello studio e la loro separazione è marcata dalla presenza di una strada di campagna che si interpone tra i due siti.

6.2 – PARCO SOLARE REALE ALPHA

Il parco solare Alpha verrà realizzato su una superficie di 16,4 ettari, approssimabili ad un terreno perfettamente pianeggiante. Questo impianto è stato progettato tenendo in considerazione il fatto che l'ente distributore ha concesso una connessione cosiddetta "a lotti". Ciò significa che ad un unico parco fotovoltaico fanno riferimento più punti di immissione alla rete, ognuno dei quali è dotato di un proprio contatore così come le altre strumentazioni elettriche ed elettroniche; nel caso specifico si parla di 2 lotti con altrettanti punti di immissione per una potenza complessiva di allaccio alla rete pari a 14,5 MVA a fronte di 19,68 MW_p installati. Stando alla definizione appena vista, si tratta di un parco fotovoltaico suddiviso in due impianti fotovoltaici indipendenti. In futuro si prevede di richiedere un aumento della potenza di immissione, ma il presente studio deve essere fatto sullo stato attuale del progetto, quindi nel calcolo energetico è stato previsto un taglio della potenza a 14,5 MVA in fase di fornitura alla rete. Nonostante questa difficoltà, il dimensionamento è stato pensato con una potenza degli inverter pari a 18,5 MVA, in modo tale da prevedere già in fase progettuale la futura espansione evitando di dover rimettere mano al progetto in una fase successiva. Il fatto di avere un unico impianto diviso in due lotti distinti implica anche la ricerca di un grado di simmetria elettrotecnica da poter applicare, dal livello di stringa fino al trasformatore. Per questo motivo, i due lotti sono perfettamente identici dal punto di vista elettrotecnico e dunque è corretto affermare che il parco fotovoltaico è suddivisibile in due metà perfette, corrispondenti ai lotti stessi. Scendendo nel dettaglio della progettazione, ogni lotto è composto da 6 cabine di trasformazione da 1600 kVA, in cui ad una sola afferiscono 7 inverter da 250 kW, mentre alle altre afferiscono 6 inverter da 250 kW, in modo da avere, per ogni lotto, 9.250 MVA di potenza nominale degli inverter. I generatori fotovoltaici scelti sono monofacciali in silicio monocristallino da 580 W_p, aventi un rendimento del

22,65% e dimensioni 2278x1134x35 mm. La disposizione degli stessi è basata su strutture di supporto di tipo fisso orientate verso Sud, conferendo ai generatori un angolo di Azimuth pari a 0° ed uno di Tilt pari a 15°. Ogni schiera di moduli è distanziata da quelle adiacenti di 2,8 m. Questa distanza viene definita "*inner space*" ed è utilizzata, tra le altre cose, per consentire il passaggio di un mezzo da lavoro sia in fase di costruzione che di manutenzione nelle fasi successive. Una volta costruita dettagliatamente la simulazione all'interno del software PVSyst, si è ottenuta una produzione specifica per il parco solare Alpha pari a 1216 kWh/kW$_p$ la quale porta ad immettere in rete in un anno medio 23,93 GWh/anno considerando entrambi i lotti di connessione. Tale valore di produzione energetica è una stima media di quello che sarà l'output nell'arco dei 30 anni in cui si suppone operi questo impianto fotovoltaico a lotti. Non sarà dunque necessario ridurre gradualmente l'output in previsione di una progressiva degradazione dei generatori fotovoltaici dal momento che questo aspetto è già stato incluso all'interno della simulazione in modo preciso indicando i valori di efficienza dei moduli che garantisce il costruttore.

<u>Dati di sintesi dell'impianto Alpha:</u>

Dati struttura fotovoltaica

P_{modulo} = 580 W_p

Dimensione moduli = 2278x1134x35 mm

Struttura layout = 3 portrait

Azimuth = 0°

Tilt = 15°

Inner space = 2,8 m

Dati elettrotecnici d'impianto

P_{CC} = 19,68 MW_p

33.930 moduli da 580 W_p

$P_{AC\ inverter}$ = 18,5 MVA

74 inverter da 250 kW_{AC}

$P_{AC\ trasformazione}$ = 19,2 MVA

12 trasformatori da 1600 kVA

Dati di produzione energetica d'impianto

Produzione specifica = 1216 kWh/kW_p

Energia prodotta = 23,93 GWh/anno*

*al netto delle perdite di sistema e misurata a valle della cabina di consegna utente.

6.3 – PARCO SOLARE REALE BETA

Il parco solare Beta verrà realizzato su una superficie di 15,6 ettari, approssimabili anch'essi ad un terreno perfettamente pianeggiante. Rispetto al parco solare Alpha, è situato leggermente a Nord - Est. Quanto già detto per l'impianto precedente è perfettamente valido anche in questo caso. La differenza principale è che in questa situazione la potenza in immissione alla rete MT non è limitata per motivi autorizzativi, tant'è che essa sarà fin da subito pari a 11,25 MVA per ciascuno dei due lotti, per un totale di 22,5 MVA a fronte di una potenza dei generatori pari a 20,18 MW_p. Scendendo nel dettaglio della progettazione, ogni lotto è composto da cinque cabine di trasformazione da 2000 kVA, alle quali afferiscono 7 inverter da 250 kW_{AC}. Il rapporto tra potenza di picco e potenza nominale degli inverter risulta così essere pari a 1,15. I generatori fotovoltaici scelti sono i medesimi del sito precedente, ovvero monofacciali in silicio monocristallino da 580 W_p, aventi un rendimento del 22,65% e dimensioni 2278x1134x35 mm. La disposizione degli stessi è basata su strutture di supporto di tipo fisso orientate verso Sud, conferendo ai generatori un angolo di Azimuth pari a 0° e uno di Tilt pari a 15°. Ogni schiera di moduli è distanziata da quelle adiacenti di 2,5 m. Si è ottenuta una produzione specifica per il parco solare Beta pari a 1203 kWh/kW_p la quale porta ad immettere in rete in un anno medio 24,28 GWh/anno considerando entrambi i lotti di connessione.

Per entrambi i parchi solari verranno impiegati lo stesso modello di generatore fotovoltaico nonché la stessa tipologia di inverter. Tale scelta porterà il costruttore a beneficiare in quota ancora maggiore sulle economie di scala dovute all'impiego di un altissimo numero di componenti. Si parla di 144 inverter e 68.730 generatori fotovoltaici del medesimo tipo.

<u>Dati di sintesi dell'impianto Beta:</u>

Dati struttura fotovoltaica

P_{modulo} = 580 W_p

Dimensione moduli = 2278x1134x35 mm

Struttura layout = 3 portrait

Azimuth = 0°

Tilt = 15°

Inner space = 2,5 m

Dati elettrotecnici d'impianto

P_{CC} = 20,18 MW_p

34.800 moduli da 580 W_p

$P_{AC\ inverter}$ = 17,5 MVA

70 inverter da 250 kW_{AC}

$P_{AC\ trasformazione}$ = 20 MVA

10 trasformatori da 2000 kVA

Dati di produzione energetica d'impianto

Produzione specifica = 1202 kWh/kW_p

Energia prodotta = 24,26 GWh/anno*

*al netto delle perdite di sistema e misurata a valle della cabina di consegna utente.

Per entrambi gli impianti Alpha e Beta, sono riportati i dati tecnici ad oggi (maggio 2024) comunicati dal costruttore. È possibile che in fase di realizzazione le scelte tecniche varino a seconda della disponibilità sul mercato dei materiali nel momento di effettiva costruzione. A titolo esemplificativo,

è possibile che i moduli fotovoltaici disponibili sul mercato non abbiano la potenza pensata in fase progettuale, e che dunque possano differire dalla potenza di progetto per non più del 3%. Lo stesso valore si rifletterebbe sulla potenza complessiva. È possibile che al momento dell'effettiva posa in opera i moduli disponibili sul mercato abbiano raggiunto un nuovo stato dell'arte, il che si traduce in efficienze migliori dei generatori fotovoltaici nonché maggiori potenze di picco installabili a parità di superficie impegnata.

7 – ANALISI SCENARIO 1: PPA CON PARCO FOTOVOLTAICO ALPHA

7.1 – VALUTAZIONE DELL'AUTOCONSUMO

Un contratto PPA è di tipo "pay as produced", ovvero l'acquirente è obbligato ad acquistare tutta l'energia che viene generata dal produttore, anche se questa risulta in eccesso rispetto al fabbisogno energetico dell'acquirente. Dal momento che, nel caso studio qui esaminato, la curva di produzione di energia elettrica non presenta lo stesso andamento di quella del fabbisogno elettrico, è lecito aspettarsi che una quota dell'energia prodotta verrà acquistata per obblighi contrattuali senza che ve ne sia un reale bisogno da parte del cliente industriale; ciò avverrà indicativamente nelle ore centrali della giornata, mentre nelle ore notturne si avranno dei consumi energetici non trascurabili che, ad oggi, dovranno necessariamente essere soddisfatti tramite contratto d'acquisto dell'energia elettrica dalla rete di distribuzione.

L'impianto Alpha è in grado di produrre 23,93 GWh/anno a fronte di una produzione specifica di 1216 kWh/kW$_p$. I consumi complessivi del cliente industriale riportati all'anno medio virtuale risultano essere 43,90 GWh/anno. Raffrontando la curva dei consumi con quella di produzione è possibile definire la quota di energia che viene generata contemporaneamente al suo prelievo nei siti produttivi. Graficamente parlando, l'area sottesa ad entrambe le curve ottenuta tramite la loro intersezione è la quota di energia che viene autoconsumata, cioè impiegata nello stesso momento in cui viene prodotta. Si individueranno poi altre due aree: quando la curva dei consumi è maggiore di quella della produzione, la quota di domanda elettrica mancante verrà soddisfatta tramite contratto d'acquisto dell'energia dalla rete; al contrario, quando la curva di produzione è maggiore del profilo dei consumi, si ha un'eccedenza di energia definita dalla differenza tra le due curve, la quale verrà venduta e immessa nella rete di distribuzione. Il confronto fra le curve è stato fatto prendendo come riferimento i dati orari di consumo e produzione dell'energia elettrica. Secondo questa analisi è stato possibile definire l'energia autoconsumata in 17,07 GWh/anno, sempre in riferimento ai consumi ricavati con lo strumento dell'anno medio virtuale. La quota di autoconsumo annuale risulta quindi essere pari al 38,9% del fabbisogno energetico. Tolta tale quota dal totale, rimangono ulteriori 26,83 GWh/anno che andranno acquistati direttamente dal mercato dell'energia. Dall'altro lato, però, vi è un esubero di 6,95 GWh/anno dalla produzione del parco fotovoltaico che non vengono consumati in

tempo reale dal cliente industriale e che, in mancanza di sistemi di stoccaggio energetici, dovranno obbligatoriamente essere ceduti alla rete elettrica pubblica.

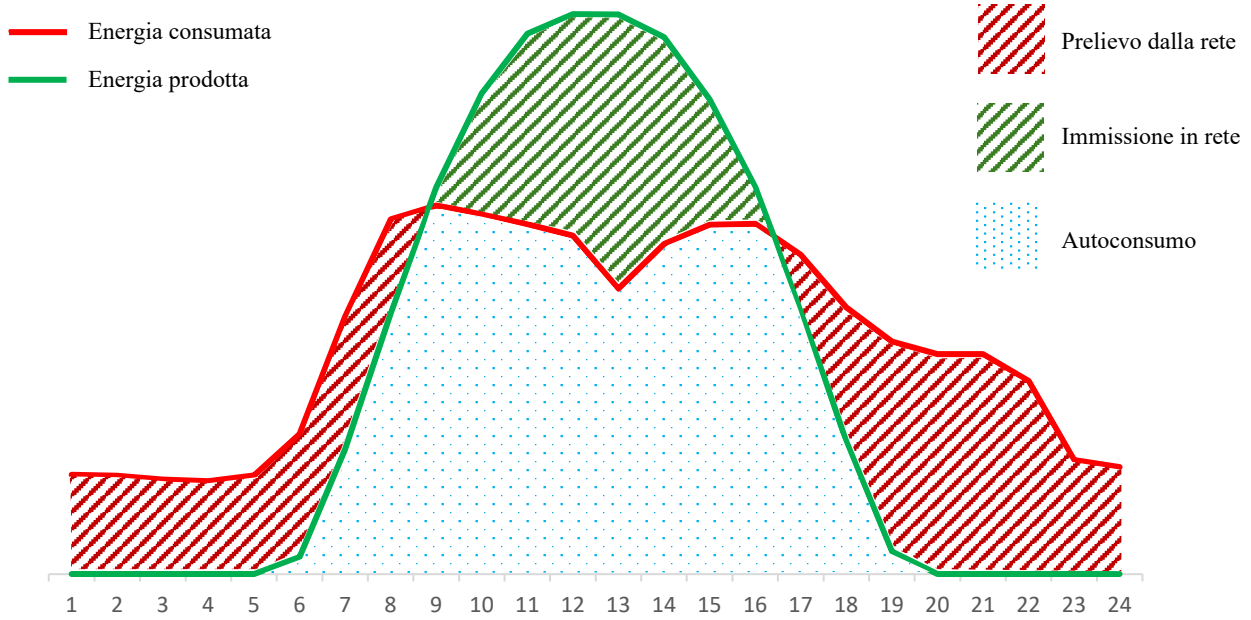

Fig. 7.1.1: andamento delle curve di consumo e produzione in una giornata tipo

Più in generale, se si considerassero i valori del giorno medio durante l'anno simulato, si troverebbe che il consumo medio giornaliero equivale a 0,120 GWh/giorno, valore molto simile al fabbisogno elettrico medio giornaliero per il mese di aprile pari a 0,119 GWh/giorno. Per quanto riguarda la produzione di energia elettrica, la quantità prodotta in media ogni giorno nell'arco dell'anno è pari a 0,066 GWh/giorno, che differisce dalla produzione media giornaliera del mese di marzo per pochi MWh (0,069 GWh/giorno), mentre per quanto riguarda lo stesso valore ma calcolato sul mese di aprile si ha una differenza di 0,011 GWh/giorno. Accoppiando le curve di produzione e consumo precedentemente descritte, è possibile anche delineare un andamento medio per quanto riguarda il loro legame. Il giorno medio nell'arco dell'anno indica un deficit energetico di 0,055 GWh/giorno. Osservando i singoli mesi di marzo e aprile, si nota come il bilancio energetico medio giornaliero risulti in deficit di 0,070 GWh/giorno e 0,042 GWh/giorno.

Facendo lo stesso ragionamento ma concentrandosi sui mesi di settembre, ottobre e novembre – che al pari dei mesi di marzo e aprile potrebbero teoricamente restituire valori medi rappresentativi dell'anno virtuale – si nota che c'è disallineamento tra i dati di consumi, produzione e bilancio energetico. Per quanto riguarda i volumi di elettricità consumata, nel periodo autunnale è il mese di ottobre che presenta la minor differenza rispetto al valor medio annuale con 0,122 GWh/giorno

(+0,002 GWh/giorno). Limitatamente alla produzione di energia da fonte fotovoltaica invece, il parco Alpha fornisce nel mese di settembre mediamente 0,070 GWh/giorno; nel mese di ottobre tale dato crolla a 0,046 GWh/giorno, a fronte di una produzione media durante l'anno di 0,066 GWh/giorno. In tutte e tre le tipologie di dato analizzato, risulta quindi evidente come, nel caso in cui si volesse definire un giorno rappresentativo dell'anno medio sia per quanto riguarda la produzione che per quanto concerne i consumi elettrici, bisogna ricercare nei mesi di marzo e/o aprile il giorno medio annuale.

	PRODUZIONE	DOMANDA	BILANCIO*
GEN	0,030	0,104	-0,073
FEB	0,050	0,138	-0,088
MAR	0,069	0,139	-0,070
APR	0,077	0,119	-0,042
MAG	0,095	0,129	-0,033
GIU	0,102	0,133	-0,031
LUG	0,103	0,135	-0,032
AGO	0,094	0,065	0,029
SET	0,070	0,137	-0,066
OTT	0,046	0,122	-0,076
NOV	0,027	0,126	-0,099
DIC	0,022	0,099	-0,077
ANNO	0,066	0,120	-0,055

Tab. 7.1.1: valori medi mensili in GWh/giorno di produzione e consumo energetico

*Il bilancio risulta negativo quando il consumo è maggiore della produzione su base giornaliera, come già indicato nei capitoli precedenti.

Va sempre tenuto a mente che per quanto accurata possa essere l'analisi, si tratta sempre di valori statistici che rappresentano uno scenario verosimile, ma non necessariamente reale. Tuttavia, è possibile affermare che la valutazione sulle curve di consumo e produzione elettrica dev'essere ritenuta attendibile in quanto PVSyst basa le sue simulazioni su un archivio di dati meteorologici reali raccolti su oltre 20 anni, mentre sul lato dei consumi non si è valutato un unico anno solare, ma si sono utilizzati i dati di più anni consecutivi opportunamente elaborati.

7.2 – ESPOSIZIONE AL MERCATO

Analizzati consumi e produzione di energia elettrica, è ora possibile andare ad individuare l'esposizione al mercato del cliente industriale nel caso in cui si siglasse un contratto PPA con il solo

parco fotovoltaico Alpha. Nel caso di esposizione al mercato per volumi, viene considerata la quota di energia che viene scambiata – acquistata o venduta – sul mercato, ovvero scambiata con la rete di distribuzione. Definite tali quote, è possibile assegnare un valore economico a ciascuna delle unità scambiate; in questo modo si attribuisce un valore economico al rischio, il quale deve essere il minore possibile. La minimizzazione dell'esposizione al mercato e dunque del rischio economico è proprio l'obiettivo dichiarato fin dal principio di questa tesi.

Come indicato nel paragrafo precedente, l'energia autoconsumata in questo primo scenario è pari a 17,07 GWh/anno a fronte di 43,90 GWh/anno di fabbisogno di energia elettrica, valore che rappresenta di fatto un'esposizione al mercato del 100%. In questo caso la differenza tra fabbisogno e quota di autoconsumo è l'esposizione al mercato relativa ai consumi elettrici; la differenza ammonta a 26,83 GWh/anno. A questo valore vanno però aggiunti i volumi ceduti attraverso la rete, ovvero la produzione di energia in esubero rispetto all'autoconsumo, cioè 6,95 GWh/anno. L'esposizione totale al mercato in termini di volumi risulta dunque di 33,78 GWh/anno. Se rapportato al valore iniziale di 43,90 GWh/anno, il rischio in termini di volumi scambiati viene ridotto del 23,1%.

In tabella è riportata la suddivisione in fasce orarie dei volumi interessati in GWh/anno:

ESPOSIZIONE	F1+F2	F3	TOTALE
PRODUZIONE	6,43	0,52	6,95
CONSUMO	17,05	9,78	26,83
TOTALE	23,48	10,30	33,78

Tab. 7.2.1: suddivisione dei volumi in GWh/anno

L'obiettivo rimane quello della minimizzazione dell'esposizione al mercato in termini economici attraverso la minimizzazione della formula:

$$Esposizione_{tot} = Esposizione_{F1+F2} + Esposizione_{F3} \quad \textbf{[2]}$$

Costituita da:

$$Esposizione_{F1+F2} = Vol_{acquisto_{F1+F2}}(p_{max_{F1+F2}} - P_{PPA}) + \rho_{F1+F2} Vol_{vendita_{F1+F2}} \quad \textbf{[3]}$$

$$Esposizione_{F3} = Vol_{acquisto_{F3}}(p_{max_{F3}} - P_{PPA}) + \rho_{F3} Vol_{vendita_{F3}} \quad \textbf{[4]}$$

In cui:

- $\rho_{\boldsymbol{Fx}} = |\min\{(p_{min_{Fx}} - P_{PPA}); 0\}|$;

- $Vol_{acquisto_{Fx}}$ rappresenta la quota del fabbisogno energetico che viene coperta dai prelievi dalla rete di distribuzione nella fascia indicata;
- $Vol_{vendita_{Fx}}$ rappresenta la quota di energia elettrica venduta attraverso la rete di distribuzione nella fascia indicata;
- P_{PPA} è il prezzo di acquisto dell'energia che viene concordato tra le parti che si impegnano a firmare il contratto PPA;
- $p_{max_{Fx}}$ è il massimo prezzo da cui ci si vuole proteggere per l'acquisto dell'energia elettrica dalla rete nella fascia indicata;
- $p_{min_{Fx}}$ è il prezzo che si assume come minimo per la vendita dell'energia elettrica alla rete nella fascia indicata.

Riprendendo le supposizioni avanzate nel quarto capitolo, è fissato il prezzo minimo di vendita dell'energia elettrica alla rete a 0 €/MWh, il prezzo massimo di acquisto è dato dal 90° percentile sulla serie storica 2018-2024 del prezzo zonale Nord, dalla quale sono ricavati sia il prezzo per la F3 pari a 223,81 €/MWh che per la fascia oraria fittizia "F1+F2" in cui si ha un prezzo di 269,79 €/MWh. P_{PPA} è considerato come dato in input, ovvero il prezzo con cui il cliente industriale vuole siglare l'accordo PPA; è sua volontà fissarlo a 80 €/MWh, considerando solo la spesa per la materia prima al netto delle GO.

Andando dunque a sostituire tali indicatori di prezzo ed i volumi riportati nella *Tab. 7.2.1* nelle formule **[3]** e **[4]**, è possibile ricavarsi i valori di esposizione al mercato suddivisi per fascia oraria di consumo. L'attenzione però deve focalizzarsi sulla minimizzazione della loro somma, la quale rappresenta l'esposizione al mercato complessiva per quanto riguarda l'approvvigionamento di energia elettrica del cliente industriale. Così facendo si ricava un'esposizione al mercato per 5.198.350 €/anno.

La condizione iniziale, ovvero il costo necessario per l'acquisto di 43,90 GWh interamente dalla rete di distribuzione ammontava a 11.335.450 €/anno, dato dal fatto che i volumi venduti sono nulli. Questo importo rappresenta il 100% dell'esposizione al mercato possibile.

Con queste assunzioni, è possibile affermare che l'esposizione al rischio è diminuita del 54,6 %, mentre per i soli volumi essa è stata ridotta del 23,1 %.

Da questa prima ipotesi di scenario ci si rende immediatamente conto di quanto sia migliorativa la sottoscrizione di un contratto PPA rispetto allo stato attuale, anche con un singolo parco fotovoltaico di quelli proposti.

7.3 – PARZIALIZZAZIONE DELLA PRODUZIONE

Finora è stato analizzato lo scenario in cui veniva acquistata la totalità della produzione elettrica del parco fotovoltaico. Tuttavia, in un contratto PPA è possibile acquistare anche solo una frazione dell'energia elettrica prodotta dal parco. Se ad esempio si volesse acquistare il 30% della produzione del parco fotovoltaico Alpha, si otterrebbe, su base giornaliera, il 30% della curva di produzione vista in *Fig. 7.1.1* dal momento che il contratto di vendita dell'energia non perde la sua caratteristica di "pay as produced", ovvero che l'energia elettrica fornita sarà proporzionale all'output totale.

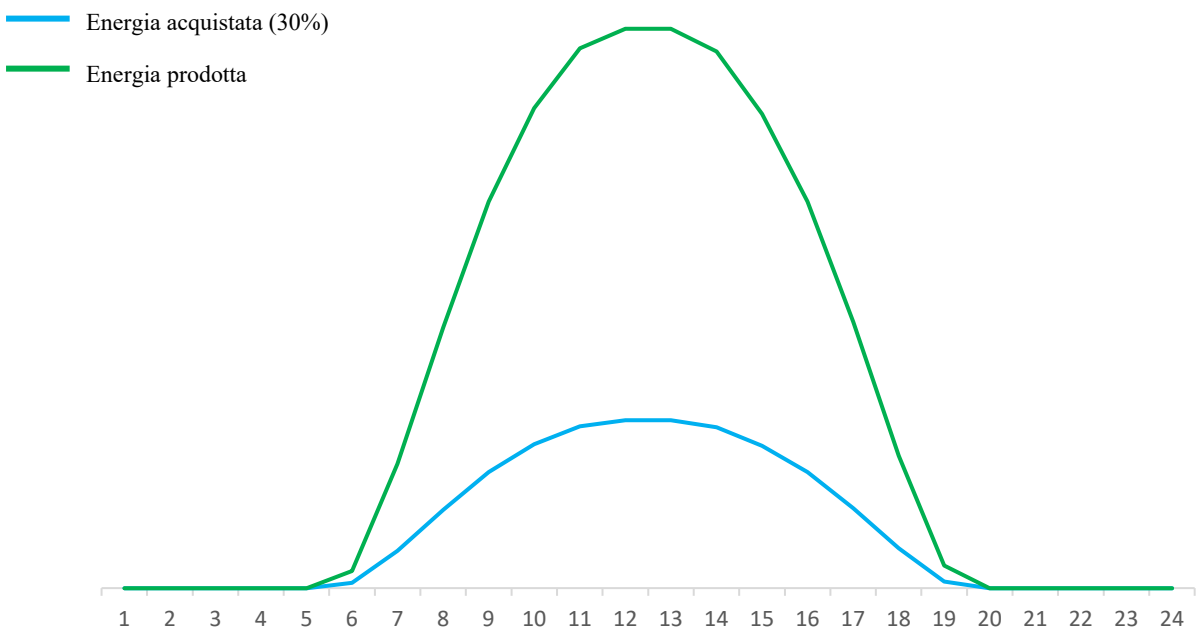

Fig. 7.3.1: esempio di parzializzazione al 30% dell'output acquistato su base giornaliera

Secondo questo principio, si è andati a cercare la frazione di output che minimizzasse l'esposizione al mercato. Si è notato come la quota che minimizzasse i volumi scambiati non fosse la quota che minimizzasse l'esposizione in termini economici. Questo è dovuto al fatto che il delta di prezzo considerato per i volumi acquistati è molto maggiore rispetto alla controparte utilizzata per i volumi di vendita, mentre considerando i volumi scambiati essi hanno la stessa importanza indipendentemente dal fatto che essi siano di vendita o di acquisto. Nello specifico del caso studiato,

presi $P_{PPA} = 80$ €/MWh, $p_{min_{Fx}} = 0$ €/MWh, $p_{max_{F1+F2}} = 269{,}79$ €/MWh ed infine $p_{max_{F3}} = 223{,}81$ €/MWh, risulta che il valore attribuito alle unità vendute sia sempre 80 €/MWh, mentre per le unità acquistate il valore varia da 189,79 €/MWh a 143,81 €/MWh a seconda della fascia oraria di scambio. Il calcolo è stato svolto in modo iterativo con un incremento progressivo della quota d'energia acquistata; nei grafici seguenti si osservi come l'andamento dell'esposizione per volumi differisce in modo significativo dall'andamento dell'esposizione per termini economici.

Per quanto concerne i volumi, il punto di minimo si ottiene a 33,10 GWh/anno, raggiungibile acquistando l'80% della produzione di energia elettrica del parco solare Alpha.

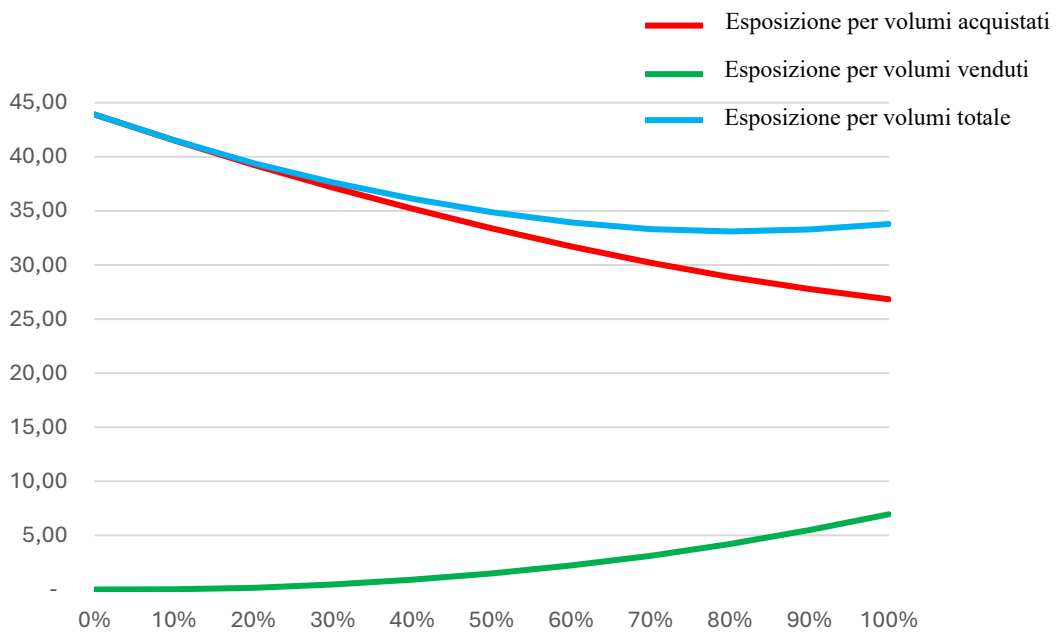

Fig. 7.3.2: andamento dell'esposizione al mercato in GWh/anno in funzione della parzializzazione dell'output

Sul lato economico l'andamento è ben diverso: il minimo, ovvero 5.198.350 €/anno, lo si ottiene acquistando il 100% della produzione del parco solare Alpha, nonostante in termini di volumi si rimanga esposti al mercato in quantità maggiori.

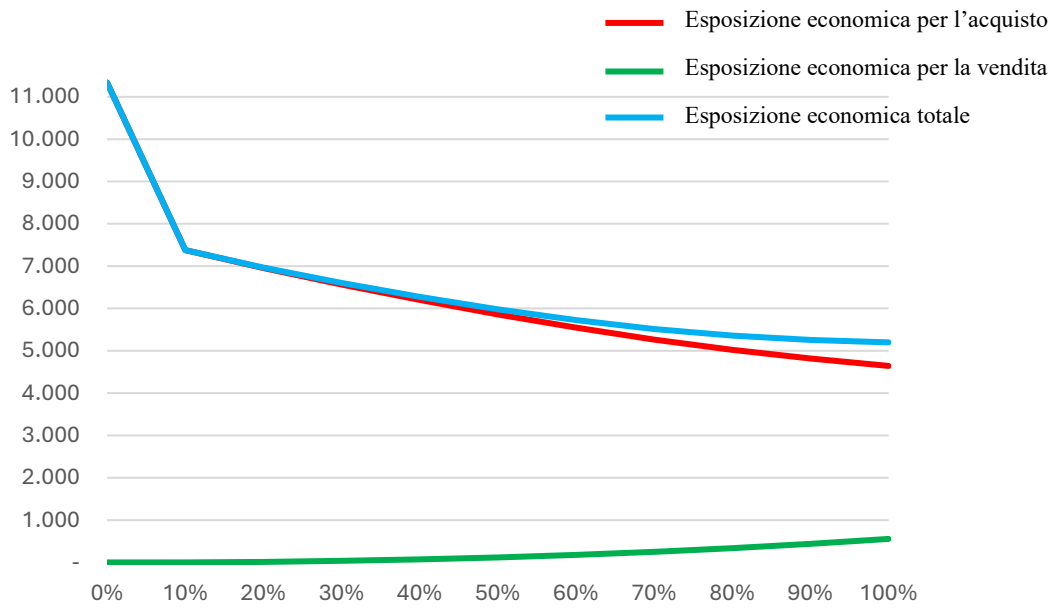

Fig. 7.3.3: andamento dell'esposizione al mercato in k€/anno in funzione della parzializzazione dell'output

Ecco che, considerando il diverso valore economico attribuito alle unità di energia scambiate, avere un'eccedenza di energia non sfruttata in regime di autoconsumo pesa non più del 56% di una stessa unità di energia elettrica che però deve essere acquistata dalla rete pubblica. Ne segue quindi che a livello economico, visto il differenziale di valore tra le due diverse tipologie di volumi d'energia elettrica, è meno penalizzante avere un eccesso di energia da vendere alla rete di distribuzione anziché prelevare dalla rete lo stesso quantitativo di energia.

Si tenga comunque conto che l'analisi qui svolta è indicativa della sola esposizione al mercato, non della spesa totale annua per l'approvvigionamento dell'energia elettrica. Per ottenere tale indicatore si dovrebbe sommare il valore fin qui ottenuto di esposizione economica al mercato alla spesa per l'acquisto di tutta l'energia ottenuta attraverso il contratto PPA. Riferendosi alla migliore ottimizzazione dello scenario, ovvero l'acquisto del 100% dell'output del parco solare Alpha, si parla di 80 €/MWh da moltiplicare per 23,93 GWh/anno. Sommando quindi 1.914.400 € dell'energia elettrica autoconsumata all'esposizione al mercato pari a 5.198.350 €, si ottiene che la spesa annua per il soddisfacimento della domanda elettrica del cliente industriale ammonta a 7.112.750 €.

8 – ANALISI SCENARIO 2: PPA CON PARCO FOTOVOLTAICO BETA

8.1 – VALUTAZIONE DELL'AUTOCONSUMO

Al pari del parco fotovoltaico Alpha, quello Beta verrà analizzato sotto gli stessi aspetti e con gli stessi parametri già usati al capitolo precedente. Il parco fotovoltaico Beta è in grado di produrre 24,26 GWh/anno a fronte di una produzione specifica di 1202 kWh/kW_p. La principale causa della differenza tra le due produzioni specifiche è da imputare all'inner space dei due sistemi: una differenza di 0,3 m, ovvero tra i 2,8 m del caso Alpha e i 2,5 m del caso Beta, comporta una differenza di circa 14 kWh/ kW_p annui.

Utilizzando sempre lo stesso principio di confronto tra le curve di consumo e produzione, è stato possibile definire l'energia autoconsumata in 16,83 GWh/anno, sempre in riferimento ai consumi ricavati con lo strumento dell'anno medio virtuale. La quota di autoconsumo annuale risulta quindi essere pari al 38,4% del fabbisogno di energia elettrica annuale che è sempre pari a 43,90 GWh/anno. Tolta tale quota, rimangono ulteriori 27,07 GWh/anno che andranno acquistati direttamente dal mercato dell'energia. Anche in questa situazione vi è un esubero della produzione dell'impianto fotovoltaico di 7,51 GWh/anno che non vengono consumati in tempo reale e che, in mancanza di sistemi di stoccaggio energetici, dovranno obbligatoriamente essere ceduti alla rete elettrica pubblica con le stesse modalità dello scenario precedente.

Andando ad osservare più in dettaglio i valori di scambio di energia elettrica giornalieri, non vi sono significative differenze con quanto appurato al capitolo precedente. Confrontando la produzione di energia elettrica da fonte solare della *Tab 8.1.1* con quella della *Tab 7.1.1*, le differenze si riducono a pochi MWh all'interno del giorno medio per ogni mese; la produzione media giornaliera su base annuale non risente di tali differenze, tant'è che essa rimane invariata a 0,066 GWh/giorno. Neanche i consumi, ovviamente, variano dal momento che il profilo di consumo considerato è il medesimo per entrambi i casi. Ne segue che anche il bilancio energetico giornaliero risulta assimilabile al caso precedente. Nel dettaglio, nel giorno medio durante l'anno, la configurazione comprendente il solo parco solare Beta indica un deficit di energia elettrica pari a 0,054 GWh/giorno, in diminuzione di 0,001 GWh/giorno rispetto al caso precedente. Apparentemente sembra un valore trascurabile, ma se tradotto su 365 giorni costituisce esattamente la differenza di produzione di energia elettrica tra il parco fotovoltaico Alpha e quello Beta.

Si noti comunque come in entrambi gli scenari l'unico mese con bilancio energetico positivo risulti agosto, in cui la produzione fotovoltaica è vicina al suo massimo, mentre i consumi elettrici dettati

dalla produzione industriale sono ai loro minimi visti i numerosi giorni di ferie degli operatori e la conseguente chiusura degli stabilimenti produttivi.

	PRODUZIONE	DOMANDA	BILANCIO*
GEN	0,030	0,104	-0,074
FEB	0,048	0,138	-0,090
MAR	0,070	0,139	-0,068
APR	0,079	0,119	-0,040
MAG	0,097	0,129	-0,032
GIU	0,104	0,133	-0,030
LUG	0,105	0,135	-0,030
AGO	0,097	0,065	0,032
SET	0,071	0,137	-0,065
OTT	0,047	0,122	-0,075
NOV	0,027	0,126	-0,099
DIC	0,021	0,099	-0,078
ANNO	0,066	0,120	-0,054

Tab. 8.1.1: valori medi mensili in GWh/giorno di produzione e consumo energetico

*Il bilancio risulta negativo quando il consumo è maggiore della produzione su base giornaliera, come già indicato nei capitoli precedenti.

8.2 – ESPOSIZIONE AL MERCATO

In termini di volumi, l'esposizione al mercato complessiva è pari a 34,58 GWh/anno. Come nel capitolo precedente, questa è data dalla somma dei volumi acquistati (27,07 GWh/anno) e venduti (7,51 GWh/anno) attraverso la rete elettrica di distribuzione, opportunamente ripartiti nelle fasce orarie considerate. Considerato il volume iniziale di 43,90 GWh/anno come il 100% dell'esposizione per volumi scambiati, l'esposizione al mercato in questo caso risulta del – 21,2%.

ESPOSIZIONE	F1+F2	F3	TOTALE
PRODUZIONE	6,95	0,56	7,51
CONSUMO	17,33	9,74	27,07
TOTALE	24,28	10,30	34,58

Tab. 8.2.1: suddivisione dei volumi in GWh/anno

La minimizzazione dell'esposizione avviene sempre attraverso la minimizzazione della formula **[2]**, nella quale andranno poi inseriti i volumi della *Tab. 8.2.1* e gli indicatori di prezzo già utilizzati per

la minimizzazione nello scenario considerante il solo impianto Alpha. Si ricorda che tali valori erano stati indicati come:

- $p_{min_{Fx}} = 0\ €/MWh$;
- $p_{max_{F1+F2}} = 269{,}79\ €/MWh$;
- $p_{max_{F3}} = 223{,}81\ €/MWh$;
- $P_{PPA} = 80\ €/MWh$.

Il risultato della **[2]** risulta dunque essere 5.290.350 €/anno, a fronte di una esposizione pre-analisi di 11.335.450 €/anno. L'esposizione ora risulta essere il 46,7% rispetto alla configurazione iniziale di solo acquisto dalla rete.

Nonostante la maggior produzione di energia elettrica, la configurazione con il solo parco fotovoltaico Beta risulta peggiore dello scenario precedente. Tale risultato è motivato dal fatto che la maggior produzione di energia elettrica in valore assoluto non migliora la quota di autoconsumo, bensì si è visto come questa nel caso attuale sia minore. Ciò implica una maggior quantità di energia venduta attraverso la rete e contemporaneamente una maggior quantità di GWh da dover acquistare per soddisfare il fabbisogno energetico. Un aumento complessivo dei volumi di energia scambiati attraverso la rete è il motivo di un aumento dell'esposizione al mercato sia per volumi che per valore economico.

8.3 – PARZIALIZZAZIONE DELLA PRODUZIONE

Come già visto nel capitolo precedente, assegnando valori economici differenti alle due tipologie di volumi di energia, l'esposizione al mercato in termini economici non segue necessariamente l'esposizione relativa ai soli volumi. In quest'ultimo caso il valore di minimo lo si raggiunge utilizzando il 76% dell'output del parco Beta, ovvero 33,58 GWh/anno di cui 4,09 GWh/anno sono i volumi di vendita, mentre i 29,49 GWh/anno mancanti sono quelli acquistati dalla rete di distribuzione. In questo caso ne segue che la quota di energia elettrica sfruttata in regime di autoconsumo risulta essere di 14,41 GWh/anno. Come detto in precedenza, utilizzando per intero tale parco fotovoltaico l'autoconsumo avveniva per 16,83 GWh/anno.

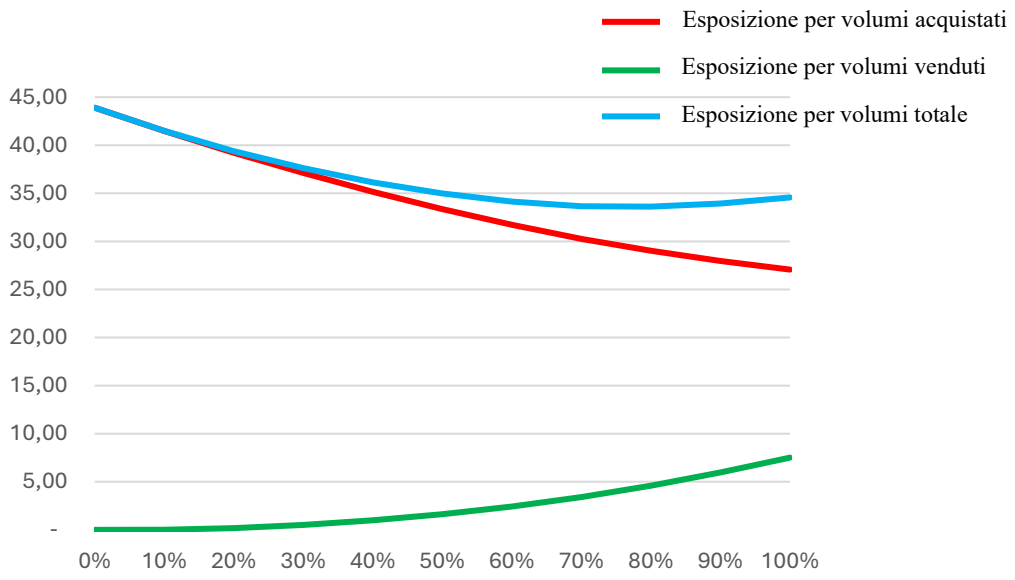

Fig. 8.3.1: andamento dell'esposizione al mercato in GWh/anno in funzione della parzializzazione dell'output

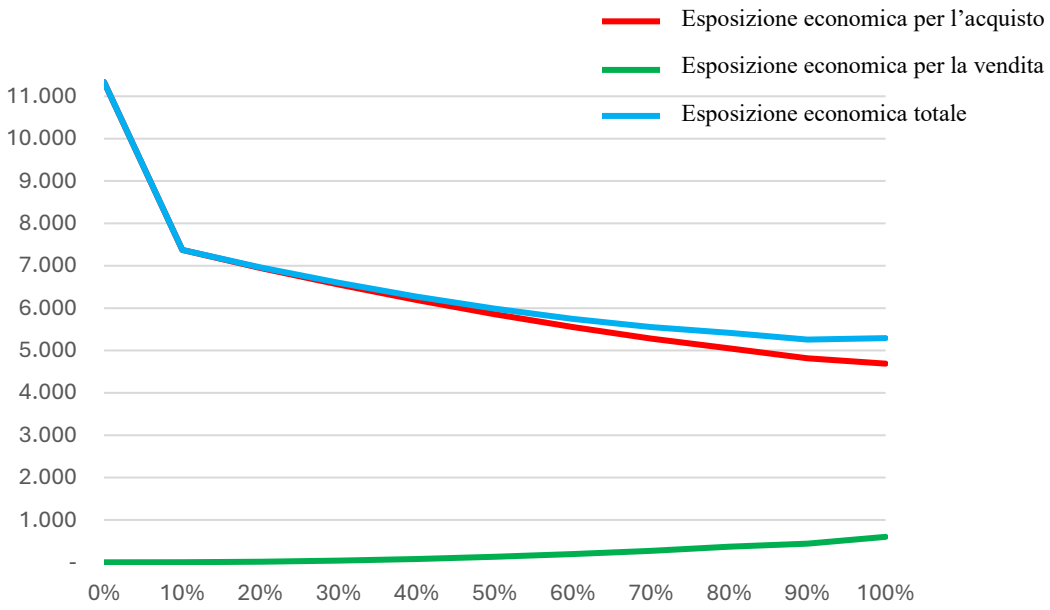

Fig. 8.3.2: andamento dell'esposizione al mercato in k€/anno in funzione della parzializzazione dell'output

L'andamento del grafico relativo all'esposizione economica al mercato per l'acquisto dell'output parzializzato del parco solare Beta è analogo a quello dello scenario precedente. Il risultato migliore lo si ottiene quando si decide di acquistare tramite contratto PPA l'intera produzione di energia elettrica del parco solare, ottenendo un'esposizione annua al mercato di 5.290.350 €, leggermente superiore ai 5.198.350 € ottenibili sfruttando il 100% di Alpha. La differenza va imputata per ovvie ragioni alla differenza di energia autoconsumata e all'esubero di energia elettrica complessiva che si dovrà cedere alla rete.

9 – ANALISI SCENARIO 3: PPA CON PARCHI FOTOVOLTAICI ALPHA E BETA

9.1 – CRITERIO DI SCELTA

È stato appurato come considerare un singolo impianto per volta nel contesto di un contratto PPA per il cliente industriale oggetto dello studio comporti una situazione migliorativa rispetto lo stato attuale. Le performance energetiche di entrambi i parchi fotovoltaici sono molto simili, pur presentando caratteristiche tecniche leggermente differenti, come la quantità di potenza installata e l'inner space tra le schiere di generatori fotovoltaici. Ne deriva anche il fatto che la quota di energia autoconsumata è simile nei due scenari considerati, rispettivamente 38,9% per l'impianto Alpha e 38,4% per quello Beta. Allo stesso modo l'esposizione totale verso il mercato in termini di volumi indica come nel primo caso la quantità di energia scambiata con la rete sia pari al 76,9% dei 43,90 GWh/anno iniziali, per l'impianto fotovoltaico Beta invece tale quota cresce sensibilmente a 78,8%.

Verranno ora analizzate le performance date dalla combinazione dei due impianti per la fornitura dell'energia elettrica all'acquirente. Si ribadisce ancora una volta come il contratto PPA oggetto dello studio sia un contratto di tipo "pay as produced", ovvero uno strumento che regola il prezzo di tutto ciò che viene prodotto dalla centrale elettrica. In questo modo sarà possibile combinare l'output di un impianto nella sua interezza ad una frazione – che verrà indicata di seguito – dell'energia generata nel secondo parco fotovoltaico, al fine di individuare la combinazione che consenta la minimizzazione dell'esposizione al mercato, la quale si ricorda essere il parametro fondamentale per determinare l'efficacia della configurazione scelta. Si analizzeranno dunque sia lo scenario che prevede l'intera produzione del parco fotovoltaico Alpha con una parzializzazione di quella generata da Beta che il contrario.

9.2 – PERFORMANCES DELLE POSSIBILI CONFIGURAZIONI

Se si acquistasse solo il 100% dell'output del sistema Alpha si troverebbero i risultati già visti nel capitolo 7, ovvero un'esposizione pari a 33,78 GWh/anno (-23,1%) per volumi scambiati oppure 5.198.350 €/anno (-54,1%) se si valuta l'aspetto economico. In modo speculare, per Beta si è trovato al capitolo 8 come l'acquisto del 100% dell'output comporti un'esposizione di 34,58 GWh/anno (-21,2%) ovvero 5.290.350 €/anno (-53,3%). Ovviamente andando ad acquistare una porzione dell'energia elettrica prodotta da Beta (o da Alpha nel caso speculare) l'esposizione complessiva per volumi aumenta di conseguenza. Nel caso in cui si acquistasse il 100% sia di Alpha che di Beta, l'esposizione al mercato per volumi scambiati attraverso la rete sarebbe di 44,51 GWh/anno, ben

superiore ai 43,90 GWh/anno che si avevano in partenza. I punti di minimo rimangono comunque quelli individuati all'interno dei singoli casi. Di seguito sono riportati gli andamenti dell'esposizione per volumi al variare della parzializzazione dell'output dei parchi fotovoltaici considerati.

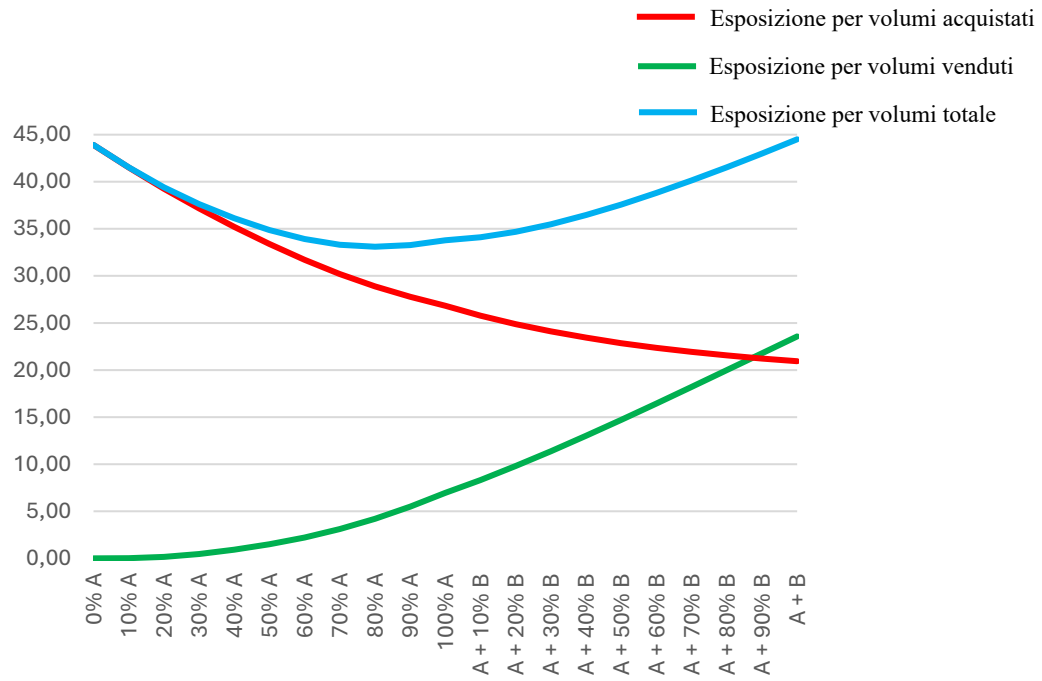

Fig. 9.2.1: andamento dell'esposizione al mercato in GWh/anno in funzione della parzializzazione di Beta

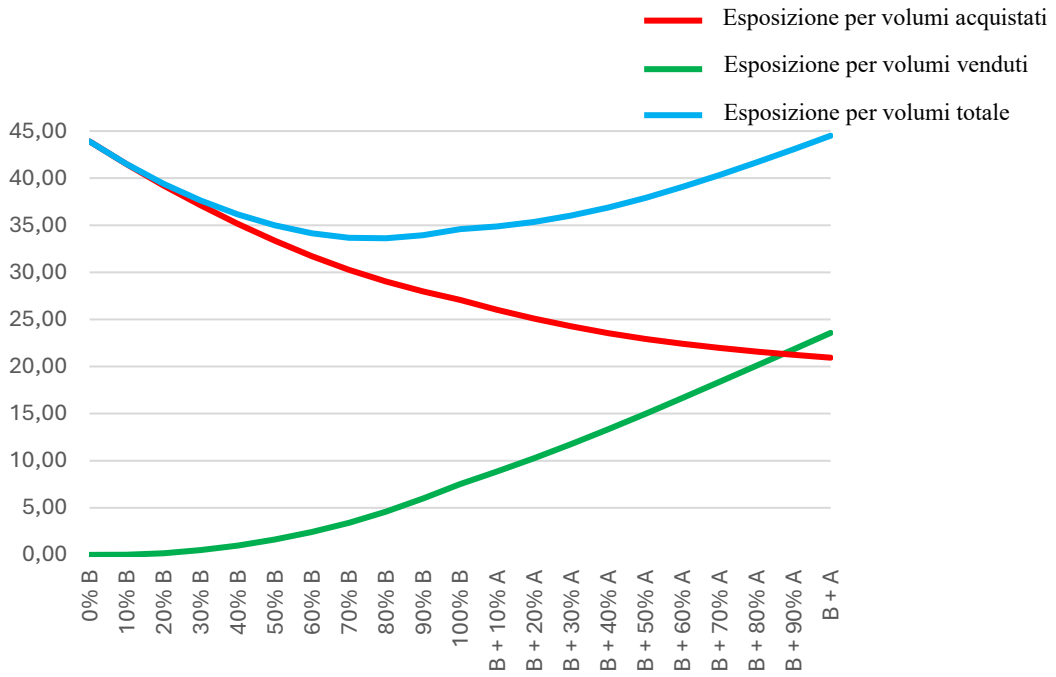

Fig. 9.2.2: andamento dell'esposizione al mercato in GWh/anno in funzione della parzializzazione di Alpha

Sul versante economico, l'andamento è simile a quello appena visto relativo ai volumi scambiati attraverso la rete. Si parte dalla condizione iniziale in cui si ha il punto di massima esposizione economica pari a 11.335.450 €/anno; man mano che si acquista una sempre maggiore quantità di energia elettrica l'esposizione economica al mercato si riduce fino a raggiungere il punto di minimo.

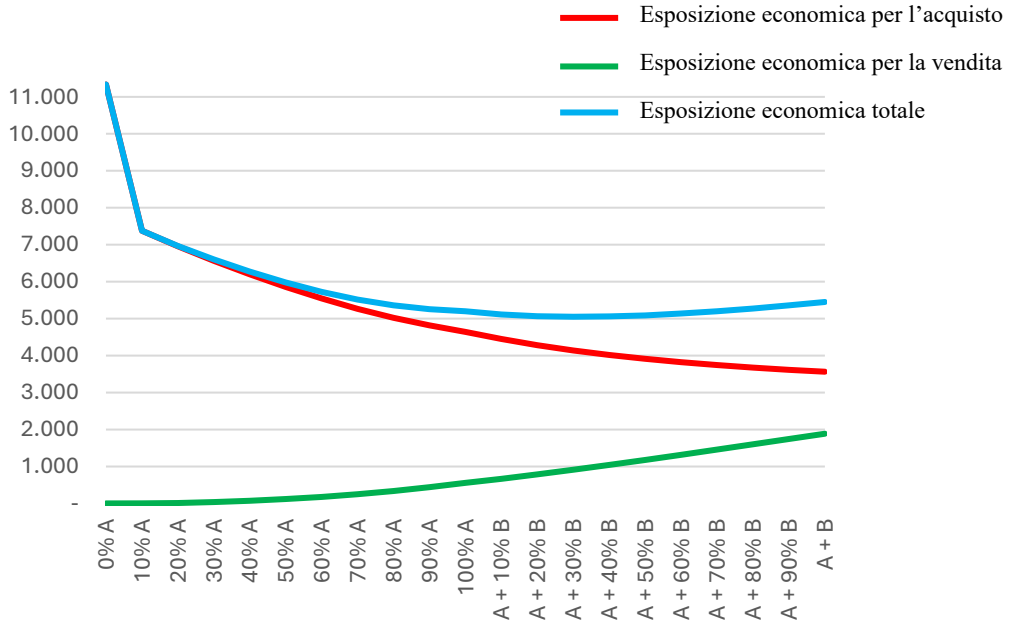

Fig. 9.2.3: andamento dell'esposizione al mercato in k€/anno in funzione della parzializzazione di Beta

Tale punto viene individuato nella *Fig. 9.2.3* in concomitanza dell'utilizzo del 31% dell'output di Beta in aggiunta a tutto ciò che viene prodotto da Alpha, in cui si hanno i seguenti dati relativi ai volumi scambiati:

ESPOSIZIONE	F1+F2	F3	TOTALE
PRODUZIONE	10,77	0,77	11,54
CONSUMO	14,58	9,46	24,04
TOTATLE	25,35	10,23	35,58

Tab. 9.2.1: suddivisione dei volumi in GWh/anno

Per queste condizioni, l'esposizione al mercato risulta quindi di 5.050.650 €/anno, ovvero appena il 44,6% dell'esposizione che si era misurata in condizioni di dipendenza totale dal mercato dell'energia. L'uso del solo parco fotovoltaico Alpha portava ad un'esposizione pari al 45,9% di quella iniziale.

Nella *Fig. 9.2.4* il minimo lo si trova quando si acquista il 37% dell'energia elettrica prodotta dal parco fotovoltaico Alpha in aggiunta al totale di quanto prodotto da Beta.

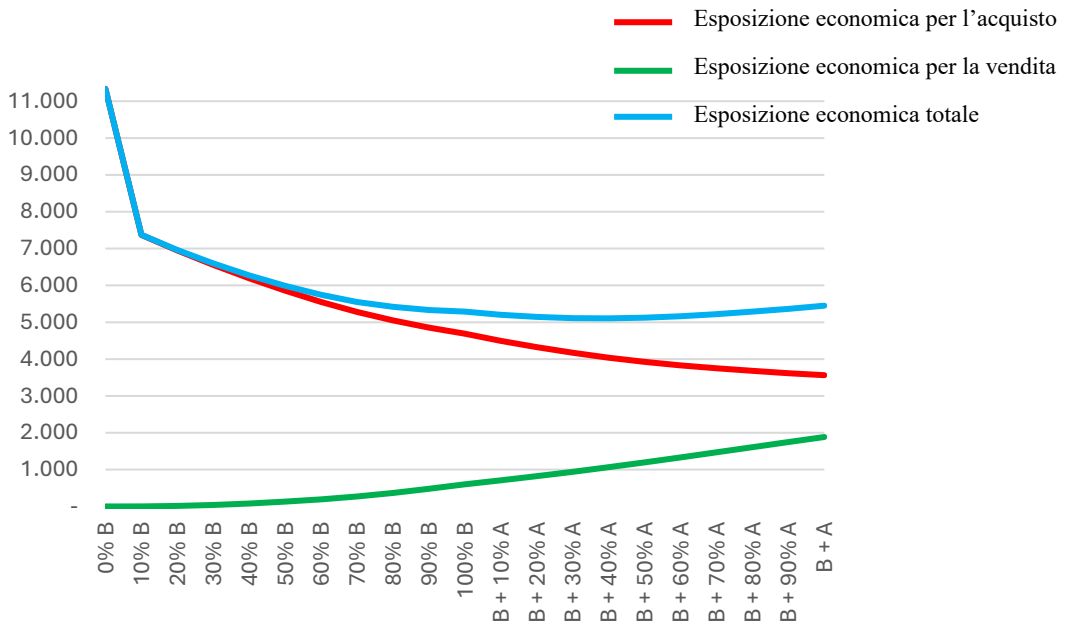

Fig. 9.2.4: andamento dell'esposizione al mercato in k€/anno in funzione della parzializzazione di Alpha

In questo caso si ricava che il rischio al mercato viene valutato in 5.105.550 €/anno, equivalente al 45,0% della condizione pre-analisi. I volumi che causano tale esposizione sono ripartiti come segue:

ESPOSIZIONE	F1+F2	F3	TOTALE
PRODUZIONE	12,00	0,86	12,86
CONSUMO	14,38	9,37	23,75
TOTATLE	26,38	10,23	36,61

Tab. 9.2.2: suddivisione dei volumi in GWh/anno

Da questi dati si ricava come l'ottimizzazione in termini prettamente economici sia data dall'acquisto dell'energia elettrica di tutta la produzione del parco solare Alpha a cui va aggiunto il 31% di quanto prodotto invece dal parco solare Beta.

Facendo ora delle considerazioni generali, si evince subito come ad una produzione elettrica maggiore corrisponde un maggior autoconsumo da parte dell'acquirente e chiaramente se diminuiscono i volumi da acquistare direttamente dalla rete, contemporaneamente si ha una diminuzione della

dipendenza dal mercato lato acquisto. Come effetto collaterale, però, una maggior produzione implica anche un maggior volume di elettricità che necessariamente andrà venduta in assenza di sistemi di accumulo energetico. Questo implica un aumento non trascurabile dei volumi di energia elettrica scambiati attraverso la rete, di cui però servirà valutare il prezzo associato ad ognuna di queste unità in funzione della fascia oraria, tra quelle individuate in precedenza, in cui vengono scambiate. Questa serie di considerazioni porta ad affermare che non è matematico che la miglior soluzione dal punto di vista economico sia quella che massimizzi la quota di energia in autoconsumo. Come è possibile osservare in *Fig. 9.2.5*, il contributo incrementale dato dall'aumento della quantità di energia acquistata al volume autoconsumato è inverso all'andamento dell'esposizione; i maggiori benefici in tale ambito sono maggiormente apprezzabili quando i volumi acquistati sono bassi e producono un grande miglioramento rispetto la situazione iniziale. A titolo esemplificativo, l'incremento dell'energia autoconsumata apportata dall'acquisto del 31% dell'output di Beta è pari a 2,88 GWh/anno; se si considerasse il primo 30% acquistato dal sistema Alpha, esso porterebbe la quota di autoconsumo dallo zero iniziale a 6,74 GWh/anno.

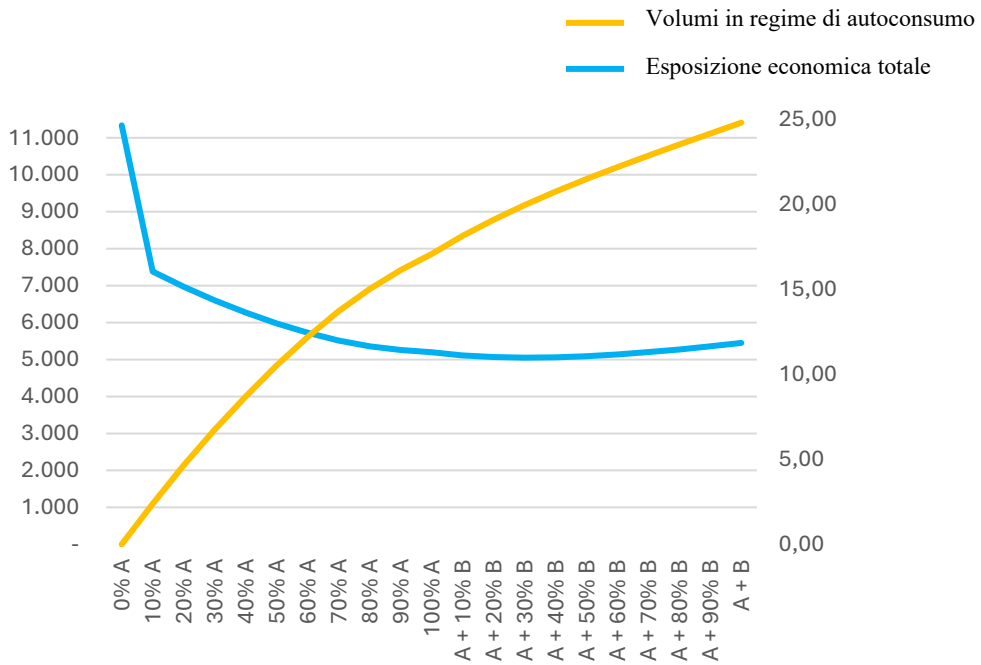

Fig. 9.2.5: andamento della quota di autoconsumo in GWh/anno e dell'esposizione al mercato in k€/anno in funzione della parzializzazione di Beta

In linea generale, una riduzione del volume di scambio attraverso la rete riduce conseguentemente anche il rischio economico correlato. Dai dati appena estrapolati questa affermazione è corretta nella misura in cui non si sia ancora raggiunto il punto di minimo per quanto riguarda i volumi di energia scambiati. Si è visto come nel caso qui riportato il minimo del rischio economico è spostato a destra

rispetto a quello dei volumi. Ne segue che tra i due minimi, benché rappresentanti unità di misura differenti, il trend è quello di un aumento dell'esposizione per volumi a fronte di una riduzione del rischio economico; sorpassato anche il minimo in termini economici, entrambe le misure aumentano verso un massimo intrinseco dal sistema che si sta considerando.

Nel momento in cui si vadano ad individuare diverse accettazioni del rischio e di conseguenza prezzi diversi di vendita e/o acquisto, quanto affermato finora potrebbe non essere più vero in tutti i casi. Si ricorda infatti che per questa analisi è stato considerato il prezzo di acquisto dell'energia sia per la fascia "F1+F2" che per la fascia F3 pari al prezzo più alto del 90% fra quelli a disposizione, attestandosi per la fascia F3 a 223,81 €/MWh e a 269,79 €/MWh per le restanti ore della giornata. Analogo discorso potrebbe essere fatto nel caso in cui si decida di impostare il prezzo per fasce orarie definendo valori diversi di tolleranza del rischio per ognuna di esse. Nel caso in cui si decida di mantenere lo stesso percentile, l'andamento dell'esposizione al mercato rimarrà il medesimo riportato nelle *Fig. 9.2.*3 e *Fig. 9.2.4*.

10 – ANALISI SCENARIO 4: INTRODUZIONE DI UN SISTEMA DI ACCUMULO

10.1 – TIPOLOGIA DI ACCUMULO

Tra le varie tipologie di accumulo dell'energia elettrica attualmente in commercio, si è scelto di optare per quella delle batterie agli ioni di litio. Essa è la tecnologia ad oggi più diffusa per realizzare sistemi di accumulo per le fonti di energia rinnovabili non programmabili quali eolico e fotovoltaico. Le batterie Litio-ione sono dispositivi chimici con una grande capacità di accumulo energetico in cui quando richiesto l'energia chimica viene convertita in energia elettrica e reimmessa nella rete.

Il termine batteria indica quell'involucro contenente diverse celle energetiche che sono le unità elettrochimiche alla base della batteria, alle volte impropriamente utilizzato per indicare la singola cella elementare che effettivamente compone la batteria. Esse possono venir collegate elettricamente fra loro in serie o in parallelo in funzione delle caratteristiche desiderate in termini di tensione, corrente massima erogabile o capacità. Una batteria agli ioni di litio è composta da molte celle singole, ognuna delle quali è costruita allo stesso modo delle altre (Nutricato R. "Modelli elettrici e stima dei parametri di Batterie al litio").

I principali vantaggi di questa tecnologia è che tali accumulatori sono costituiti da celle sigillate che non necessitano di manutenzione, posseggono un elevato numero di cicli vita se utilizzate in condizioni di lavoro idonee, basse perdite di energia per auto scarica, elevata potenza di scarica, elevata efficienza energetica, elevata densità di energia ed energia specifica. Tra i principali svantaggi si ha il forte degradamento termico nel caso di sovratemperature eccessive, possibili surriscaldamenti in caso di sovraccarica o rotture, le quali possono risultare in esplosioni o incendi, elevata reattività con l'acqua, necessità di sistemi di controllo elettronici.

Nel 2014 si diceva delle batterie a ioni litio che "…per quanto concerne il costo però grazie al sistema di incentivazione introdotto dalla Germania, si stimano forti cali dei prezzi di produzione grazie alla spinta che tali sostegni economici daranno al settore di ricerca e sviluppo e l'instaurazione di economie di scala nella produzione delle celle stesse. Tali sviluppi economici potrebbero di fatto rendere possibile la realizzazione di sistemi di produzione dell'energia fortemente incentrati sulla generazione distribuita da fonti rinnovabili." (Malutta R. "Sistemi di accumulo elettrochimico"). Ad oggi, il costo commerciale di sistemi di accumulo agli ioni litio oscilla intorno ai 200.000 €/MWh di capacità di stoccaggio. Tale valore è stato ottenuto prendendo il prezzo medio di vendita dei sistemi di accumulo nell'anno solare 2023, ovvero pari a 139 $/kWh, e moltiplicandolo per 1,55 volte. Questo coefficiente, indicato dall'azienda ospitante, tiene conto dei reali costi che vengono sostenuti per

l'installazione e la messa in opera di tali dispositivi. Ne segue quindi che il costo complessivo sia di 215 $/kWh che, al cambio medio euro/dollaro del mese di maggio 2024 pari a 1,08, equivale a 200 €/kWh. In ogni caso i prezzi di mercato di tali dispositivi sono previsti in netta discesa per gli anni venturi; si stima addirittura che il loro prezzo possa scendere anche ad 80 $/kWh nel 2030 per il solo hardware senza messa in opera. Confrontando il dato trovato in precedenza si avrebbe una riduzione del costo complessivo da 200 €/kWh attuali a 115 €/kWh nel 2030 di capacità di accumulo. Si specifica che i valori qui riportati sono relativi a sistemi di stoccaggio di notevoli dimensioni per uso industriale, significativamente meno onerosi di altri sistemi di stoccaggio di taglia inferiore e adatti ad altri contesti di applicazione.

10.2 – SCELTE TECNICHE DEL SISTEMA DI ACCUMULO

Nel capitolo precedente si è visto come il cliente industriale necessiti di tutto ciò che viene generato nel parco solare Alpha a cui va aggiunto circa il 30% dell'energia prodotta da Beta per raggiungere l'ottimizzazione. Seguendo il flusso di generazione dell'energia elettrica, il sistema di accumulo è pensato per essere collocato a valle delle cabine di trasformazione e a monte della cabina di consegna del parco fotovoltaico; ciò implica che il singolo sistema di accumulo sarà al servizio solo del parco fotovoltaico in cui è installato. Pertanto, il sistema di accumulo verrà messo a disposizione della sola produzione del parco solare Alpha. La frazione di output che verrà acquistata dal parco fotovoltaico Beta, quindi, seguirà il principio di utilizzo dell'energia descritto finora: se la curva dei consumi supera quella di produzione si avrà un autoconsumo in tempo reale della produzione, in caso contrario l'esubero di produzione sarà necessariamente venduto al mercato facendo aumentare la quota di esposizione globale al mercato. Se da un lato la scelta di posizionare i sistemi di stoccaggio energetico in prossimità della connessione alla rete del parco solare Alpha rende di fatto non fruibile dall'accumulo l'esubero di produzione di Beta, dall'altro viene salvaguardata la sicurezza dei siti produttivi del cliente industriale. Difatti, l'alternativa sarebbe stata quella di posizionare i dispositivi di accumulo in prossimità dei POD in cui l'energia viene consumata, andando di fatto ad aggiungere un grave fattore di rischio alla sicurezza degli edifici produttivi dal momento che, come visto in precedenza, in caso di malfunzionamento vi è un concreto rischio di incendio, il quale si potrebbe tradurre nell'interruzione delle attività produttive dell'azienda.

Il sistema di stoccaggio dell'energia scelto è di tipo modulare, ovvero unendo diverse unità fondamentali (rack) è possibile modulare la capacità di stoccaggio. In particolare, si è scelto un sistema da 1 MWh di capacità di accumulo agli ioni di litio, che presenta una vita utile prevista di circa 6000 cicli di scarica completi se la profondità di scarica è del 100% per ogni ciclo e se la

temperatura di funzionamento è di circa 20°C. Questo sistema ovviamente presenta delle perdite di energia come tutti i sistemi di conversione. Questa inefficienza è apprezzabile quando si vanno a confrontare l'energia immagazzinata nel sistema di accumulo con l'energia effettivamente scaricata. Il rapporto tra energia in uscita e ingresso dal dispositivo è del 98% circa, implicando quindi delle perdite di stoccaggio attorno al 2%. Il sistema di accumulo da 1 MWh è assimilabile per ingombro a quello di un container da 40 piedi; al crescere della capacità di accumulo si avranno in proporzione altrettanti artefatti delle stesse dimensioni.

La valutazione del beneficio apportato da tale sistema verrà svolto per passi incrementali, ovvero saranno svolte diverse simulazioni tramite PVSyst, nelle quali verrà gradualmente aggiunto 1 MWh di accumulo fino a raggiungere i 5 MWh complessivi, ovvero la quantità che dal punto di vista energetico il software indica come ottimale per il sistema. Il funzionamento del sistema di accumulo segue il principio di caricarsi non appena vi sia un esubero di energia prodotta e conseguentemente di scaricarsi non appena vi sia un deficit nella curva di produzione per soddisfare il profilo dei consumi del cliente industriale. Si sottolinea come il sistema selezionato abbia una profondità di scarica che è stata limitata al 20% della capacità totale. Ciò permette alla batteria di avere una vita utile più lunga che non se la capacità di scarica fosse completa.

10.3 – VALUTAZIONE DELL'AUTOCONSUMO

L'applicazione del sistema di accumulo è stata valutata in diversi scenari, nei quali si sono applicate le diverse capacità di accumulo delle batterie per avere una visione più completa sulla situazione.

In primo luogo, si è valutato l'effetto dello stoccaggio elettrico applicato al caso base, ovvero considerando il solo parco fotovoltaico Alpha. Come era già stato indicato al capitolo 7, in assenza di sistemi di accumulo l'autoconsumo è pari a 17,07 GWh/anno e l'esposizione per volumi al mercato è pari a 33,78 GWh/anno. Aggiungendo 1 MWh di accumulo, il sistema è in grado di stoccare, all'interno dell'anno medio, 0,25 GWh/anno; essi vanno sommati alla quota di autoconsumo individuata in precedenza ottenendo dunque 17,32 GWh/anno utilizzati in regime di autoconsumo. Come era lecito aspettarsi, all'aumentare della capacità di stoccaggio dell'energia installata aumenta anche la quota di energia autoconsumata e conseguentemente risulta in calo l'esposizione al mercato in temini di volumi.

	0 MWh	1 MWh	2 MWh	3 MWh	4 MWh	5 MWh
ENERGIA ACCUMULATA	0,00	0,25	0,47	0,68	0,87	1,06
ENERGIA AUTOCONSUMATA	17,07	17,32	17,54	17,75	17,94	18,13
ESPOSIZIONE CONSUMO	26,83	26,67	26,46	26,26	26,09	25,91
ESPOSIZIONE PRODUZIONE	6,95	6,69	6,47	6,25	6,05	5,84
ESPOSIZIONE TOTALE	33,78	33,36	32,93	32,51	32,14	31,75

Tab 10.3.1: suddivisione dei volumi in GWh/anno in funzione della capacità di accumulo per il solo Alpha

Successivamente si è svolta lo stesso tipo di analisi ma sul punto, precedentemente individuato al capitolo 9, che minimizza l'esposizione al mercato in termini economici, ovvero la combinazione dell'output dei parchi Alpha e Beta che permette di avere il minor costo per l'approvvigionamento energetico in un anno tipo. Tale punto è individuato come l'utilizzo completo della produzione di Alpha a cui va aggiunto il 31% di ciò che viene prodotto da Beta. Come nel caso precedente, i volumi per cui si dipende dal mercato sono sempre minori al crescere della capacità di accumulo. Paradossalmente con una capacità di accumulo illimitata sarebbe possibile essere totalmente autosufficienti dal mercato a patto di riuscire a produrre tutto ciò che viene consumato, al netto delle perdite che tale sistema comporta.

	0 MWh	1 MWh	2 MWh	3 MWh	4 MWh	5 MWh
ENERGIA ACCUMULATA	0,00	0,25	0,47	0,68	0,87	1,06
ENERGIA AUTOCONSUMATA	20,03	20,02	20,18	20,35	20,52	20,63
ESPOSIZIONE CONSUMO	24,04	23,99	23,85	23,70	23,55	23,47
ESPOSIZIONE PRODUZIONE	11,54	11,55	11,40	11,22	11,05	10,70
ESPOSIZIONE TOTALE	35,58	35,54	35,24	34,92	34,61	34,18

Tab 10.3.2: suddivisione dei volumi in GWh/anno in funzione della capacità di accumulo per il 100% di Alpha + 31% di Beta

Per ultimi si riportano i dati relativi all'analisi del punto di minima esposizione in termini economici che ogni configurazione ha indicato. Per ognuna di esse viene anche specificato qual è la percentuale dell'output del parco fotovoltaico Beta da aggiungere alla produzione di Alpha al fine di ottenere il punto di minima esposizione. I dati economici relativi a questo ed agli altri scenari sono riportati nel paragrafo seguente.

	0 MWh	1 MWh	2 MWh	3 MWh	4 MWh	5 MWh
ENERGIA ACCUMULATA	0,00	0,25	0,47	0,68	0,87	1,06
ENERGIA AUTOCONSUMATA	20,03	18,43	19,68	19,79	19,89	20,00
ESPOSIZIONE CONSUMO	24,04	25,58	24,35	24,26	24,19	24,11
ESPOSIZIONE PRODUZIONE	11,54	8,27	10,19	9,84	9,50	9,15
ESPOSIZIONE TOTALE	35,58	33,85	34,54	34,10	33,68	33,25
UTILIZZO BETA	31%	24%	24%	23%	22%	21%

Tab 10.3.3: suddivisione dei volumi in GWh/anno in funzione della capacità di accumulo per il punto di minima esposizione

10.4 – ESPOSIZIONE AL MERCATO

L'esposizione iniziale al mercato pre-intervento era stata identificata in 11.335.450 €/anno; essa può essere ridotta a 5.198.350 €/anno (45,9%) sfruttando tramite contratto PPA tutta la produzione energetica derivante dal parco fotovoltaico Alpha. Successivamente, si è trovato il punto di minimo a 5.050.650 €/anno (44,6%) ottenibile aggiungendo a quanto prodotto da Alpha anche il 31% dell'output del parco solare Beta. Con l'aggiunta di un sistema di stoccaggio dell'energia prodotta dai parchi fotovoltaici è possibile ridurre ulteriormente tale esposizione. In generale vale il fatto che all'aumentare della capacità di stoccaggio dell'energia tale esposizione si riduce, fino a quando essa sarà nulla in concomitanza di un accumulo talmente grande da poter stoccare tutta la sovrapproduzione rispetto all'autoconsumo di un parco fotovoltaico che produca esattamente quanto il cliente industriale preleva attualmente tramite contratto di fornitura dell'energia dalla rete, salvo le perdite di energia intrinseche del sistema. Per ovvie ragioni lo scenario appena descritto è irrealistico, basti pensare al costo spropositato che tale sistema di accumulo energetico potrebbe avere. Assumendo quindi che l'accumulo energetico è migliorativo da questo punto di vista, si è analizzato l'effetto che tale tecnologia comporta all'esposizione in euro in funzione della sua grandezza.

Con il solo parco fotovoltaico Alpha, l'esposizione al mercato è passata da 5.198.350 €/anno (45,9%) senza accumulo a 4.936.250 €/anno (43,5%) utilizzando un sistema da 5 MWh di capacità. Si è agito in modo analogo sul sistema che senza accumulo minimizza tale valore. Esso è costituito dal 100% dell'output di Alpha e dal 31% di quello di Beta, il quale, sempre con 5MWh di accumulo, ha portato ad avere un'esposizione per 4.876.800 €/anno (43,0%). A conclusione di tale ragionamento, si è cercata la quota dell'output di Beta da aggiungere alla produzione di Alpha in modo tale da minimizzare l'esposizione al mercato in funzione della capacità di accumulo utilizzata. Senza accumulo si era visto come l'ottimizzazione fosse data dall'acquisto del 31% della produzione di Beta; nei sistemi con 1 MWh e 2 MWh di accumulo, l'ottimo si raggiunge utilizzando il 24% di Beta. Per 3 MWh il miglior risultato è stato trovato con il 23%, per 4 MWh con il 22% e per 5 MWh di

accumulo la minimizzazione si ottiene sfruttando il 21% della produzione di Beta. In quest'ultimo caso si è raggiunto il minimo valore di esposizione al mercato che questo studio ha identificato, ovvero 4.868.250 €/anno (42,9%).

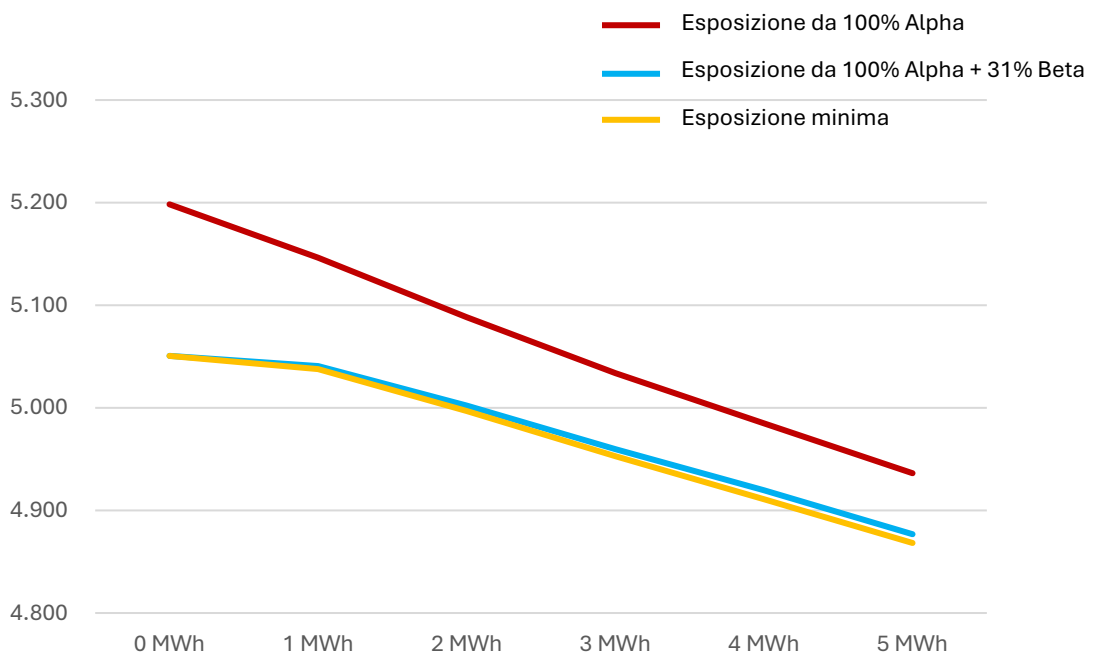

Fig. 10.4.1: andamento dell'esposizione al mercato in k€/anno in funzione della capacità di accumulo

10.5 – ECONOMIA DEL SISTEMA DI STOCCAGGIO

Finora nei capitoli precedenti la valutazione economica dell'esposizione al mercato era basata sul prezzo dell'energia che indica il novantesimo percentile della serie storica, ovvero si è studiata l'esposizione al mercato che è stata definita come accettabile dal committente dello studio. Viene ora introdotto un nuovo dato, rappresentante il prezzo di scambio dell'energia nella zona di mercato Nord, ottenuto facendo la media sui dati sempre da aprile 2018 ad aprile 2024 compresi, cioè nello stesso intervallo temporale precedentemente considerato per poter individuare i valori di prezzo da associare al rischio di esposizione. In questo modo si è ottenuto un set di dati in cui ogni ora dell'anno composto da 365 giorni ha un prezzo di riferimento per la vendita dell'energia. Il prezzo medio nell'arco dell'intero anno in questo caso è risultato pari a 120,52 €/MWh.

Questa scelta è stata fatta per poter associare un corrispettivo economico all'energia che viene accumulata e poi rilasciata per soddisfare i bisogni del cliente; in questo modo sarà poi possibile definire un risparmio in euro per ogni anno di funzionamento del sistema di accumulo e quindi

determinare la velocità con cui si ripaga l'investimento nella tecnologia di stoccaggio. Tale risparmio è indicato come:

$$Risparmio = \sum_{i=1}^{8760} p_i \, E_{S_i} - \sum_{i=1}^{8760} (p_i - P_{PPA}) E_{C_i} \qquad \textbf{[5]}$$

In cui:

- p_i è il prezzo dell'energia ricavato dalla serie storica nell'ora *i-esima*;
- P_{PPA} è il prezzo di acquisto dell'energia che viene concordato tra le parti che si impegnano a firmare il contratto PPA;
- E_{S_i} rappresenta l'energia elettrica scaricata dalla batteria per l'utilizzo in autoconsumo durante l'ora *i-esima*;
- E_{C_i} rappresenta l'energia elettrica accumulata nella batteria durante l'ora *i-esima*.

Il primo termine indica la spesa evitata durante l'arco dell'anno per ricevere l'energia che viene autoconsumata attraverso la batteria. La seconda parte indica invece il mancato ricavo dovuto all'accumulo di energia anziché venderla al prezzo di mercato della specifica fascia oraria, ricordando che in fase di acquisto si è pagato un importo pari a 80 €/MWh come da contratto PPA; verranno così indicati come positivi quelli scambi di energia in cui il prezzo di acquisto dell'energia è maggiore a quella autoconsumata pagata 80 €/MWh e negativi quelli in cui il prezzo di acquisto risulta inferiore al prezzo di acquisto del contratto PPA. Sul lato accumulo dell'energia, vale un ragionamento speculare a quanto finora visto.

Essendo il sistema di stoccaggio collegato al solo parco solare Alpha, ed essendo il suo output comprato nella sua totalità in ogni scenario fin qui descritto, ne discende che i volumi di energia accumulati e successivamente rilasciati siano i medesimi in funzione della taglia dell'accumulo. Al pari dei volumi, neanche la loro valorizzazione economica varia, dal momento che la fascia oraria in cui avviene la carica o scarica dell'energia ed il prezzo orario considerato non subiscono cambiamenti tra i casi studiati. Il valore in euro associato all'energia autoconsumata grazie alla presenza dell'accumulo è da considerarsi come un esborso economico inevitabile in assenza di tale sistema. Si faccia attenzione a non confondere l'esposizione al mercato con il risparmio sulla spesa energetica annuale del cliente industriale causato dalla presenza dell'accumulo.

Considerando il fatto che tipicamente il sistema di stoccaggio qui descritto, secondo la scheda tecnica, abbia una durata pari a 8000 cicli di carica completi e considerando in modo semplificativo ma conservativo il fatto che ogni giorno dell'anno viene effettuato un ciclo di carica/scarica per rifornire il cliente industriale, è possibile approssimare la vita utile di tali sistemi a 21,91 anni. Nonostante l'approssimazione fatta, non è trascurabile il fatto che questa tecnologia di accumulo necessiti di manutenzione annua effettuata da personale esperto. Secondo i dati forniti dell'azienda ospitante, è possibile stimare il costo annuo della manutenzione in 1,25% della spesa iniziale; tradotto in euro, si parla per ogni anno di circa 2500 €/MWh installato. Si rimanda alla tabella seguente per i dettagli economici di ogni configurazione utilizzata.

	1 MWh	2 MWh	3 MWh	4 MWh	5 MWh
INSTALLAZIONE	250.000 €	480.000 €	675.000 €	840.000 €	1.000.000 €
MANUTENZIONE	3.000 €	5.400 €	7.500 €	8.800 €	10.000 €
RISPARMIO ANNUO	21.550 €	41.150 €	60.350 €	78.100 €	96.150 €
NETTO ANNUO	18.550 €	35.750 €	52.850 €	69.300 €	86.150 €
ROI [ANNI]	13,48	13,43	12,77	12,12	11,61

Tab. 10.5.1: ritorno dell'investimento in anni in funzione della taglia del sistema di accumulo

I tempi di ritorno dell'investimento decrescono all'aumentare del capitale investito, anche grazie al fatto che la manutenzione risulta meno costosa all'aumentare dei MWh di accumulo installati; si passa in modo lineare dai 3000 €/MWh stimati nel caso di manutenzione per un solo MWh installato ai 2000 €/MWh previsti per manutenere un sistema di accumulo da 5 MWh. Risulta evidente come maggiori siano le possibilità di investimento in sistemi di stoccaggio energetico, tanto più sarà il guadagno negli anni successivi al punto di pareggio, considerando il fatto che tipicamente questi sistemi hanno un ciclo di vita stimato superiore ai 20 anni.

Il calcolo sopra riportato non tiene conto, per semplicità, del tasso di sconto e dell'inflazione che potrebbero inficiare sul valore dell'euro negli anni successivi all'investimento.

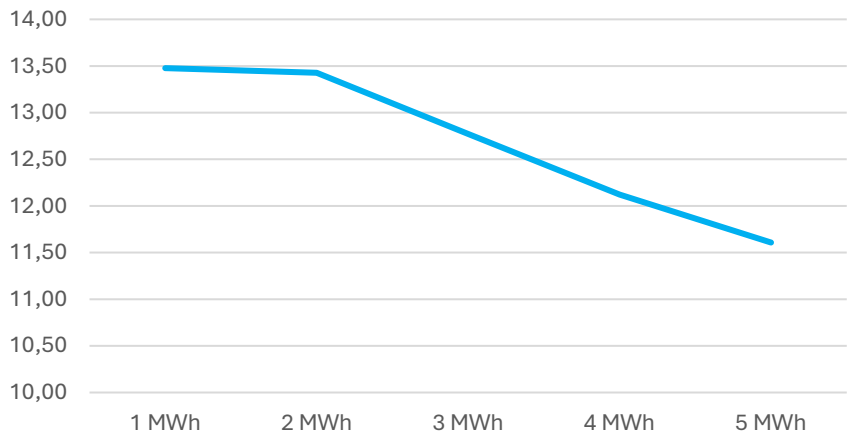

Fig. 10.5.1: payback time dell'investimento in anni in funzione della taglia del sistema di accumulo

L'impiego di un sistema di accumulo non può essere valutato unicamente sul tempo di ritorno semplice dell'investimento. Esso va correttamente proiettato in prospettiva futura in un contesto in cui il prezzo dell'energia sarà sempre minore nelle ore centrali della giornata contestualmente ad un innalzamento dei prezzi in orario notturno, dovuti rispettivamente all'abbondanza e alla scarsità di energia elettrica prodotta da fonte solare nel determinato momento della giornata. Dunque, se ad oggi l'investimento in tecnologie di accumulo si ripaga in 11 anni circa, in un contesto futuro di grandi discrepanze di prezzo tra ore diurne e notturne, il ricavo annuo risulterà ancora maggiore rispetto alla previsione attuale, da cui a cascata si otterranno tempi di ritorno dell'investimento certamente più brevi. A rafforzare tale tesi, è sufficiente vedere come già ora si verifichi questo fenomeno; estremamente significativo è stato il 26 maggio 2024, in cui per ben sei ore dalle 11 alle 17, il prezzo dell'energia era vicino ai 3 €/MWh, mentre la media giornaliera è risultata essere di 71,95 €/MWh, che ha risentito notevolmente delle ore notturne in cui il prezzo dell'energia è stato oltre i 100 €/MWh.

11 – CONCLUSIONI

L'obiettivo della tesi è quello di definire l'esposizione al mercato di un grande cliente industriale per quanto concerne l'approvvigionamento di energia elettrica cercando di trovare un metodo per minimizzare detta esposizione. Si è visto come funzionano i contratti PPA e la loro importanza per consentire alle aziende di effettuare una pianificazione di medio periodo per quanto riguarda la spesa energetica, grazie al loro fondamentale ruolo nella minimizzazione dell'esposizione alla volatilità dei prezzi dell'energia elettrica. Al fine di identificare l'esposizione al mercato, si è preso lo strumento finanziario del VaR, tipicamente utilizzato in finanza, il quale è stato adattato al caso studio per poter stimare il valore al rischio dovuto all'esposizione di mercato relativamente alla fornitura di energia elettrica. L'indice di rischio viene identificato prendendo il novantesimo percentile della serie storica dei prezzi dell'energia 2018 – 2024; in questo modo l'azienda definisce che è disposta ad accettare il rischio che il prezzo dell'energia si posizioni nel 10% più alto del prezzo orario nella serie analizzata. Con queste premesse, lo studio ha individuato le percentuali della produzione di energia elettrica dei parchi fotovoltaici considerati da acquistare per raggiungere l'obiettivo dichiarato.

In prima battuta si è capito che tra i parchi Alpha e Beta presi singolarmente, Alpha consente di ottenere una minore esposizione data dal fatto che, rispetto a Beta, l'autoconsumo è maggiore e contestualmente la produzione energetica complessiva risulta sensibilmente inferiore. Successivamente si sono analizzate le performances che la combinazione di entrambi i parchi solari comportavano all'esposizione. Il punto di ottimo, ovvero di minimizzazione dell'esposizione al mercato, è individuato quando oltre all'acquisto di tutto l'output del sistema Alpha, si aggiunge anche il 31% di quello Beta. Nonostante in questo caso si sia raggiunta un'esposizione al mercato pari al 44,6% di quella iniziale, si è indagato sul beneficio che l'aggiunta di un sistema di accumulo energetico potesse apportare. Il risultato ottenuto è stato in linea con quanto ci si aspettava di trovare: all'aumentare della capacità di accumulo diminuisce l'esposizione al mercato. Se la capacità di accumulo tendesse ad un valore estremamente grande l'esposizione tenderebbe a zero. Tuttavia si è scelto di simulare il bilancio energetico fino ad un massimo di 5 MWh di capacità di stoccaggio, visto il trend sempre in discesa e anche considerando il costo da sostenere per installare tali sistemi. Fissata quindi la massima capacità di accumulo a 5 MWh, si è cercato per questa specifica configurazione quale fosse la quantità di energia elettrica da acquistare per minimizzare l'esposizione al mercato. Tale risultato si è ottenuto aggiungendo il 21% dell'output di Beta a quanto prodotto da Alpha. In questo caso specifico si è raggiunto il valore minimo di esposizione al mercato, equivalente a 4.868.250 €/anno, ovvero il 42,9% dei 11.335.450 €/anno individuati inizialmente.

Nonostante il dimensionamento fatto volto all'ottimizzazione, andare ora a definire in modo assoluto il tipo di batteria non rappresenta la scelta progettuale giusta da fare. Ogni produttore potrebbe proporre soluzioni ad hoc in funzione dei propri prodotti e delle disponibilità che il mercato offrirà in quel momento. Risulta comunque evidente come qualsiasi soluzione tecnica realizzata su misura per il caso specifico rappresenti una situazione migliorativa rispetto a quanto indicato in questo studio basato sui dati attualmente disponibili.

L'azienda committente dello studio probabilmente riuscirà a siglare un contratto PPA nel quale verrà escluso dall'obbligo d'acquisto tutto ciò che verrà prodotto dai parchi fotovoltaici nei weekend e ad agosto. In questo modo l'azienda vincola la propria fornitura energetica a tali sistemi esclusivamente nei momenti di massimo bisogno, ovvero quando la produzione degli stabilimenti lavora a pieno regime. Implicitamente questo comporta ad avere comunque delle bollette da pagare per tutta l'energia prelevata dalla rete nei weekend e nel mese di agosto. Il presente studio volutamente non ha considerato tale variabile dal momento che ad oggi – maggio 2024 – questa peculiarità non è ancora stata confermata. In ogni caso, la riduzione della fornitura nel mese di agosto risulta un aspetto significativamente migliorativo rispetto a quanto analizzato in questo studio, dal momento che esso è il mese in cui coincidono il massimo della produzione ed il minimo dei consumi su base mensile.

Si precisa inoltre come tale pratica è assolutamente fuori dalle normali convenzioni di mercato, rappresentando un caso eccezionale rispetto allo standard. Il lavoro in oggetto è stato costruito su un caso specifico ma assimilabile in modo generale ad altre realtà che volessero applicare tali principi. Per quanto riguarda l'azienda direttamente interessata, invece, essa potrebbe considerare le conclusioni qui riportate ed eventualmente implementarle nel momento in cui vi sia certezza della sottoscrizione del contratto PPA con tali particolarità.

APPENDICE – DATI E TABELLE

In questa appendice vengono riportate nella loro interezza le tabelle da cui sono stati ricavati i grafici presenti nella tesi. Ogni tabella è preceduta da una breve descrizione del suo contenuto con annesso riferimento a dove è stata utilizzata all'interno della tesi.

TABELLA A1

Presi i prezzi dell'energia orari relativi al mercato zonale Nord, si sono presi i dati da aprile 2018 ad aprile 2024 compresi per poter definire i percentili di tali prezzi. In questa tabella sono stati riportati solo i dati afferenti alla fascia fittizia formata dalla F1 e dalla F2. I calcoli sulla valutazione del rischio sono svolti considerando il novantesimo percentile (tabella a pag. 59).

TABELLA A2

Presi i prezzi dell'energia orari relativi al mercato zonale Nord, si sono presi i dati da aprile 2018 ad aprile 2024 compresi per poter definire i percentili di tali prezzi. In questa tabella sono stati riportati solo i dati afferenti alla fascia F3. I calcoli sulla valutazione del rischio sono svolti considerando il novantesimo percentile (tabella a pag. 60).

Percentile	€/MWh	Percentile	€/MWh
1%	18,00	51%	77,00
2%	23,00	52%	78,86
3%	26,00	53%	80,72
4%	29,16	54%	83,32
5%	31,92	55%	85,70
6%	34,26	56%	88,35
7%	36,00	57%	90,38
8%	37,52	58%	93,56
9%	38,87	59%	95,80
10%	40,00	60%	98,44
11%	40,99	61%	100,15
12%	42,10	62%	103,00
13%	43,22	63%	105,29
14%	44,20	64%	108,07
15%	45,00	65%	110,10
16%	46,00	66%	113,00
17%	46,92	67%	115,14
18%	47,83	68%	118,24
19%	48,61	69%	121,00
20%	49,46	70%	125,00
21%	50,00	71%	128,74
22%	50,71	72%	132,16
23%	51,52	73%	136,68
24%	52,23	74%	141,18
25%	53,00	75%	146,55
26%	53,86	76%	152,36
27%	54,61	77%	160,00
28%	55,21	78%	167,75
29%	56,02	79%	176,17
30%	56,99	80%	184,40
31%	57,83	81%	192,02
32%	58,51	82%	199,99
33%	59,51	83%	207,79
34%	60,00	84%	214,99
35%	60,99	85%	222,71
36%	61,91	86%	230,00
37%	62,79	87%	239,00
38%	63,61	88%	246,90
39%	64,64	89%	257,07
40%	65,23	90%	269,79
41%	66,22	91%	283,18
42%	67,07	92%	300,00
43%	68,08	93%	320,00
44%	69,07	94%	345,90
45%	70,00	95%	376,13
46%	70,84	96%	417,64
47%	71,93	97%	453,97
48%	73,00	98%	500,50
49%	74,34	99%	592,00
50%	75,25	100%	871,00

Tab. A1 – Cap. 3: prezzi dell'energia in fascia "F1+F2"

Percentile	€/MWh	Percentile	€/MWh
1%	15,00	51%	65,76
2%	18,80	52%	67,71
3%	20,39	53%	69,76
4%	22,72	54%	71,74
5%	25,00	55%	74,10
6%	26,52	56%	76,21
7%	28,02	57%	78,90
8%	29,42	58%	82,10
9%	30,01	59%	85,00
10%	31,10	60%	87,32
11%	32,40	61%	89,99
12%	33,49	62%	91,96
13%	34,45	63%	94,60
14%	35,13	64%	96,36
15%	35,88	65%	98,73
16%	36,54	66%	100,26
17%	37,32	67%	103,00
18%	38,09	68%	105,20
19%	38,90	69%	107,50
20%	39,41	70%	110,00
21%	40,00	71%	112,17
22%	40,50	72%	115,04
23%	41,21	73%	119,00
24%	41,93	74%	122,93
25%	42,53	75%	127,09
26%	43,04	76%	131,14
27%	43,73	77%	136,83
28%	44,32	78%	142,65
29%	44,98	79%	148,70
30%	45,50	80%	154,03
31%	46,08	81%	161,12
32%	46,95	82%	169,25
33%	47,73	83%	177,30
34%	48,40	84%	183,62
35%	49,17	85%	190,00
36%	50,00	86%	197,11
37%	50,67	87%	203,40
38%	51,79	88%	210,46
39%	52,77	89%	217,47
40%	53,71	90%	223,81
41%	54,65	91%	233,08
42%	55,56	92%	248,41
43%	56,69	93%	265,70
44%	58,00	94%	287,07
45%	59,12	95%	310,62
46%	60,00	96%	346,48
47%	61,00	97%	382,36
48%	61,99	98%	425,01
49%	63,04	99%	480,00
50%	64,54	100%	778,06

Tab. A2 – Cap. 3: prezzi dell'energia in fascia F3

TABELLA A3

Per ogni ora del giorno considerato (18 maggio), sono riportati i valori in kWh del consumo di energia elettrica del cliente industriale e la curva di produzione del parco fotovoltaico Alpha, riportati in Fig. 7.1.1. L'output del sistema Alpha è stato riportato in Fig. 7.3.1 sia nel suo complesso che parzializzato al 30% della sua potenzialità.

ORA	CONSUMI	PRODUZIONE FV	30% PRODUZIONE FV
0	3.004,21	-	-
1	2.977,04	-	-
2	2.855,95	-	-
3	2.813,09	-	-
4	2.982,97	-	-
5	4.235,09	519,52	155,86
6	7.774,17	3.765,37	1.129,61
7	10.726,14	7.895,09	2.368,53
8	11.144,83	11.695,76	3.508,73
9	10.898,63	14.530,30	4.359,09
10	10.583,08	16.338,25	4.901,47
11	10.235,21	16.931,73	5.079,52
12	8.625,66	16.927,83	5.078,35
13	9.983,23	16.238,86	4.871,66
14	10.564,81	14.353,57	4.306,07
15	10.588,27	11.695,50	3.508,65
16	9.654,58	8.053,90	2.416,17
17	8.070,42	4.010,86	1.203,26
18	7.033,28	679,90	203,97
19	6.653,61	-	-
20	6.649,49	-	-
21	5.836,74	-	-
22	3.443,81	-	-
23	3.232,01	-	-

Tab. A3 – Cap. 7 Fig. 7.1.1, 7.3.1: valori in kWh

TABELLA A4

Esposizione al mercato in termini di volumi scambiati in GWh/anno in funzione della parzializzazione dell'output del parco fotovoltaico Alpha. Il punto di minimo si ottiene all'80% dell'output totale, come indicato in Fig. 7.3.2.

UTILIZZO	ESPOSIZIONE PRODUZIONE	ESPOSIZIONE CONSUMO	ESPOSIZIONE TOTALE
0%	-	43,90	43,90
10%	0,01	41,52	41,53
20%	0,15	39,25	39,40
30%	0,47	37,16	37,63
40%	0,91	35,21	36,12
50%	1,49	33,38	34,87
60%	2,22	31,71	33,92
70%	3,11	30,20	33,31
80%	4,21	28,89	33,10
90%	5,50	27,78	33,28
100%	6,95	26,83	33,78

Tab. A4 – Cap. 7 Fig. 7.3.2: valori in GWh/anno

TABELLA A5

Esposizione al mercato in termini di €/anno in funzione della parzializzazione dell'output del parco fotovoltaico Alpha. Il punto di minimo si ottiene utilizzando il 100% dell'output totale, come indicato in Fig. 7.3.2.

UTILIZZO	ESPOSIZIONE PRODUZIONE	ESPOSIZIONE CONSUMO	ESPOSIZIONE TOTALE
0%	-	11.335.450	11.335.450
10%	1.150	7.377.900	7.379.000
20%	12.200	6.955.250	6.967.400
30%	37.300	6.565.250	6.602.500
40%	73.100	6.200.150	6.273.200
50%	119.200	5.859.350	5.978.550
60%	177.400	5.547.050	5.724.400
70%	248.850	5.266.000	5.514.800
80%	336.500	5.023.350	5.359.800
90%	439.750	4.817.500	5.257.250
100%	556.050	4.642.300	5.198.350

Tab. A5 – Cap. 7 Fig. 7.3.3: valori in €/anno

TABELLA A6

Esposizione al mercato in termini di volumi scambiati in GWh/anno in funzione della parzializzazione dell'output del parco fotovoltaico Beta. Il punto di minimo si ottiene al 76% dell'output totale, come indicato in Fig. 8.3.1.

UTILIZZO	ESPOSIZIONE PRODUZIONE	ESPOSIZIONE CONSUMO	ESPOSIZIONE TOTALE
0%	-	43,90	43,90
10%	0,02	41,48	41,50
20%	0,18	39,21	39,39
30%	0,51	37,11	37,63
40%	0,99	35,15	36,14
50%	1,63	33,36	34,99
60%	2,42	31,72	34,14
70%	3,40	30,26	33,66
80%	4,60	29,02	33,62
90%	5,98	27,97	33,94
100%	7,51	27,07	34,58

Tab. A6 – Cap. 8 Fig. 8.3.1: valori in GWh/anno

TABELLA A7

Esposizione al mercato in termini di €/anno in funzione della parzializzazione dell'output del parco fotovoltaico Beta. Il punto di minimo si ottiene utilizzando il 100% dell'output totale, come indicato in Fig. 8.3.2.

UTILIZZO	ESPOSIZIONE PRODUZIONE	ESPOSIZIONE CONSUMO	ESPOSIZIONE TOTALE
0%	-	11.335.450	11.335.450
10%	1.250	7.372.200	7.373.450
20%	14.250	6.948.000	6.962.250
30%	41.050	6.556.150	6.597.200
40%	79.150	6.190.750	6.269.900
50%	130.450	5.856.400	5.986.850
60%	193.950	5.550.700	5.744.650
70%	272.000	5.279.400	5.551.400
80%	367.700	5.049.800	5.417.500
90%	478.050	4.854.900	5.332.950
100%	600.950	4.689.400	5.290.350

Tab. A7 – Cap. 8 Fig. 8.3.2: valori in €/anno

TABELLA A8

Esposizione al mercato in termini di volumi scambiati in GWh/anno in funzione della parzializzazione dell'output a partire dal parco fotovoltaico Alpha. Il punto di minimo si ottiene all'80% dell'output di solo Alpha al pari della *Tab. 4*. Con questi dati si è costruita la Fig. 9.2.1.

UTILIZZO	ESPOSIZIONE PRODUZIONE	ESPOSIZIONE CONSUMO	ESPOSIZIONE TOTALE
0% A	0,00	43,90	43,90
10% A	0,01	41,52	41,53
20% A	0,15	39,25	39,40
30% A	0,47	37,16	37,63
40% A	0,91	35,21	36,12
50% A	1,49	33,38	34,87
60% A	2,22	31,71	33,92
70% A	3,11	30,20	33,31
80% A	4,21	28,89	33,10
90% A	5,50	27,78	33,28
100% A	6,95	26,83	33,78
A + 10% B	8,32	25,78	34,10
A + 20% B	9,81	24,88	34,68
A + 30% B	11,38	24,11	35,49
A + 40% B	13,02	23,44	36,46
A + 50% B	14,71	22,86	37,57
A + 60% B	16,45	22,36	38,80
A + 70% B	18,21	21,93	40,14
A + 80% B	19,99	21,56	41,54
A + 90% B	21,78	21,23	43,00
A + B	23,57	20,94	44,51

Tab. A8 – Cap. 9 Fig. 9.2.1: valori in GWh/anno

TABELLA A9

Esposizione al mercato in termini di volumi scambiati in €/anno in funzione della parzializzazione dell'output a partire dal parco fotovoltaico Alpha. Il punto di minimo si ottiene utilizzando l'output di Alpha più il 31% di Beta. Con questi dati si è costruita la Fig. 9.2.3.

UTILIZZO	ESPOSIZIONE PRODUZIONE	ESPOSIZIONE CONSUMO	ESPOSIZIONE TOTALE
0% A	-	11.335.450	11.335.450
10% A	1.150	7.377.900	7.379.050
20% A	12.200	6.955.250	6.967.450
30% A	37.300	6.565.250	6.602.550
40% A	73.100	6.200.150	6.273.250
50% A	119.200	5.859.350	5.978.550
60% A	177.400	5.547.050	5.724.450
70% A	248.850	5.266.000	5.514.850
80% A	336.500	5.023.350	5.359.850
90% A	439.750	4.817.500	5.257.250
100% A	556.050	4.642.300	5.198.350
A + 10% B	665.550	4.447.800	5.113.350
A + 20% B	784.500	4.282.000	5.066.500
A + 30% B	910.550	4.140.150	5.050.700
A + 40% B	1.041.800	4.017.650	5.059.450
A + 50% B	1.177.000	3.911.400	5.088.400
A + 60% B	1.315.800	3.820.700	5.136.500
A + 70% B	1.456.850	3.743.500	5.200.350
A + 80% B	1.598.900	3.674.950	5.273.850
A + 90% B	1.742.050	3.615.300	5.357.350
A + B	1.885.550	3.563.450	5.449.000

Tab. A9 – Cap. 9 Fig. 9.2.3: valori in €/anno

TABELLA A10

Esposizione al mercato in termini di volumi scambiati in GWh/anno in funzione della parzializzazione dell'output a partire dal parco fotovoltaico Beta. Il punto di minimo si ottiene al 76% dell'output di solo Beta al pari della *Tab. 6*. Con questi dati si è costruita la Fig. 9.2.2.

UTILIZZO	ESPOSIZIONE PRODUZIONE	ESPOSIZIONE CONSUMO	ESPOSIZIONE TOTALE
0% B	0,00	43,90	43,90
10% B	0,02	41,48	41,50
20% B	0,18	39,21	39,39
30% B	0,51	37,11	37,63
40% B	0,99	35,15	36,14
50% B	1,63	33,36	34,99
60% B	2,42	31,72	34,14
70% B	3,40	30,26	33,66
80% B	4,60	29,02	33,62
90% B	5,98	27,97	33,94
100% B	7,51	27,07	34,58
B + 10% A	8,85	26,02	34,87
B + 20% A	10,26	25,08	35,35
B + 30% A	11,77	24,26	36,03
B + 40% A	13,34	23,55	36,89
B + 50% A	14,97	22,93	37,90
B + 60% A	16,65	22,41	39,06
B + 70% A	18,37	21,97	40,34
B + 80% A	20,09	21,58	41,68
B + 90% A	21,83	21,24	43,07
B + A	23,57	20,94	44,51

Tab. A10 – Cap. 9 Fig. 9.2.2: valori in GWh/anno

TABELLA A11

Esposizione al mercato in termini di volumi scambiati in €/anno in funzione della parzializzazione dell'output a partire dal parco fotovoltaico Beta. Il punto di minimo si ottiene utilizzando l'output di Beta più il 37% di Alpha.

UTILIZZO	ESPOSIZIONE PRODUZIONE	ESPOSIZIONE CONSUMO	ESPOSIZIONE TOTALE
0% B	-	11.335.450	11.335.450
10% B	1.250	7.372.200	7.373.450
20% B	14.250	6.948.000	6.962.250
30% B	41.050	6.556.150	6.597.200
40% B	79.150	6.190.750	6.269.900
50% B	130.450	5.856.400	5.986.850
60% B	193.950	5.550.700	5.744.650
70% B	272.000	5.279.400	5.551.400
80% B	367.700	5.049.800	5.417.500
90% B	478.050	4.854.900	5.332.950
100% B	600.950	4.689.400	5.290.350
B + 10% A	707.800	4.495.400	5.203.200
B + 20% A	821.200	4.322.450	5.143.650
B + 30% A	941.350	4.170.800	5.112.150
B + 40% A	1.067.250	4.038.950	5.106.200
B + 50% A	1.197.750	3.925.350	5.123.100
B + 60% A	1.332.350	3.831.000	5.163.350
B + 70% A	1.469.350	3.750.700	5.220.050
B + 80% A	1.607.450	3.680.250	5.287.700
B + 90% A	1.746.400	3.618.450	5.364.850
B + A	1.885.550	3.563.450	5.449.000

Tab. A11 – Cap. 9 Fig. 9.2.4: valori in €/anno

TABELLA A12

Esposizione al mercato in €/anno e quota di autoconsumo del cliente industriale in GWh/anno in funzione della parzializzazione dell'output a partire dal parco fotovoltaico Beta.

UTILIZZO	AUTOCONSUMO	ESPOSIZIONE
0% A	0,00	11.335.450
10% A	0,01	7.379.050
20% A	0,15	6.967.450
30% A	0,47	6.602.550
40% A	0,91	6.273.250
50% A	1,49	5.978.550
60% A	2,22	5.724.450
70% A	3,11	5.514.850
80% A	4,21	5.359.850
90% A	5,50	5.257.250
100% A	6,95	5.198.350
A + 10% B	8,32	5.113.350
A + 20% B	9,81	5.066.500
A + 30% B	11,38	5.050.700
A + 40% B	13,02	5.059.450
A + 50% B	14,71	5.088.400
A + 60% B	16,45	5.136.500
A + 70% B	18,21	5.200.350
A + 80% B	19,99	5.273.850
A + 90% B	21,78	5.357.350
A + B	23,57	5.449.000

Tab. A12 – Cap. 9 Fig. 9.2.5: valori in GWh/anno e €/anno

TABELLA A13

Esposizione al mercato in termini di volumi scambiati in €/anno in funzione della parzializzazione dell'output del parco fotovoltaico Beta e della capacità di accumulo di energia elettrica.

	0 MWh	1 MWh	2 MWh	3 MWh	4 MWh	5 MWh
100% A	5.198.350	5.146.350	5.088.350	5.033.850	4.984.900	4.936.250
100% A + 31% B	5.050.650	5.040.700	5.002.150	4.959.800	4.919.700	4.876.800
MINIMIZZAZIONE	5.050.650	5.037.700	4.996.850	4.952.850	4.910.900	4.868.250
UTILIZZO BETA	31%	24%	24%	23%	22%	21%

Tab. A13 – Cap. 10 Fig. 10.4.1: valori in €/anno

BIBLIOGRAFIA

[1] AGNOLETTO M. “Il Value at Risk e la misurazione del rischio”. Tesi di laurea magistrale, Università Ca’ Foscari Venezia, 2017

[2] ARERA “Testo integrato delle disposizioni dell’autorità di regolazione per energia reti e ambiente per la regolazione dell’autoconsumo diffuso” (testo integrato autoconsumo diffuso – TIAD). Milano, 2024

[3] DECRETO LEGISLATIVO 199/21 - Decreto legislativo del 8 novembre 2021, n. 199, Attuazione della direttiva (UE) 2018/2001 del Parlamento europeo e del Consiglio, dell'11 dicembre 2018, sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili. (21G00214)

[4] GAZZETTA UFFICIALE - Gazzetta Ufficiale serie generale n.51 del 1-3-2012 allegato C7

[5] MALUTTA R. “Sistemi di accumulo elettrochimico”. Tesi di laurea magistrale, Università degli studi di Padova, 2013

[6] MINISTERO DELL’AMBIENTE E DELLA SICUREZZA ENERGETICA “Piano Nazionale Integrato per l’Energia e il Clima” (PNIEC). Roma, 2019

[7] NUTRICATO R. “Modelli elettrici e stima dei parametri di Batterie al litio”. Tesi di laurea magistrale, Università politecnica delle Marche, 2022

[8] TRIVILLIN L. “Definizione delle soluzioni realizzative ottimali di impianti fotovoltaici a terra “utility-scale” in Friuli – Venezia Giulia per la massimizzazione della producibilità di energia elettrica per unità di suolo”. Tesi di laurea, Università degli studi di Trieste, 2022

[9] VALLECCHI L. (Qualenergia) “Accumulo di energia: prezzi, mercati e politiche nel 2024”. 29/01/2024

SITOGRAFIA

[10] ARERA - www.arera.it

[11] BANCA D'ITALIA - www.bancaditalia.it/compiti/operazioni-cambi/cambi

[12] GSE – www.gse.it

[13] MERCATO ELETTRICO - www.mercatoelettrico.org/It/Esiti/GO

[14] QUALENERGIA - www.qualenergia.it

[15] TERNA SPA - www.terna.it/it/media/comunicati-stampa/dettaglio